

ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В КАСПИЙСКОМ МОРЕ

**А.О. Серебряков, заведующий
кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых;**
**О.А. Серебрякова, аспирант
кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых**
*Астраханский государственный университет,
тел.: 8(8512) 44-00-95; e-mail: geologi2007@yandex.ru*

Рецензент: Мурзагалиев Д.М.

Исследованы свойства и геохимический состав нефти и газа новых месторождений российского сектора Каспийского моря. Установлено распределение и степени катагенного преобразования рассеянного органического вещества в породах геологического разреза Каспийского моря. Обоснован прогноз нефтегазоносности отложений, начиная с фундамента до четвертичных отложений.

Properties and geochemical composition of oil and gas new fields of the Russian sector of the Caspian Sea were studied. Distribution and degree of conversion of the organic substance in rocks of the geological cut of the Caspian Sea was established. Forecast of oil and gas bearing of the deposits beginning from the basement to Quaternary sediments has been grounded.

Ключевые слова: прогноз, нефтегазоносность, органические вещества, ресурсы углеводородов, битумоид, стадия, катагенез.

Key words: forecast, oil and gas bearing, organic substance, hydrocarbon resources, bitumen, stage, catagenesis.

Активизация освоения нефтегазовых ресурсов Каспийского моря подтверждает прогнозы исследователей [2, 4] о том, что объемы запасов углеводородов в акватории не уступают ресурсам Ближнего Востока. Открытие в начале XXI в. месторождений нефти и газа на Северном шельфе Каспийского моря может обеспечить создание на юге России крупнейшего Каспийского нефтегазодобывающего и перерабатывающего комплекса, способного в ближайшие 10–15 лет занять одно из ведущих мест в России по объемам годовой добычи газа на уровне 100 млрд м³ и 50 млн тонн нефти. В 2010 г. введено в разработку месторождение Корчагина с годовой добычей до 10 млн тонн нефти. В 2014 г. добыча нефти начнется на месторождении Филановского, крупнейшем открытием в РФ в постсоветское время, где по уточненным материалам запасы нефти достигают 220 млн тонн, газа – 140 млрд м³. Нефть составляет 75 % суммарных запасов. Ежегодная добыча нефти достигнет 9–10 млн тонн. Однако регион характеризуется недостаточной изученностью геологического строения, условий формирования месторождений и истории развития, в особенности на новейших этапах. Площадь выявленных перспективных структур составляет менее 0,5 % территории северной акватории. При высоком прогнозе нефтегазоносности объемы геологоразведочных работ здесь предельно низки и составляют менее 1 % объемов, достигнутых в Южном Каспии, хотя площадь последнего в 3 раза меньше площади северной акватории. Нефтегазоматеринский потенциал морских отложений оценивается геохимической способностью захороненного рассеянного органического вещества (РОВ) генерировать углеводороды (УВ). Минимальным содержанием РОВ (Сорг), способным генерировать УВ, считается 0,5 % в глинистых и 0,3 % в карбонатных породах. Песчаники выступают в качестве коллекторов УВ [1].

Ниже впервые изложены материалы исследований литологии и геохимии органического вещества пород, нефтегазоносности новых месторождений и прогноза углеводородных ресурсов российского сектора Каспийского моря.

Нефтегазоносность фундамента, сложнопостроенного и представленного внутриформационными впадинами и поднятиями, в акватории не разведана. Однако на восточном прибрежном участке на месторождении Оймаш получены промышленные притоки нефти из гранитоидов фундамента дебитом до 248 м³/сут (скв. 12 инт. 3773–3720 м, 9 мм штуцер). Пластовые давления – до 48 МПа, температура 150 °С. Плотность нефти – 834 кг/м³, парафина – до 13 %, смол – до 1,9 %, серы – до 0,04 %, асфальтенов – до 0,9 %. В породах фундамента сингенетичных ОВ не обнаружено.

Палеозойские отложения в Российской акватории не вскрыты. На северо-восточном шельфе в них выявлено гигантское нефтяное месторождение Кашаган (рис. 1), а в прибрежной зоне «море-суша» – Тенгиз (рис. 2, 3). Севернее в палеозойских отложениях выявлено гигантское Астраханское газоконденсатное месторождение. Структурно-тектонические аналоги Астраханского свода развиваются в северной акватории (Северо-Каспийское поднятие и др.). Содержание Сорг превышает 1,5–2 %, стадия АК₁. Синтезированный геолого-геохимический прогноз оценивает нахождение в палеозойских отложениях северной акватории на глубинах 4800–5000 м при пластовых давлениях до 80–85 МПа и температурах свыше 110–130 °С нефтей плотностью 0,8–0,85, вязкостью до 2 Мпа, с сернистостью менее 0,8 %, смол – до 1,5 % асфальтенов менее 0,1 %, парафинов до 6 %, НК – до 50 °С.

Наибольшие ресурсы УВ сырья в настоящее время выявлены в мезозойских отложениях Каспийского моря (рис. 4). В северной акватории в начале XXI в. выявлены перспективные структуры Ракушечная, Филановского, Широкая, Корчагина, Хвалынская, «170 км», Сарматская, Центральная. На этих структурах продуктивными являются терригенные альбские и аптские песчаники нижнего мела, карбонатные отложения титонского и оксфордского ярусов верхней юры, терригенные отложения средней юры.

В альбских песчаниках притоки газа и конденсата получены в скважине 4,5 Хвалынская и в скважине 3 месторождения «170 км». Пластовые газы альбской залежи (скв. 5, инт. 1311–1319 м) содержат (% масс) метана – 66–67, этана – 11–12, пропана – 5–6, бутана – 4, пентана с высшими – 3,5–4, СО₂ – до 0,4, сероводород отсутствует.

Нефти аптской залежи (скв. 4, 6 Филановское, инт. 1357–1372 м, P_{пл} = 14,9 МПа, T_{пл} = 67 °С) имеют плотность 830 кг/м³, высокую вязкость более 11 Сст, содержат (% масс) – серы 0,15, смол – 4,2, асфальтенов – 0,05, НК = 53 °С.

На Хвалынском месторождении из доломитов титонского яруса верхней юры (скв. 1 Хвалынская, инт. 2978–2993,5 м) получен промышленный приток газа и конденсата. На месторождении «170 км» из этих же доломитов в скважине 3 получен промышленные притоки газа и нефти. Из известняков оксфордского яруса верхней юры (скв. 3, инт. – 3240–3268 м) получен промышленный приток нефти. Из келловейских песчаников в скважине 3 получены промышленные притоки газа и конденсата. Нефти юрских залежей (скв. 2 Филановское, инт. 1456–1462 м, P_{пл} = 15,7 МПа, T_{пл} = 69 °С) легкие, плотность 800 кг/м³, вязкость 0,6 МПа.с, серы – до 0,7 %, смол – до 2,7 %, асфальтенов – 0,1%, парафина 8,9 %, НК – до 50 °С.

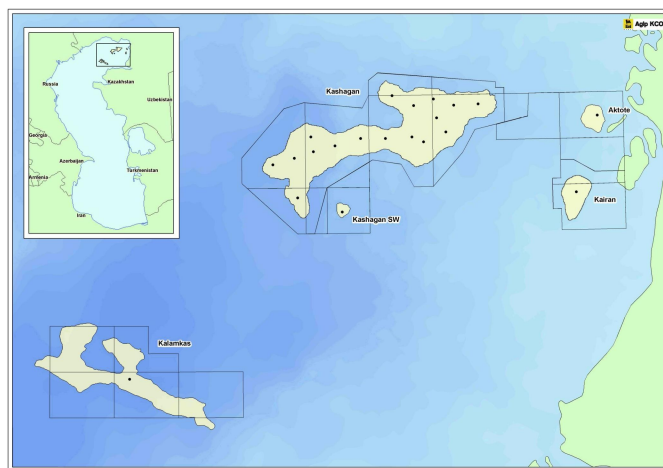


Рис. 1. Северо-восточная акватория Каспийского моря

На Сарматской структуре в карбонатных верхнеюрских отложениях выявлено 6 промышленных залежей. Три газоконденсатные залежи выделены в разрезе титонского яруса, одна газоконденсатная залежь – в отложениях кимериджского яруса, и две нефтяные залежи приурочены к оксфордскому ярусу.

На структуре Центральная поисково-разведочные работы подтвердили промышленную нефтегазонасность верхнеюрских и меловых отложений. Выявлена одна нефтяная залежь с газовой шапкой в отложениях волжского (титонского) яруса верхней юры. Притоки нефти получены при опробовании алевролитовых пластов неокомского яруса нижнего мела. На структуре Корчагина открыто 6 промышленных залежей на глубинах от 690 до 1860 м в отложениях средней юры, нижнего мела и палеогена. На структуре Ракушечная получен промышленный приток газа и нефти из песчаников нижнего мела и доломитов верхней юры.

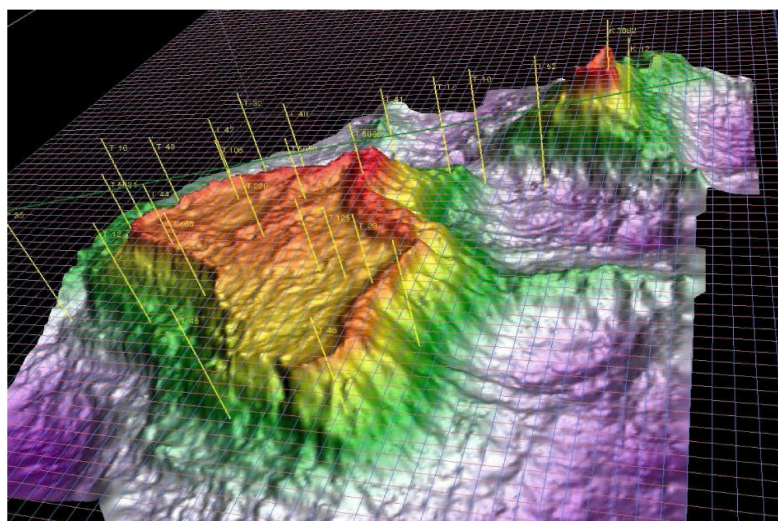


Рис. 2. Геологическая модель Тенгиз-Королевского нефтяного гиганта

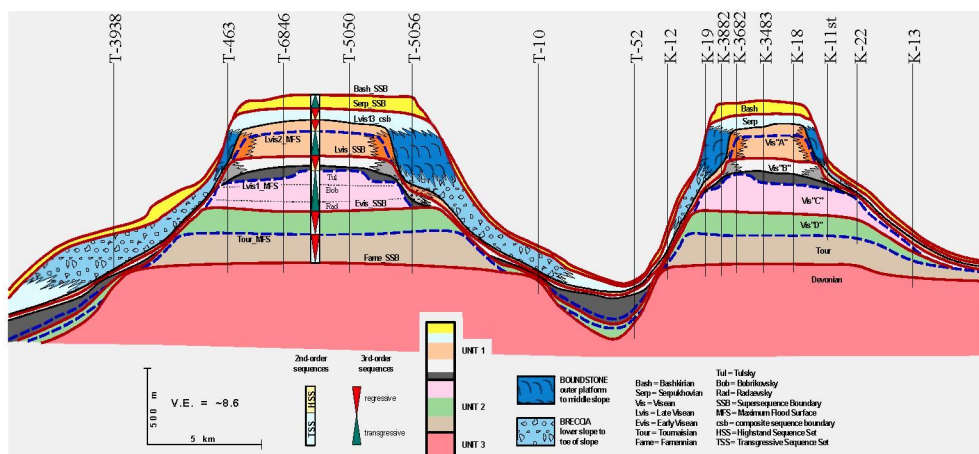


Рис. 3. Геологический разрез Тенгиз-Королевского нефтяного гиганта

Стратификация и литология мезозойско-кайнозойского нефтегазоносного комплекса отложений, а также геохимическая характеристика рассеянного органического вещества изучена геологоразведочными и геофизическими работами. Общая мощность комплекса достигает 4 км.

Мезозойская эратема (МЗ) представлена тремя системами: триасовой, юрской и меловой. **Триасовая система (Т)** толщиной до 440 м нефтеносна во всех частях Каспийского моря и его прибрежных районах (Туркменистан, Казахстан, Дагестан и др.) В северной акватории эти отложения не разведаны. В породах триаса содержание Сорг составляет 1–6 %. Состав ОВ (керогена) на 90 % представлен коллоальгинитом. Кероген относится к классам сапропелитов и гумито-сапропелитов. ОВ находится на стадии катагенеза МК₃ (газовый этап углефикации). Геохимически синтезированный прогноз позволяет ожидать в триасовых отложениях при пластовых давлениях до 45 МПа и температурах до 130 °С легкие нефти плотностью 0,75–0,79, вязкостью 0,4, серы – до 0,05 %, парафинов – до 10–15 %, смол – до 1 %, асфальтогенов – до 0,5 %. НК – до 70–80 °С.

Юрская система (J) выделена в составе всех трех отделов. **Нижний отдел (J₁)** представлен терригенным комплексом пород, который со стратиграфическим несогласием залегает на триасовых образованиях. Общая мощность юрских отложений увеличивается в юго-восточном направлении от 1720 м (средний и верхний отдел Широной площади) до 2336 м (третий отдел на Хвалынской площади). В нижней части отдел сложен глинами с прослоями алевролитов, песчаников и туфов. Толщина нижнеюрского отдела достигает 325 м и более.

Средний отдел (J₂) представлен нерасчлененными байосско-батским и келловейским ярусами, со стратиграфическим несогласием залегающими на нижнем отделе. **Байосский + батский ярусы (J₂b+bt)** представлены нерасчлененной толщей глин, песчаников и алевролитов. Толщина байосско-батских образований достигает 940 м. **Келловейский ярус (J₂k)** несогласно перекрывает байосско-батские глины. Представлен переслаиванием алевролитов, глин и песчаников. Толщина келловейского яруса – более 135 м. Аргиллиты содержат Сорг в среднем 2,5 %, мергели и известняки – до 0,5 %. Гуминовые кислоты отсутствуют. ОВ находится на стадии катагенеза МК₂-МК₁. ХБ показатели среднеюрских отложений низкие, содержание ХБ – от

0,03 до 0,1 % масс, длина капиллярной вытяжки – от 20 до 35 мм, тип битумоида маслянисто-смолистый, ОБ в рассеянном виде.

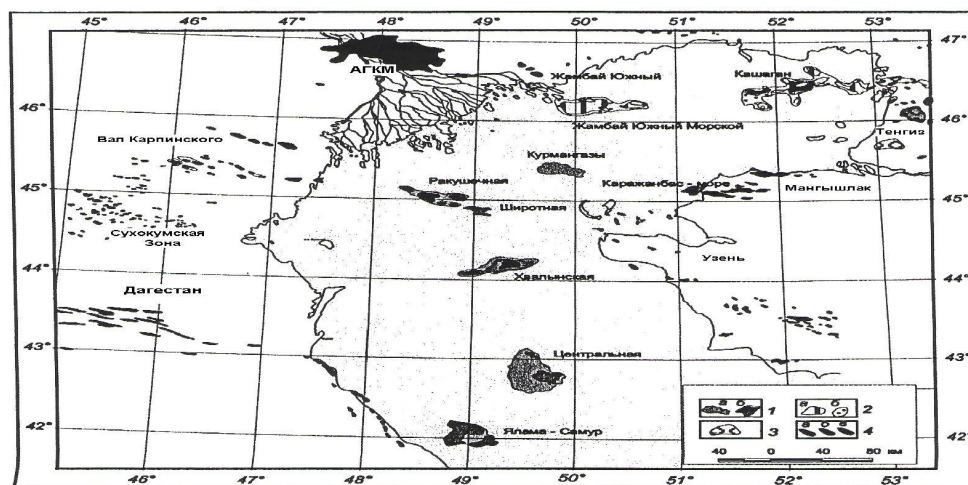


Рис. 4. Структурная схема месторождений Северного Каспия и смежных регионов: 1 – структуры в мезозойских отложениях: а – зоны поднятия и своды; б – локальные купола; 2 – структуры в палеозойских отложениях: а – зоны поднятия и своды; б – локальные купола; 3 – рифы в палеозойских отложениях суши; 4 – месторождения: а – нефти; б – газа; в – конденсата

Верхний отдел (J₃) юрской системы выделен в объеме оксфордского, кимериджского и волжского (титонского) ярусов, толщина карбонатных фаций которых достигают 500 м. **Оксфордский ярус (J₃ o)** трансгрессивно залегает на келловейских и представлен переслаиванием известняков, мергелей и глин. **Кимериджский ярус (J₃ km)** со стратиграфическим несогласием залегает на образованиях оксфордского яруса и представлен в нижней части мергелями, переходящими в глины известковые, а в верхней части – известняками. **Волжский (титонский) ярус (J₃ t)** несогласно залегает на образованиях кимериджа и сложен известняково-доломитовой толщей с редкими прослоями глин и мергелей. Известняки глинистые темно-серые, серые и светло-серые, микрозернисто-пелитоморфные, с вкраплениями пирита-марказита, средней плотности. Доломиты известковистые, светло-серые, тонкокристаллические, с примесью глинистого материала, плотные, крепкие. Мергели темно-серые, пелитоморфные, плотные, крепкие. Глины неравномерно известковистые, серые, серо-зеленые и светло-серые, плотные и крепкие. Толщина волжского (титонского) яруса достигает 70 м. В целом верхнеюрские отложения характеризуются невысокими ХБ показателями от 0,02 до 0,06 % масс, капиллярная вытяжка – 10–40 мм, тип битумоидов маслянисто-смолистый, органическое вещество – в рассеянном состоянии.

Меловая система (К) выделяется в составе нижнего и верхнего отделов.

Нижний отдел (К₁) включает нерасчлененные неокомский (готеривский + барремский), аптский и альбский ярусы. Толщина нижнемеловых отложений увеличивается с северо-запада от 314 м (скв. 1 Широтная) на юго-восток до 550 м (скв. 1 Хвалынская). **Готеривский + барремский ярусы (К_{1g} + br)** представлены песчаниками, алевролитами и глинами, с размывом залегающими на образованиях волжского (титонского) яруса. Содержание ОБ не превышает 1 % на стадии МК₁. В целом разрез неокомского яруса нефтегазо-

насыщен. Отложение его верхних частей характеризуются повышенным содержанием ХБ от 0,08 до 0,3 % масс, длина капиллярной вытяжки – от 50 до 125 мм. Тип битумоида легкий маслянистый, маслянисто-смолянистый, степень насыщения средняя. В средних частях неокома степень насыщения высокая, количество ХБ – от 0,1 до 0,47 % масс, длина вытяжки до 200 мм. Тип битумоида легкий маслянистый и маслянисто-смолистый. Отложения нижней части неокома: содержание ХБ – от 0,02 до 0,08 % масс, капиллярная вытяжка – 20–54 мм. Тип битумоида легкий маслянистый, маслянисто-смолистый, степень насыщения низкая.

Аптский ярус ($K_1 ap$) трансгрессивно залегает на готеривско-барремских образованиях и представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Толщина аптского яруса достигает 150 м. Концентрации ОВ составляет 0,5–1 %, стадия МК₁. В верхней части апта отложения характеризуются повышенным ХБ значений от 0,24 до 0,31 % масс. Длина капиллярной вытяжки – от 60 до 110 мм. Тип битумоидов легкий маслянистый и масляно-смолистый. Нефтенасыщение по материалам люминисцентных исследований среднее. Ниже по аптоскому разрезу содержание ХБ снижается с 0,16 до 0,04 % масс, длина капиллярной вытяжки – с 60 до 30 мм. Степень нефтенасыщенности низкая. Тип битумоида маслянисто-смолистый. В нижней части аптского разреза количество ХБ – от 0,04 до 0,01 % масс, длина капиллярной вытяжки – от 10 до 28 мм, тип битумоида маслянисто-смолистый.

Альбский ярус ($K_1 al$) несогласно перекрывает аптские образования и делится на три части. Нижняя толщиной 45–50 м сложена алевролитами с тонкими прослоями песчаников и глин, средняя толщина 35–40 м представлена песчаниками и глинами известковистых. Верхняя часть мощностью более 150 м сложена песчаниками и глинами неравномерно алевритистыми. Содержание РОВ составляет в среднем 0,4–0,5 % на стадии МК₁. Альбские отложения характеризуются невысокими битуминологическими показателями, содержание ХБ – в пределах 0,01–0,06 % масс. Тип битумоидов маслянисто-смолянистый, длина капиллярной вытяжки – 14–39 мм. Геохимические комплексы ОВ, несмотря на выявленные залежи УВ, могут свидетельствовать об отсутствии сингенетичной нефтенасыщенности [4].

Верхний отдел (K_2) меловой системы трансгрессивно залегает на нижнемеловых отложениях и представлен известняками белыми, светло-серыми, средней плотности. В кровле – прослой мергелей светло-серых, низкой плотности. Меловые породы практически не содержат ОВ и не могут быть отнесены к нефтематеринским. Толщина верхнемеловых отложений выдержана по акватории (485 м. в скв. 1 Широкая и 507 м в скв. 1 Хвалынская).

Кайнозойская эратема (KZ) представлена палеогеновой, неогеновой и четвертичной системой. **Палеогеновая система (P)** установлена в составе палеоценового и эоценового отделов. **Палеоценовый отдел (P_1)** несогласно залегает на верхнемеловых образованиях и представлен известняками белыми, реже – желтыми и глинистыми, средней и низкой плотности. Толщина превышает 10 м. ОВ – в виде гумусовых растительных остатков стадии Б (биомасса). **Эоценовый отдел (P_2)** со стратиграфическим несогласием залегает на образованиях палеоцена. Он представлен переслаиванием известняков, глин, иногда мергелей. Толщина эоцена достигает 120 м и более. Содержание ОВ – в палеогеновых породах в пределах 0,6–0,7 %, стадии биомассы.

Неогеновая система (N) выделяется в составе полиоценового отдела (N_2 , средний подотдел N_2^2), несогласно залегает на образованиях палеогено-

вой системы. Пески гравелитистые, светло-серые, крупно-среднезернистые, полимиктовые, с детритом и целыми раковинами пелеципод, гастропод и моллюсков. Песчаники светло-серые и желтовато-светло-серые, крупнозернистые. Глины неравномерно известковистые коричневатого-светло-серые. Алевриты светло-серые, крупнозернистые, песчаные. Толщина подотдела достигает 290 м. **Верхний подотдел (плиоцен N_2^3)** несогласно залегает на среднеплиоценовых образованиях. Глины неравномерно известковистые. Толщина достигает 200 м. Содержание **ОВ** в глинах неогенового возраста в пределах 0,1–0,8 % стадии Б (биомасса) аллохтонного типа.

Четвертичная система (Q) составляет основную часть донных отложений акватории. Донные отложения синтезировали геологическую информацию о заключительных стадиях развития Каспийского моря как части древнего океана Тетис в историческом срезе. Эти отложения являются главной информацией о прошлых геологических, геохимических, климатических условиях, существовавших в морском водоеме и позволяющих оценивать современное состояние геологической и водной среды. В отложениях системы активно проявляются газовые скопления, спорадически развитые по площади донных комплексов и локально приуроченные к глубинным залежам нефти и газа, вследствие чего такие газовые донные скопления служат прямым критерием оценки нефтегазоносности глубинных отложений [4].

Отделы эоплейстоцен (Q_1) и голоцен + неоплейстоцен (Q_2) включают рыхлые песчаники с прослоями глин мощностью до 200 м, перекрываемые глинами с базальным горизонтом песков. **ОВ** в четвертичных отложениях представлены детритусовыми и растительными остатками аллохтонного типа.

Материалы о составе и свойствах нефти и газа, геохимической градации **РОВ** и литологическом строении позволяют уточнить прогнозные ресурсы углеводородов. Домезозойские, триасовые, юрские и меловые нефтегазоносные комплексы содержат более 4,5 млрд т УТ, в том числе нефти – более 3 млрд тонн, газа – до 900 млрд m^3 , конденсата – до 500 млн тонн, попутного газа – более 40 млрд m^3 . В палеозойских комплексах и залежах фундамента ресурсы **УВ** необходимо оценивать в более крупных объемах и лучшего товарного качества.

Работа выполнена в рамках государственного контракта № ПА353 от 30.07.2009 г. на выполнение поисковых научно-исследовательских работ для государственных нужд.

Библиографический список

1. *Вассоевич Н. Б.* О происхождении нефти / Н. Б. Вассоевич // Вестник МГУ. – 1962. – 35 с.
2. *Глумов Н. Ф.* Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря / Н. Ф. Глумов. – М. : Недра, 2004. – 342 с.
3. *Касьянова Н. А.* Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности акватории северо-западного Каспия / Н. А. Касьянова. – М. : Изд-во МГУ, 1998.
4. *Серебряков А. О.* Геология России / А. О. Серебряков, Н. Ф. Федорова. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.
5. *Серебряков А. О.* Морская инженерная геология / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2008. – 316 с.
6. *Серебряков А. О.* Синергетика разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений-гигантов с кислыми компонентами / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2006. – 359 с.

7. *Серебряков А. О.* Технология инженерно-геологических изысканий при морских геологоразведочных работах / А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2006. – 250 с.

8. *Серебрякова О. А.* Геологическое строение, инженерно-геологические свойства и нефтегазоносность донных пород-грунтов Каспийского моря / О. А. Серебряков, А. О. Серебряков. – Астрахань : Изд. дом «Астраханский университет», 2010. – 320 с.

**ГЕНЕЗИС УГЛЕКИСЛЫХ ЖЕЛЕЗИСТЫХ И ЖЕЛЕЗИСТЫХ
БОРНЫХ ВОД ЦЕНТРАЛЬНОГО КАВКАЗА И ПРЕДКАВКАЗЬЯ
(В ПРЕДЕЛАХ ТЕРРИТОРИИ
КАРАЧАЕВО-ЧЕРКЕССКОЙ РЕСПУБЛИКИ)**

У.И. Абайханов, заместитель начальника

*Управление по недропользованию
по Карачаево-Черкесской Республике, г. Черкесск,
тел.: 8(8782)25-58-96; e-mail: geolotdel@yandex.ru*

В.Г. Попов, профессор

*Южно-Российский государственный технический университет (НПИ),
г. Новочеркасск,
тел.: 8(8635)25-35-33; e-mail: popovvg@novoch.ru*

Рецензент: Серебряков О.И.

Приводятся результаты полевых работ авторов, в ходе которых выполнено исследование содержания углекислоты, железа в водах Центрального Кавказа и Предкавказья, их ионно-солевого и газового составов. Привлечены литературные данные, касающиеся содержания бора.

Results of field works of the authors during which there was a research of the carbonic acid and iron content in waters of the Central Caucasus and Ciscaucasia, their ionic-salt and gas structures have been given in the article. The literary data on the boron content has also been involved.

Ключевые слова: Главный хребет, железистые воды, генезис.

Key words: The Main Ridge, ferriferous waters, genesis.

Железистые и железистые борные углекислые воды приурочены к гранитам, гранитоидам и кристаллическим сланцам протерозоя и палеозоя Главного хребта Центрального Кавказа и терригенно-карбонатной толще верхней юры и сланцам палеозоя в Северо-Кавказской моноклинали Предкавказского артезианского бассейна. Концентрация в них $\text{CO}_2 > 0,5$ г/л, что позволяет отнести их к биполикомпонентным. На Тебердинском месторождении и в долине р. Адзапш в этих железистых углекислых водах (Fe – 12–52 мг/л) в кондиционных концентрациях присутствует бор (H_3BO_3 – 33–243 мг/л). Следовательно, такая минеральная поликомпонентная вода должна называться железистой борной углекислой.

В гидрогеологических массивах Главного хребта воды по составу хлоридно-гидрокарбонатные (гидрокарбонатно-хлоридные), редко – гидрокарбонатные кальциево-натриевые, магниево-кальциевые с минерализацией 1,3–5,9 г/л, содержанием CO_2 0,8–3,6 г/л, H_3BO_3 – 33–243, Fe – 12–52, H_2SiO_3 – 10–92 мг/л, величиной pH 5,7–6,8, T – 4–15 °C, Eh – +29...+205 мВ. Солевой состав вод представлен (%): $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ – 18–69, NaHCO_3 – 1–41, NaCl – 8–37, $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$ – 2–25 и $\text{Na}_2\text{SO}_4 < 3$.