

РАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ГИДРОХИМИЧЕСКИХ КРИТЕРИЕВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИБРЕЖНЫХ СТРУКТУР КАСПИЙСКОГО МОРЯ

Смирнова Татьяна Сергеевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Скопления углеводородов приурочиваются преимущественно к закрытым гидрогеологическим районам или структурам. Условия геологической закрытости характеризуются типом вод, степенью минерализации, содержанием некоторых компонентов и метаморфизации этих вод. Следовательно, можно конкретизировать гидрохимические показатели геологической закрытости.

Ключевые слова: нефтегазоносность, конденсационные воды, минерализация, пласт, вал Карпинского.

A RATIONAL SET OF CRITERIA FOR PETROLEUM HYDRO-CHEMICAL STRUCTURES OF THE CASPIAN SEA LITTORAL

Smirnova Tatiana S., C.Sc. in Geology and Minerology, Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumian sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Hydrocarbon accumulations are timed primarily to restricted areas or hydrogeological structures. The conditions are characterized by the type of geologic closed waters, the degree of mineralization, containing some components and metamorphism of these waters. Consequently, it is possible to specify the hydrochemical characteristics of the geological closeness.

Key words: oil and gas, condensing water, salinity, reservoir, shaft Karpinski.

Под термином «гидрогеологическая закрытость» понимается совокупность условий, определяющих невозможность проникновения поверхностных вод в рассматриваемые участки пород. Геологическая закрытость недр, как и многие другие геологические явления, является функцией многих природных процессов и поэтому не поддается точному количественному учету.

Работами на территории вала Карпинского выяснено, что гидрохимические условия закрытости недр могут быть охарактеризованы количественными значениями величин минерализации пластовых вод, степенью их метаморфизации, выраженной значениями коэффициентов

$\frac{rNa}{rCl}$ и $\frac{rCl - rNa}{rMg}$,

значениями хлорбромного коэффициента $\frac{rCl}{rBr}$ и показателями сульфатности

вод $\frac{rSO_4}{rCl} * 100$. Ниже уточнены количественные изменения этих показателей на исследуемой территории, находящиеся в определенной зависимости от

степени нефтегазоносности локальных структур и регионов и фазового состояния углеводородов.

Гидрогеологически закрытым недрам присущи воды хлоркальциевого типа. Воды этого типа на поверхности не формируются, а требуют гидрогеологически изолированной среды, т.е. тех же условий, которые необходимы для формирования и сохранения нефтяных и газовых залежей. Этот тип вод характеризуется наличием в солевом составе хлоридов кальция при доминирующем содержании хлоридов натрия. Наиболее четко на территории исследования процессы метаморфизации вод проявляются при минерализации свыше 100 г/дм³. Воды хлоркальциевого типа обычно приурочены к различным глубинным горизонтам независимо от того, являются структуры газо-нефтедержащими или пустыми. Поэтому сам по себе этот тип вод не может явиться гидрохимическим показателем нефтегазоносности, однако существование иного генетического типа вод в пределах исследуемой территории за весьма редким исключением может служить подтверждением неблагоприятной обстановки для сохранения залежей нефти и газа.

Самым характерным и наиболее просто определяемым признаком подземных вод, сопутствующих углеводородным месторождениям, оказывается их повышенная минерализация. Минерализация вод является результатом сложных физико-химических процессов, происходящих в течение всей гидрогеологической истории. При общих равных условиях минерализация вод отражает степень гидрогеологической закрытости недр, а следовательно, и условия, благоприятные или неблагоприятные для сохранения углеводородов. Зоны нефтегазонакопления выделяются повышенными значениями минерализации. Апт-неокомские воды Каспийско-Камышанской зоны нефтегазонакопления южного склона вала Карпинского выделяются увеличенными показателями до 120–130 г/дм³ при фоновых значениях около 100 г/дм³. Подобные зависимости отмечаются и по другим зонам нефтегазонакопления. Это объясняется тем, что зоны нефтегазонакопления отличаются более застойными гидрогеологическими условиями, которые характеризуются некоторым своеобразием водообмена. Эти воды проявляются как суммарный эффект локальных застойных участков. Ловушки для углеводородов являются также ловушками для воды, поэтому воды в ловушках более метаморфизованы и отличаются большей минерализацией по сравнению с фоновыми значениями. Подобное увеличение наблюдается по мере приближения к залежи в содержании растворенных компонентов вод (рис. 1, 2). Величины прироста минерализации и количества растворенных компонентов могут составлять свыше 30 %.

Кроме застойного фактора, в залежах причинами описанной гидрохимической зональности являются гидродинамическая обстановка и особенности фазового поведения воды в системе «вода – природный газ» при высоких давлениях и температурах. Процессы концентрирования (увеличение минерализации) пластовых вод вблизи залежей являются также и следствием испарения части пластовой воды в газовую фазу.

На месторождениях вала Карпинского, несмотря на повышение минерализации вод с приближением к залежи, вблизи контура залежи отмечается ее снижение, которое фиксируется на расстоянии не более 100–200 м. Так, на Улан-Хольском месторождении при локальных фоновых значениях минерализации вод свыше 120 г/дм³ у контура залежи происходит падение содержа-

ния солей до 70–85 г/дм³. Подобная зависимость в значениях минерализации наблюдается и на других месторождениях (рис. 1, 2).

Конденсационные воды взаимодействуют с окружающими пластовыми водами, снижая минерализацию последних и создавая вокруг залежей в пласте зону вод, пониженных минерализаций. Как показали экспериментальные исследования Т.П. Жузе, растворимость вод в метане при условиях, близких к пластовым условиям газоконденсатных месторождений (138 °С, 40,0 МПа), может достигать 3 кг воды на 1 м³ газа. Однако при некотором повышении температуры (204 °С) эта растворимость может достичь 13 кг на 1 м³ метана. Следует учитывать также обогащенность газов газоконденсатных месторождений высшими гомологами метана, обладающими повышенной растворимостью.

Воды глубинных комплексов на территории исследования относятся к хлоркальциевому типу. Для этих вод коэффициент метаморфизации $\frac{r Na}{r Cl}$

меньше 0,9. Для вод регионально продуктивных пластов значения коэффициента метаморфизации обычно колеблются в пределах 0,8–0,87 (рис. 3). С приближением к поверхностным зонам активного водообмена коэффициенты метаморфизации имеют значения более 0,9 и приближаются к 1. Для глубинных вод значения менее 0,9 обычно свидетельствуют о застойности вод и о седиментационном морском генезисе этих вод, метаморфизованными процессами катионного обмена. Подобные тип, генезис и условия существования подземных вод, весьма благоприятные для сохранения залежей углеводородов, отмечаются для меловых и юрских комплексов Промысловского блока, а также для юрского комплекса Бузгинского блока.

Таким образом, условия недр могут оптимально характеризоваться генетическим коэффициентом $\frac{r Cl - r Na}{r Mg}$. Значения генетического коэффициента на территории исследования более 2, характерные для зон нефтегазоаккумуляции, могут свидетельствовать о высокой степени закрытости недр, достаточной для сохранения залежей.

В зоне активного водообмена, влияния палеопромыва или инфильтрации вод значения $\frac{r Cl - r Na}{r Mg}$ обычно меньше 2 и нередко снижаются настолько,

что необходимо применять коэффициент $\frac{r Na - r Cl}{r SO_4}$, т.е. меняется тип вод, что может свидетельствовать о гипергенных процессах разрушения.

Характерной чертой состава пластовых вод Северо-Восточного Предкавказья является низкое содержание сульфатов или их практическое отсутствие (рис. 4). Исчезновение сульфатов из вод нельзя объяснить простым выпадением из раствора в осадок, которое обычно наблюдается в поверхностных водоемах при достижении высших концентраций солей, так как пластовые воды, например, южного склона вала Карпинского не достигают степени насыщения, необходимой для осаждения сульфатов. В южном направлении сульфатность вод становится еще ниже. При существующих термодинамических условиях воды вала Карпинского недонасыщены сульфатами в 10 раз.

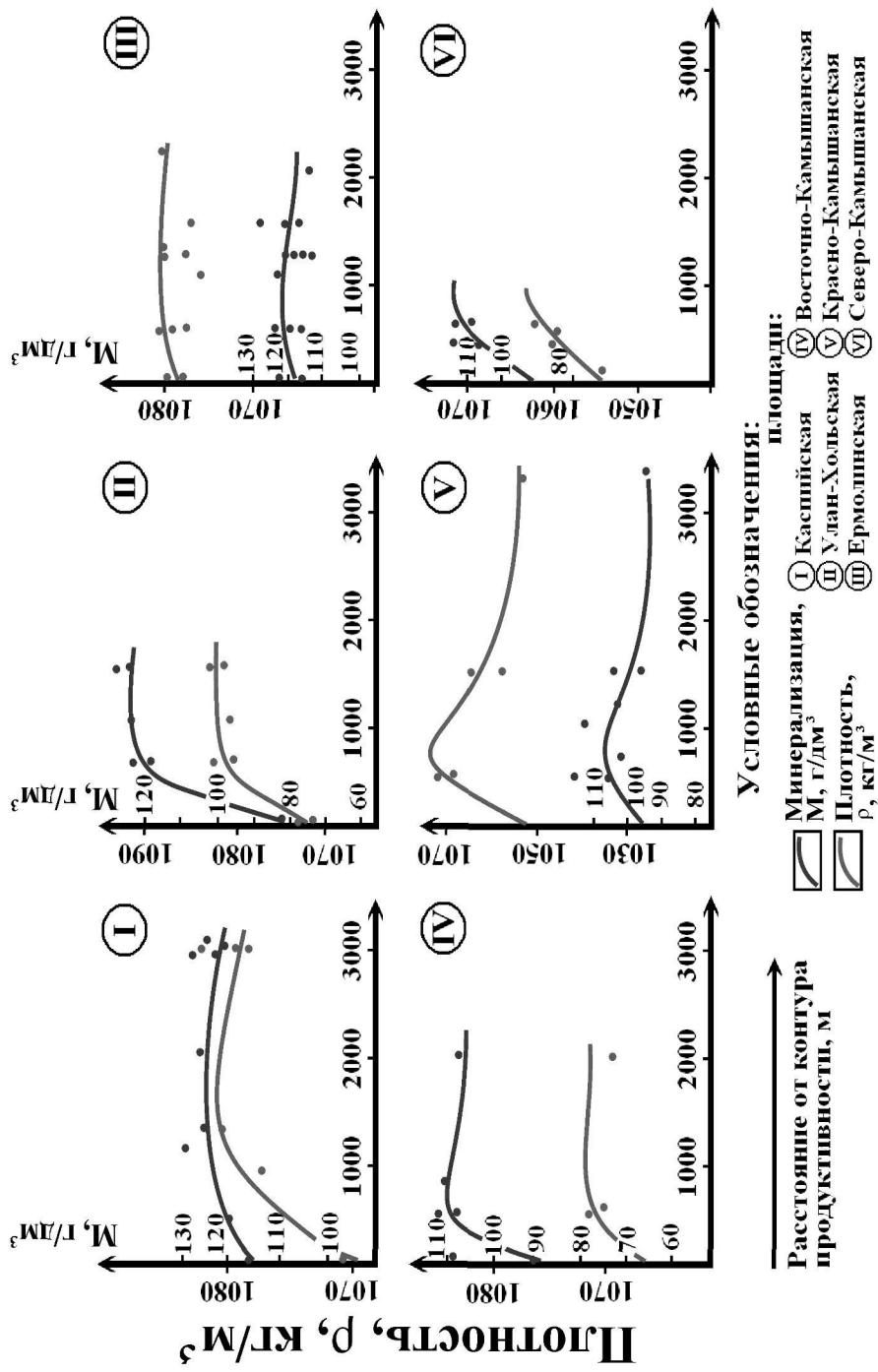


Рис. 1. Графики изменения ионно-солевого состава и плотности пластовых вод апт-неокомского комплекса с расстоянием от контура нефтегазоносности по продуктивным площадям (составила Т.С. Смирнова)

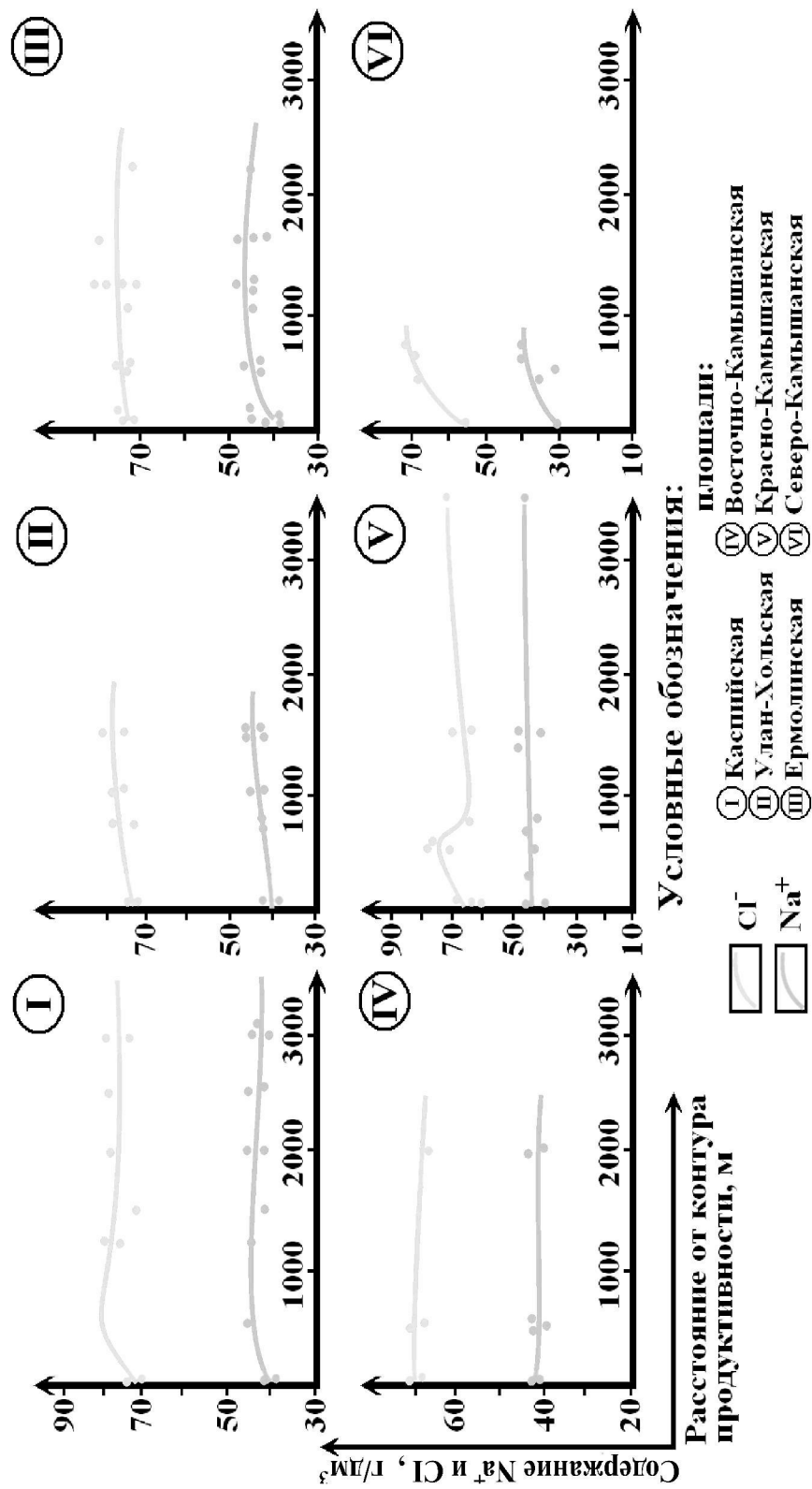


Рис. 2. Графики изменения содержания натрий- и хлор-ионов пластовых вод апт-неокомского комплекса с расстоянием от контура нефтегазоносности по продуктивным площадям (составила Т. С. Смирнова)

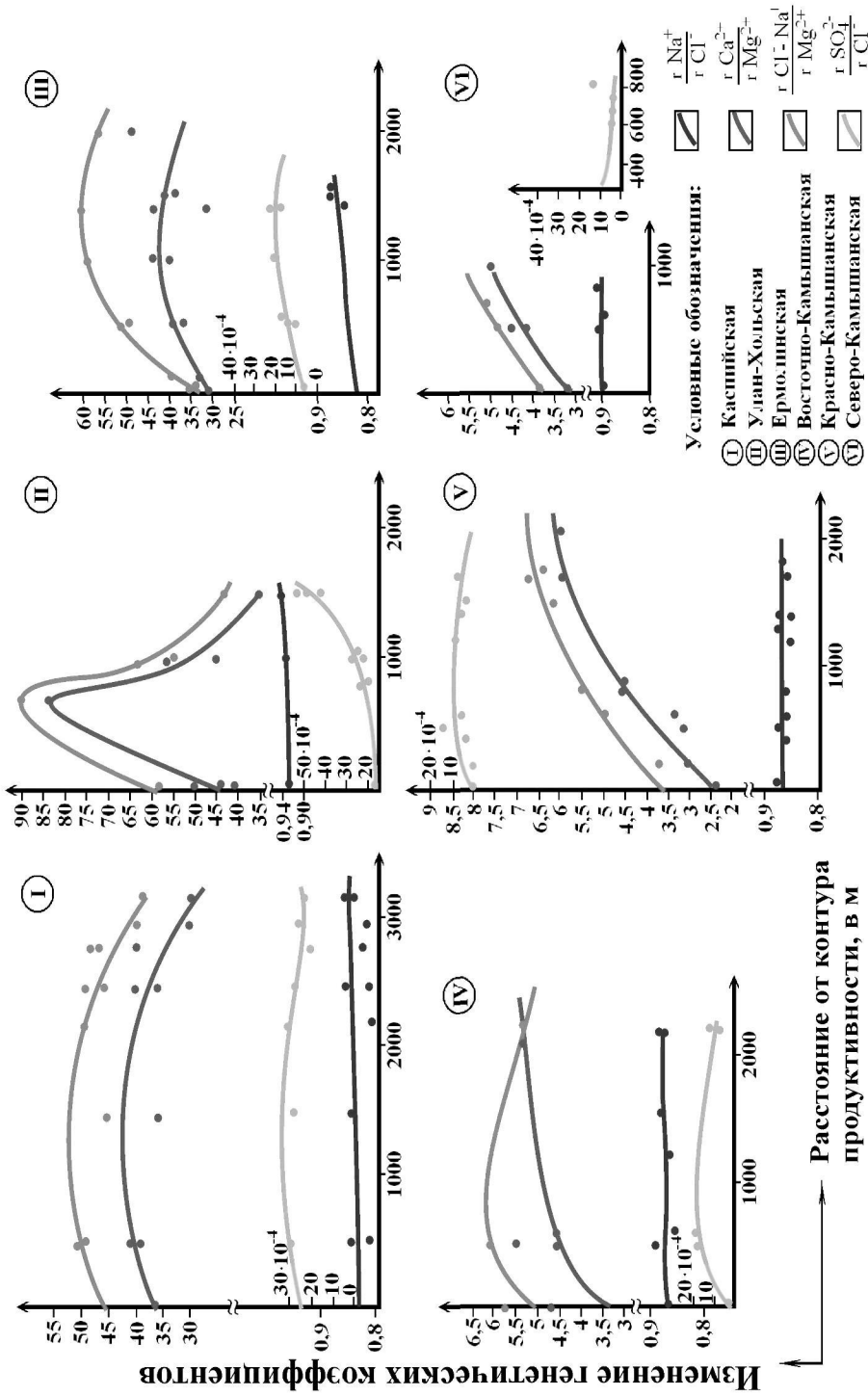


Рис. 3. Графики изменения генетических коэффициентов и содержания микрокомпонентов пластовых вод апт-неокомского комплекса с расстоянием от контура нефтегазоносности по продуктивным площадям (составила Т.С. Смирнова)

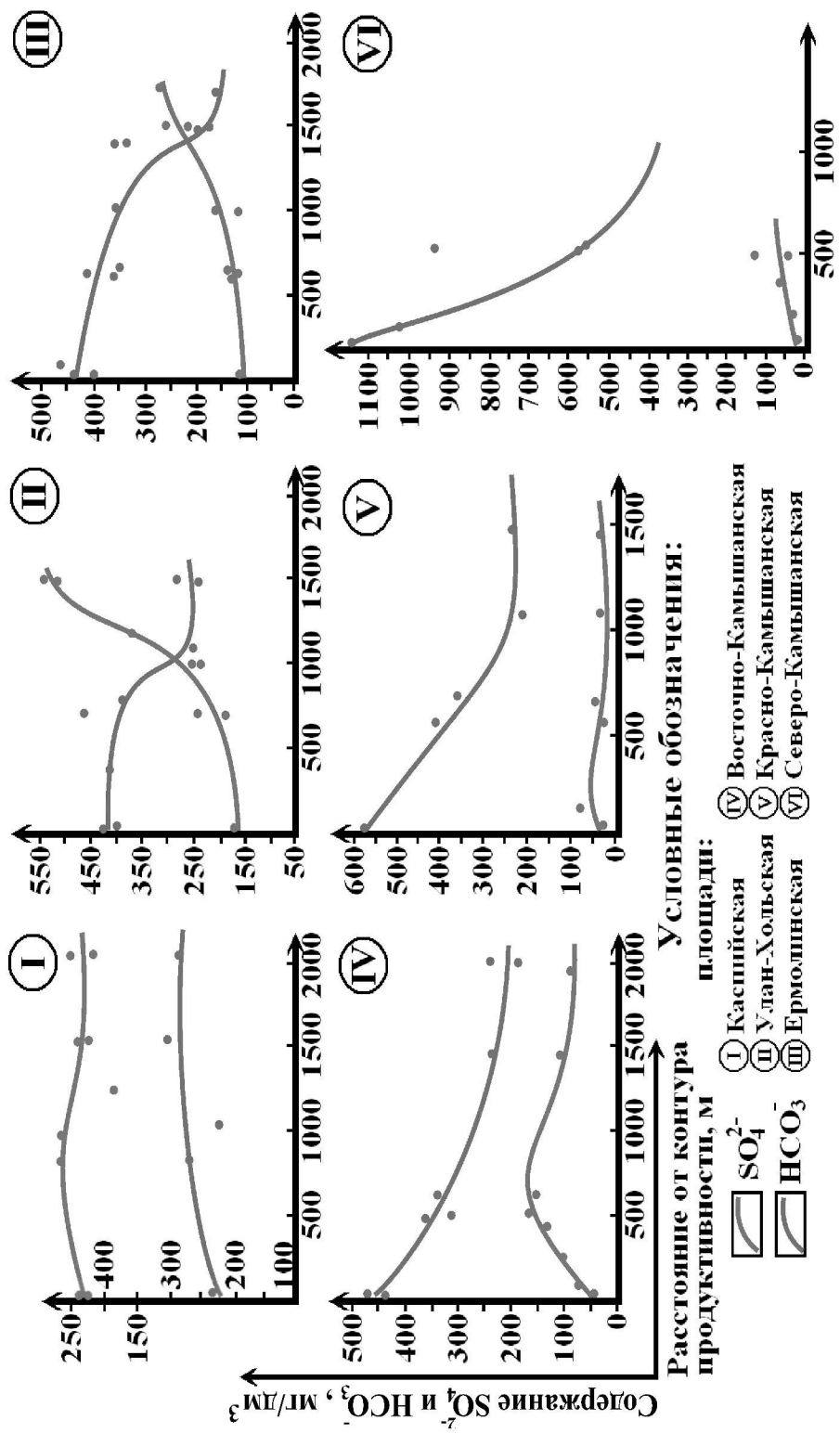


Рис. 4. Графики изменения содержания сульфат- и гидрокарбонат-ионов пластовых вод апт-неокомского комплекса с расстоянием от контура нефтегазоносности по продуктивным площадям (составила Т. С. Смирнова)

Влияние типа воды на содержание в ней сульфатов заключается в том, что растворимость сульфатов в различных типах вод неодинакова. В водах хлоркальциевого типа сульфаты могут быть в основном в форме соли кальция, растворимость которого вообще невелика. Известно, что наличие в водах хлоридов кальция и солей магния снижают растворимость сульфата кальция. В то же время хлористый натрий повышает растворимость сульфатов, поэтому при повышении содержания хлоридов натрия растворимость сульфатов кальция вначале увеличивается и достигает максимума при 10%-растворе NaCl.

При этом растворимость сульфатов может достигать 4300 мг/дм³. При дальнейшем насыщении воды хлористым натрием растворимость в ней сульфатов кальция начинает уменьшаться.

Пластовые воды южного склона вала Карпинского содержат при существующих термодинамических условиях в среднем около 10 % NaCl. Сульфатов в них содержится около 200–300 мг/дм³, т.е. дефицит насыщения пластовых вод сульфатами значительный (рис. 4).

Исследования относительного насыщения вод сульфатами позволяют судить о масштабах окислительных процессов и адсорбции сульфатов породами. Для этих целей нами использованы кальциевые графики предельного насыщения пластовых вод сульфатами.

Для конкретных гидрогеологических условий южного склона вала Карпинского предел относительного насыщения пластовых вод сульфатами составляет 1400–1500 мг/дм³, что почти в три раза меньше абсолютного предела насыщенности, но в 5 раз выше фактического содержания сульфатов в пластовых водах.

Исследованиями на примере месторождений вала Карпинского установлено, что по мере приближения к залежи углеводородов содержание в водах ионов SO₄²⁻ уменьшается. Влияние скопления углеводородов на содержание SO₄²⁻ в водах сказывается на расстоянии не более 1500 м (рис. 3, 4).

Так, на Улан-Хольской площади фоновое содержание сульфатов в пластовых водах составляет не менее 400–500 мг/дм³. На расстоянии около 1500 м от залежи содержание SO₄²⁻ начинает снижаться, что происходит весьма интенсивно на расстоянии менее 800 м, а уже у контура залежи количество сульфатов в водах составляет не более 150–200 мг/дм³. На Ермолинской площади снижение сульфатности вод происходит от 250–300 мг/дм³, характерных для фоновых значений, до 100 мг/дм³ у контура залежи, причем интенсивное снижение количества сульфатов происходит на расстоянии менее 1000 м от контура залежи. Такие же закономерности в содержании сульфатов в водах по мере приближения к углеводородной залежи отмечаются и на других месторождениях: Каспийском, Восточно-Камышанском, Красно-Камышанском, Северо-Камышанском и др. (рис. 4).

В пластовых водах, наряду со значительным уменьшением сульфатов, отмечается и постоянное содержание гидрокарбонат иона. На Улан-Хольском месторождении увеличение количества HCO₃⁻ в водах отмечается на расстоянии 1300–1500 м от залежи. Особенно интенсивное увеличение HCO₃⁻ происходит на расстоянии менее 800 м от залежи и уже в подошвенных водах содержание гидрокарбонат иона составляет 400–450 мг/дм³ при фоновом его содержании 250–300 мг/дм³. На Ермолинском месторождении фоновое содержание HCO₃⁻ составляет 150–200 мг/дм³. По мере приближения к залежи

количество HCO_3^- в водах увеличивается, особенно интенсивно на расстоянии менее 1000 м от залежи, и уже в подошвенных водах количество гидрокарбонат иона достигает 400–450 мг/дм³. Аналогичный характер закономерностей в содержании гидрокарбонат иона по мере приближения к углеводородной залежи отмечается и на других месторождениях южного склона вала Карпинского (рис. 3).

Эти положения подтверждаются практическими исследованиями на примере месторождений вала Карпинского. В водах нефтяных или газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой, отделяющей газовую фазу от пластовых вод, десульфирование вод происходит с меньшей интенсивностью, однако накопление гидрокарбонатов не уменьшается. На нефтяном Северо-Камышанском месторождении снижение сульфатности вод происходит от фоновых значений 100–75 мг/дм³ до 50 мг/дм³ у контура залежи. Накопление же гидрокарбонатов отмечается интенсивно с 350 мг/дм³ до 1000–1150 мг/дм³. На Красно-Камышанском газоконденсатном месторождении с подстилающей нефтяной оторочкой снижение количества сульфатов в водах происходит с 75–50 мг/дм³ до 25 мг/дм³, накопление гидрокарбонатов происходит от 200 мг/дм³ до 550–600 мг/дм³. Эти изменения отмечаются на расстоянии не более 500–750 м от залежи, т.е. ореол влияния нефтяных углеводородов уменьшается. На газовых месторождениях с залежами «сухих» газов процессы десульфирования развиты настолько незначительно, что воды имеют тип сульфатнатриевых. Содержание же гидрокарбонатов в водах таких месторождений отличается от фоновых значений весьма незначительно (Ики-Бурульское месторождение).

Таким образом, в зоне контакта пластовых вод с углеводородными залежами концентрации сульфат иона и гидрокарбонат иона определяются общими геохимическими условиями, зависящими от состава углеводородов. Закономерности количественных взаимоотношений продуктов превращения органики характеризуют интенсивность подобных превращений, поэтому

числовые значения $\frac{r \text{SO}_4}{r \text{HCO}_3}$ возможно использовать для характеристики конкретной геологической обстановки, в том числе для оценки перспектив нефтегазоносности.

Таким образом намечаются следующие критические значения коэффициента $\frac{r \text{SO}_4}{r \text{HCO}_3}$ для вод хлоркальциевого типа.

1. Воды непродуктивных отложений пермо-триаса характеризуются повышенным содержанием сульфатов при малой концентрации гидрокарбонатов.

Отношение $\frac{r \text{SO}_4}{r \text{HCO}_3} > 5$. Для вод перспективных площадей значения $\frac{r \text{SO}_4}{r \text{HCO}_3} < 3$.

2. Воды регионально продуктивных отложений байосса, апт-неокома и альба характеризуются незначительным содержанием сульфатов и высокими концентрациями гидрокарбонатов, причем по мере приближения к залежи содержание этих компонентов изменяется в обратной зависимости. Ореол

влияния залежи не более 1500 м. Коэффициент $\frac{r \text{SO}_4}{r \text{HCO}_3} < 3$ может свидетель-

ствовать о перспективности площади, значения менее 1 свидетельствуют о высокой перспективности площади.

3. Воды нефтеносных горизонтов преимущественно в байосских отложениях также характеризуются низким содержанием сульфатов и весьма высокими концентрациями гидрокарбонатов. Ореол влияния залежи – 800–1000 м.

$$\text{Значения } \frac{r SO_4}{r HCO_3} < 1.$$

Список литературы

1. Ахмедова Ю. И. Новейшие исследования геохимических особенностей формирования гомологов сероводорода в природных газоконденсатных системах / Ю. И. Ахмедова, А. О. Серебряков, Т. С. Смирнова // Естественные и технические науки. – 2010. – № 3. – С. 190–193.
2. Быстрова И. В. Палеоструктурные преобразования Северо-Западного Прикаспия в раннемеловое время / И. В. Быстрова, Н. Ф. Федорова, Т. С. Смирнова // Геология, география и глобальная энергия. – 2008. – № 4. – С. 26–30.
3. Макаров А. Н. Геоисследования распространения нефтегазоносных объектов в акватории Каспийского моря и аналитическая оценка ресурсов в геосфере региона / А. Н. Макаров, Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 68.
4. Макаров А. Н. Инженерно-геологическое обоснование промышленной продуктивности донных пород акватории Каспийского моря / А. Н. Макаров, Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 69–70.
5. Мерчева В. С. Особенности нефтегазоносности Прикаспийской впадины / В. С. Мерчева, Н. Ф. Федорова, О. И. Серебряков, О. В. Красильникова, А. О. Серебряков, И. В. Быстрова, Т. С. Смирнова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2010. – № 3. – С. 105–113.
6. Михайлов А. А. Ликвидация техногенного гидратообразования на промышленных объектах / А. А. Михайлов, Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 61.
7. Порфирьев А. Н. Технология ускоренной разведки минерального сырья / А. Н. Порфирьев, Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 67.
8. Серебряков А. О. Геохимическая нанотехнология повышения компонентоотдачи газовых залежей сложного состава / А. О. Серебряков, В. С. Мерчева, Т. С. Смирнова // Естественные и технические науки. – 2010. – № 3. – С. 199–205.
9. Смирнова Т. С. Внедрение природных лечебных вод для бальнеологии и рекреации населения Астраханского региона / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 66.
10. Смирнова Т. С. Внедрение современных систем дезинфекции питьевых вод на очистных сооружениях методом замены химически опасного жидкого хлора местным локальным реагентом, безопасным для человека / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 62.
11. Смирнова Т. С. Газогидрохимические критерии перспектив нефтегазоносности / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков, И. В. Быстрова, Е. Н. Лиманский // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 144–153.
12. Смирнова Т. С. Геологические и экономические особенности разведки и разработки многокомпонентных газоконденсатных залежей / Т. С. Смирнова, В. С. Мерчева, О. И. Серебряков, О. В. Красильникова // Геология, география и глобальная энергия. – 2011. – № 2. – С. 106–111.
13. Смирнова Т. С. Геолого-геохимические закономерности изменения по площади и разрезу состава и свойств нефти, газа и конденсата Северо-Восточного Пред-

Кавказа / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 3. – С. 5–15.

14. Смирнова Т. С. Геолого-экономическая синергетика состава природного сырья и оптимизации работ по освоению ресурсов Каспийского моря / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 69.

15. Смирнова Т. С. Геохимические особенности нижнемеловых нефтей и конденсатов Северо-Восточного Предкавказья / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 12. – С. 88–103.

16. Смирнова Т. С. Гидрогеологические и геохимические закономерности размещения углеводородов в пределах вала Карпинского : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Т. С. Смирнова. – Саратов, 2009.

17. Смирнова Т. С. Гидрогеохимические и литолого-стратиграфические особенности накопления углеводородов в юго-западной части Прикаспийской впадины / Т. С. Смирнова, Е. Н. Лиманский // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2006. – № 4. – С. 172–175.

18. Смирнова Т. С. Гидрогеохимические показатели нефтегазоносности Северо-Восточного Предкавказья / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2008. – № 1. – С. 97–106.

19. Смирнова Т. С. Ионно-солевые показатели нефтегазоносности Северо-Восточного Предкавказья / Т. С. Смирнова, А. О. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 4. – С. 27–34.

20. Смирнова Т. С. Количественная оценка прогнозных ресурсов углеводородов юрско-мелового комплекса юго-западной части Прикаспийской впадины / Т. С. Смирнова, Н. Ф. Федорова, И. В. Быстрова, А. З. Карабаева // Геология, география и глобальная энергия. – 2009. – № 4. – С. 139–142.

21. Смирнова Т. С. Нанотехнология получения продуктов йода из природных подземных вод / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 65–66.

22. Смирнова Т. С. Обоснование утилизации бытовых стоков и дренажных вод в глубинные горизонты методом пластовой иньекции / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 61.

23. Смирнова Т. С. Оценка масштабов и причин подтопления территории города Астрахани и промышленных объектов. Прогноз процессов подтопления. Разработка инженерно-геологических мероприятий для снижения уровня грунтовых вод в населенных пунктах / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 63.

24. Смирнова Т. С. Разработка и создание общегосударственного научно-технологического ресурсосберегающего природного комплекса получения импортзамещающих микроэлементов и сопутствующих материалов / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 67.

25. Смирнова Т. С. Формирование экологических геосистем Прикаспийской впадины в условиях разведки и разработки нефтегазовых месторождений / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 68–69.

26. Смирнова Т. С. Характеристика астраханской карбонатной платформы / Т. С. Смирнова, Н. Ф. Федорова, И. В. Быстрова // Геология, география и глобальная энергия. – 2009. – № 3. – С. 79–83.

References

1. Ahmedova Ju. I. Novejshie issledovaniya geohimicheskikh osobennostej formirovaniya gomologov serovodoroda v prirodnyh gazokondensatnyh sistemah / Ju. I. Ahmedova, A. O. Serebrjakov, T. S. Smirnova // Estestvennye i tehicheskie nauki. – 2010. – № 3. – S. 190–193.

2. Bystrova I. V. Paleostrukturnye preobrazovanija Severo-Zapadnogo Prikaspija v rannemelovoe vremja / I. V. Bystrova, N. F. Fedorova, T. S. Smirnova // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2008. – № 4. – S. 26–30.
3. Makarov A. N. Geoissledovanija rasprostraneniya neftegazonosnyh obektov v akvatorii Kaspijskogo morja i analiticheskaja ocenka resursov v geosfere regiona / A. N. Makarov, T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 68.
4. Makarov A. N. Inzhenerno-geologicheskoe obosnovanie promyshlennoj produktivnosti donnyh porod akvatorii Kaspijskogo morja / A. N. Makarov, T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 69–70.
5. Mercheva V. S. Osobennosti neftegazonosnosti Prikaspijskoj vpadiny / V. S. Mercheva, N. F. Fedorova, O. I. Serebrjakov, O. V. Krasil'nikova, A. O. Serebrjakov, I. V. Bystrova, T. S. Smirnova, E. N. Limanskij // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2010. – № 3. – S. 105–113.
6. Mihajlov A. A. Likvidacija tehnogenogo gidratoobrazovanija na promyshlennyh obektah / A. A. Mihajlov, T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 61.
7. Porfir'ev T. S. Tehnologija uskorennoj razvedki mineral'nogo syr'ja / A. N. Porfir'ev, T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 67.
8. Serebrjakov A. O. Geohimicheskaja nanotehnologija povyshenija komponentotdachi gazovyh zalezhej slozhnogo sostava / A. O. Serebrjakov, V. S. Mercheva, T. S. Smirnova // *Estestvennye i tehniczeskie nauki*. – 2010. – № 3. – S. 199–205.
9. Smirnova T. S. Vnedrenie prirodnyh lecebnyh vod dlja bal'neologii i rekreacii naselenija Astrahanskogo regiona / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 66.
10. Smirnova T. S. Vnedrenie sovremennyh sistem dezinfekcii pit'evykh vod na ochistnyh sooruzhenijah metodom zameny himicheski opasnogo zhidkogo hlora mestnym lokal'nym reagentom, bezopasnym dlja cheloveka / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 62.
11. Smirnova T. S. Gazogidrohimicheskie kriterii perspektiv neftegazonosnosti / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov, I. V. Bystrova, E. N. Limanskij // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2011. – № 2. – S. 144–153.
12. Smirnova T. S. Geologicheskie i jekonomicheskie osobennosti razvedki i razrabotki mnogokomponentnyh gazokondensatnyh zalezhej / T. S. Smirnova, V. S. Mercheva, O. I. Serebrjakov, O. V. Krasil'nikova // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2011. – № 2. – S. 106–111.
13. Smirnova T. S. Geologo-geohimicheskie zakonomernosti izmenenija po plowadi i razrezu sostava i svojstv nefci, gaza i kondensata Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii*. – 2007. – № 3. – S. 5–15.
14. Smirnova T. S. Geologo-jekonomicheskaja sinergetika sostava prirodnogo syr'ja i optimizacii rabot po osvoeniju resursov Kaspijskogo morja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 69.
15. Smirnova T. S. Geohimicheskie osobennosti nizhnemelovyh neftej i kondensatov Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii*. – 2006. – № 12. – S. 88–103.
16. Smirnova T. S. Hidrogeologicheskie i geohimicheskie zakonomernosti razmewenija uglevodorodov v predelaha vala Karpinskogo : avtoref. dis. ... kand. geol.-mineral. nauk / T. S. Smirnova. – Saratov, 2009.
17. Smirnova T. S. Hidrogeohimicheskie i litologo-stratigraficheskie osobennosti nakoplenija uglevodorodov v jugo-zapadnoj chasti Prikaspijskoj vpadiny / T. S. Smirnova, E. N. Limanskij // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii*. – 2006. – № 4. – S. 172–175.

18. Smirnova T. S. Gidrogeohimicheskie pokazateli neftegazonosnosti Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии. – 2008. – № 1. – С. 97–106.

19. Smirnova T. S. Ionno-solevye pokazateli neftegazonosnosti Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, A. O. Serebrjakov // Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenerгии. – 2007. – № 4. – С. 27–34.

20. Smirnova T. S. Kolichestvennaja ocenka prognoznyh resursov uglevodorodov jursko-melovogo kompleksa jugo-zapadnoj chasti Prikaspijskoj vpadiny / T. S. Smirnova, N. F. Fedorova, I. V. Bystrova, A. Z. Karabaeva // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2009. – № 4. – С. 139–142.

21. Smirnova T. S. Nanotehnologija poluchenija produktov joda iz prirodnyh podzemnyh vod / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2007. – № 2. – С. 65–66.

22. Smirnova T. S. Obosnovanie utilizacii bytovyh stokov i drenaznyh vod v glubinye gorizonty metodom plastovoj inzhekcii / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2007. – № 2. – С. 61.

23. Smirnova T. S. Ocenka masshtabov i prichin podtoplenija territorii goroda Astrahani i promyshlennyh obektov. Prognoz processov podtoplenija. Razrabotka inzhenerno-geologicheskikh meroprijatij dlja snizhenija urovnja gruntovyh vod v naselennyh punktah / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2007. – № 2. – С. 63.

24. Smirnova T. S. Razrabotka i sozdanie obwegosudarstvennogo nauchno-tehnologicheskogo resursosberegajuwego prirodnogo kompleksa poluchenija importozamewajuwih mikrojelementov i soputstvujuwih materialov / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2007. – № 2. – С. 67.

25. Smirnova T. S. Formirovanie jekologicheskikh geosistem Prikaspijskoj vpadiny v uslovijah razvedki i razrabotki neftegazovyh mestorozhdenij / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2007. – № 2. – С. 68–69.

26. Smirnova T. S. Harakteristika astrahanskoj karbonatnoj platformy / T. S. Smirnova, N. F. Fedorova, I. V. Bystrova // Geologija, geografija i global'naja jenerгija. – 2009. – № 3. – С. 79–83.

АКТИВИЗАЦИЯ ТЕКТОНИЧЕСКИХ ДВИЖЕНИЙ НА ТАМАНСКОМ ПОЛУОСТРОВЕ

Попков Иван Васильевич, студент, Кубанский государственный университет, 350040, Россия, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: geoskubsu@mail.ru

Приводится описание уникального по своей природе тектонического события на Таманском полуострове. В результате кратковременной разрядки тангенциальных напряжений произошел быстрый рост погребенного поднятия, приведший к воздыманию значительной по площади прибрежной части Азовского моря с появлением новообразованной суши.

Ключевые слова: антиклиналь, грязевые вулканы, тектонические напряжения, оползневые процессы.

ACTIVATION OF TECTONIC MOVEMENTS ON THE TAMAN PENINSULA

Popkov Ivan V., Student, Kuban State University, 149 Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russia, e-mail: geoskubsu@mail.ru