

References

1. Bajrakov I. A. Landshaftnye osobennosti Zatrech'ja / I. A. Bajrakov // Geografija i geojekologija Chechenskoj Respubliki : sb. st. – Groznyj : RIO ChGU, 1997. – S. 57–68.
2. Golovleva N. M. Agrohimicheskaja harakteristika svetlo-kashtanovyh pochv Checheno-Ingushskoj ASSR / N. M. Golovleva // Trudy Gorskogo s/h in-ta. – Ordzhonikidze, 1972. – T. 33, vyp. 1.
3. Neustruev S. S. Pochvy Mozdokskoj stepi / S. S. Neustruev, E. N. Ivanova // Trudy SKANII. – Rostov n/D., 1926. – № 17.
4. Pankov A. M. Pochvy Stepnovskogo, Mozdokskogo i Naurskogo rajonov Terskogo okruga / A. M. Pankov. – Rostov n/D., 1930.

**МИКРОКОМПОНЕНТЫ ПЛАСТОВЫХ ВОД КАК ПОКАЗАТЕЛЬ
ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ 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

Рассмотрена роль и значение микрокомпонентов пластовых вод как прямых показателей нефтегазоносности локальных структур Каспийского моря. Выявлена зависимость концентрации аммония, брома, бора и йода в водах нефтяных и газовых месторождений локальных структур Каспийского моря.

Ключевые слова: залежи углеводородов, Каспийское море, минерализация вод, бор, бром, йод, аммоний.

**MICROCOMPONENTS OF STRATAKL WATER AS AN INDICATOR
FOR EVALUATING OF LOCAL STRUCTURES OF A PRESENCE OF OIL
AND GAS OF THE CASPIAN SEA**

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

The microcomponents of a stratal waters are considered as direct indicators of petroleum potential of local structures of the Caspian Sea in the article. The dependence of the concentration of ammonia, bromine, boron and iodine oil and gas fields of local structures of the Caspian Sea revealed.

Key words: hydrocarbon deposits, the Caspian Sea, mineralization of waters, boron, bromine, iodine, ammonium.

В результате обобщения многочисленного научного материала по гидрохимическим методам поисков месторождений нефти и газа выяснено, что воды закрытых структур, к которым приурочены залежи углеводородов, имеют высокую концентрацию таких микрокомпонентов, как бром, йод, бор, аммоний. Данный научный факт нашел свое подтверждение при исследованиях пластовых вод локальных структур Каспийского моря.

Так, воды Каспийско-Камышанской зоны нефтегазонакопления характеризуются содержанием брома свыше 300–350 мг/дм³ при фоновых значениях более 200 мг/дм³. В целом по региону наибольшая концентрация брома наблюдается в водах таких гидрогеологических зон, где существуют условия, благоприятные для сохранения нефти, поэтому содержание брома можно использовать при прогнозе нефтегазонасности как один из показателей гидрогеологической закрытости структур.

Наиболее четко это проявляется в значениях хлорбромного коэффициента $\frac{r\text{ Cl}}{r\text{ Br}}$. Большая минерализация вод и накопление хлоридов кальция и брома в них характерны для структур, к которым приурочены залежи нефти, и по мере увеличения степени метаморфизма вод происходит обогащение вод хлоридами и бромом. Однако при определенных концентрациях это соотношение нарушается, и накопление брома опережает рост абсолютного содержания хлоридов, что связывается с достижением предела растворимости у хлоридов раньше, чем у брома (NaBr), и часть хлоридов удаляется из рассола.

В морской воде содержание брома составляет около 6 мг/дм³, и при процессах концентрирования вод в первой фазе содержание брома увеличивается пропорционально содержанию хлора, вследствие чего их отношение равно 290–300. Так как для вод моря эта величина является геохимической константой, ее значения предложено именовать показателем степени метаморфизованности вод [16–18 и др.]. Отклонение значений хлорбромного коэффициента в сторону увеличения обуславливается процессами аномального накопления хлора, в частности, выщелачиванием залежей каменной соли. В подобных рассолах бром содержится в ничтожных количествах. Следовательно, по величине хлорбромного коэффициента можно отличать рассолы, образующиеся при выщелачивании галогенных отложений, от вод иного генезиса. Для характеристики застойности и генезиса вод нами использованы критические значения хлорбромного коэффициента, равные 500, как более отвечающие конкретным условиям. Для глубинных вод, метаморфизованных процессами катионного обмена, значения этого коэффициента менее 500, и для вод наиболее закрытых зон он снижается до 300. В юго-западной части Прикаспийской впадины и ее бортовой зоне из-за влияния процессов выщелачивания солей воды имеют коэффициент 1000–2000. На северном склоне вала Карпинского, где соли отсутствуют и изменение солевого состава возможно лишь вследствие метаморфизации, сказывается влияние выщелаченных вод северного потока, о чем свидетельствуют значения хлорбромного коэффициента (до 700–1000). При этом по мере удаления от соленосных районов, с продвижением на юг к сводовой части вала Карпинского, значения хлорбромного коэффициента снижаются, и уже на южном склоне вала они достигают 300.

Вторым по значению микрокомпонентом пластовых вод является йод. Устанавливается тенденция к уменьшению концентрации йода с глубиной, т.е. с увеличением минерализации вод. Отмечается увеличение концентрации йода в водах зон нефтегазонакопления. Так, воды Промыслово-Цубукской и Каспийско-Камышанской зон нефтегазонакопления выделяются высокими концентрациями йода – свыше 10 мг/дм³ при фоновом его содержании менее 5 мг/дм³. Юрские воды Бузгинского блока с концентрацией йода почти до 15 мг/дм³ характеризуются большой закрытостью соответствующего комплекса

на этой территории. В то же время нижнемеловые воды Бузгинского блока с минимальным содержанием йода (около 2,5–5 мг/дм³) характеризуются весьма незначительной закрытостью, что вполне соответствует гидрохимическим показателям промытости недр.

Для выявления количественной зависимости между содержанием йода в пластовых водах и расстоянием от залежи углеводородов были выполнены соответствующие исследования на примере ряда месторождений вала Карпинского. Установлено, что хотя воды зон нефтегазонакопления характеризуются в целом повышенными концентрациями йода, закономерности в содержании йода в водах локальных структур по мере приближения к газовым или нефтяным залежам различны. Так, в водах газовых месторождений с приближением к залежи происходит локальное уменьшение содержания йода, намечающееся с расстояния 1500 м и происходящее особенно интенсивно с расстояния 1000 м. На Улан-Хольском месторождении соответствующее уменьшение происходит с 12–14 мг/дм³ (локальный фон) до 6–8 мг/дм³ у залежи. Аналогичная картина отмечается и на Ермолинском месторождении. В водах же нефтяных залежей или у залежей, у которых газовая фаза отделяется от пластовых вод нефтяной оторочкой, по мере приближения к залежи происходит первоначальное уменьшение содержания йода по сравнению с локальными его фоновыми значениями. Это уменьшение отмечается на расстоянии 500–600 м от залежи, после чего происходит вновь увеличение содержания йода, однако не достигающее у контура залежи фоновых значений. На Красно-Камышанском месторождении подобное снижение количества йода в водах происходит от локальных фоновых значений свыше 10 мг/дм³ до 5–7 мг/дм³ и возрастает у залежи до 7–8 мг/дм³. Подобная зависимость наблюдается и на Северо-Камышанском месторождении.

На зависимость содержания йода в пластовых водах влияет качественная характеристика нефти. Если нефть залежи значительно метаморфизована и высокопарафиниста, имеет высокую вязкость, то на расстоянии до 4–5 км от залежи сохраняются одинаковые концентрации йода, равные локальным фоновым (около 10 мг/дм³, Каспийское месторождение).

Высокоминерализованные воды хлоркальциевого типа, содержащие большое количество кальция и магния, не могут интенсивно выщелачивать бор из осадочных пород. С увеличением глубин содержание в пластовых водах бора уменьшается. Если в водах альбского комплекса Каспийско-Камышанской зоны фоновое содержание бора – 150–100 мг/дм³, то в водах апт-неокомского комплекса этой зоны содержание бора уменьшается до 100–75 мг/дм³, а в водах байосского – до 75–50 мг/дм³.

Воды зон нефтенакопления характеризуются повышенными концентрациями бора, превышающими в 1,5–2 раза его фоновые значения. Так как увеличение содержания бора в водах этих зон не может быть объяснено по установленным выше причинам за счет подтока глубинных вод, то единственным фактором, влияющим на содержание бора в водах зон нефтегазонакопления, являются сами углеводородные залежи. На примере месторождений вала Карпинского выявляется определенная зависимость в содержании бора по мере приближения к залежи. Повышение количества бора в пластовых водах месторождений наблюдается на расстоянии не более 500–1000 м от залежи, причем содержание его в подошвенных залежах практически превышает в 1,5–2 раза его фоновые значения. Отмечается, что в водах газоконденсатных

месторождений (Улан-Хольское, Ермолинское), содержащих значительное количество высших гомологов метана, влияние залежи на увеличение бора проявляется на расстоянии в 1,5–2 раза большем, чем на нефтяных месторождениях (Северо-Камышанское, Красно-Камышанское). Влияние нефтяных залежей на содержание бора в водах сказывается на расстоянии 500–700 м. К этому можно добавить, что у нефтяных залежей с более высоким газовым фактором ореол влияния на содержание бора несколько больший, чем у малонасыщенных нефтей. Вероятно, на растворимость бора в водах определенное влияние оказывает наличие в последних углеводородных компонентов. Это вполне согласуется с тем, что соединения бора имеют пониженную растворимость (в 5–10 раз) по сравнению со всеми остальными солями (Na_2CO_3 , NaHCO_3 , Na_2SO_4 , MgSO_4 и т.д.).

Исследования зависимостей содержания аммония в водах нефтяных и газовых месторождений позволяют увязать изменения концентраций аммония с нефтегазоносностью структур. Поэтому определение аммония в водах нефтегазоносных пластов имеет большое теоретическое и практическое значение.

На территории вала Карпинского, бортовой зоны и юго-западной части Прикаспийской впадины, в пластовых водах аммоний присутствует во всех пробах, и его содержание изменяется в среднем от 20 до 150 мг/дм³ (табл.). В водах непродуктивных площадей содержание аммония достигает 60–80 мг/дм³, что можно принять за фоновые показатели. Содержание аммония не зависит от геологического возраста водовмещающих пород, при этом отмечается тенденция увеличения содержания аммония с увеличением общей минерализации вод и глубины водоносных горизонтов, причем до глубины порядка 1500 м эти изменения малозаметны и усиливаются с глубины 2000 м (рис.).

При исследовании влияния состава углеводородов на содержание азотных соединений в водах, с которыми эти углеводороды контактируют, намечается определенная зависимость. С утяжелением углеводородной фракции содержание азотных соединений увеличивается: во фракциях до 200 °С азот присутствует в виде следов, во фракциях 200–250 °С его содержание увеличивается до 0,01–0,5 %, а во фракциях выше 325 °С достигает 1,5 %. С этим хорошо согласуется и то, что содержание азотных соединений в приконтурных и контурных водах находится в прямой связи с процентным содержанием ароматических углеводородов в тяжелых фракциях и смолистостью нефтей (рис.).

Таким образом, характер зависимости содержания аммония с глубиной в пластовых водах обуславливается наличием залежей значительно метаморфизованных нефтей, обогащающих пластовые воды легкорастворимыми и малоустойчивыми азоторганическими соединениями.

Отмечается повышение концентрации аммония при увеличении содержания в водах углеводородов. Воды, контактирующие с залежами, обогащены аммонием в большей степени. Максимальные содержания аммония наблюдаются в водах приконтурных зон месторождений. Содержание аммония в них достигает 120–150 мг/дм³, а в единичных пробах – 200–300 мг/дм³. Наиболее низкие концентрации аммония определены в пробах, отобранных на значительном удалении от продуктивных залежей.

Таблица
Содержание аммония в пластовых водах (составила Т.С. Смирнова)

Площадь	№ скв.	Интервал, м	Содержание, мг/дм ³
Кеке-Усунская	1	2286–2288	73,81
	1	2326–2328	82,86
	1	2611–2616	91,21
	2	1987–1988	64,76
	2	2261–2264	74,29
	2	2303–2310	98,97
	5	2294–2296	67,62
Улан-Хольская	5	2315–2317	89,06
	1	2069–2066	83,33
	1	2208–2206	83,23
	11	2172–2203	21,0
	9	2104–2156	21,0
Профильная	10	2173–2171	105,0
	5	1672–1674	65,97
	2	2136–2131	81,91
	3	1764–1779	71,80
	10	1753–1755	60,75
Красно-Камышанская	10	1904–1906	69,05
	7	2245–2249	74,23
	15	2260–2269	72,29
	21	1780–1790	44,29
	21	2185–2183	83,70
Восточно-Камышанская	25	1837–1839	53,33
	25	2178–2181	65,24
	7	2206–2209	79,58
	7	2216–2217	83,83
	9	2027–2030	76,65
	9	2216–2219	88,78
	9	2268–2271	86,86
Каспийская	12	2194–2198	112,5
	12	2015–2018	105,0
	2	2241–2244	95,97
	4	2289–2294	100,91
	20	1885–1887	134,87
Восточно-Артезианская	43	1222–1233	50,0
	43	1084–1086	50,0
	43	1368–1380	90,0
Восточно-Артезианская	2	2214–2218	52,38
Тенгутинская	1	2555–2557	72,31
	1	2652–2656	50,0
Промысловская	209	2150–2160	81,07
	209	2260–2264	131,65
Сайгачья	24	1885–1900	81,99
	1	1449–1451	72,77
	1	1655–1645	66,95
Беркультинская	1	1971–1797	68,89
	1	622–668	73,74
	1	1737–1741	71,54
	8	2287–2294	85,95
Шар-Царынская	15	646–653	52,01
	1	1837–1841	50,0
Шаджинская	1	2032–2036	35,0
	1	2926–2935	150,0
Бугринская	1	2807–2815	225,0
	1	2834–2845	300,0
	5	2710	150,0
	1	2614–2618	50,0
Комсомольская	6	2706–2718	105,0
Чапаевская	309	963–966	50,0
Можарская	1	2343–2426	76,0

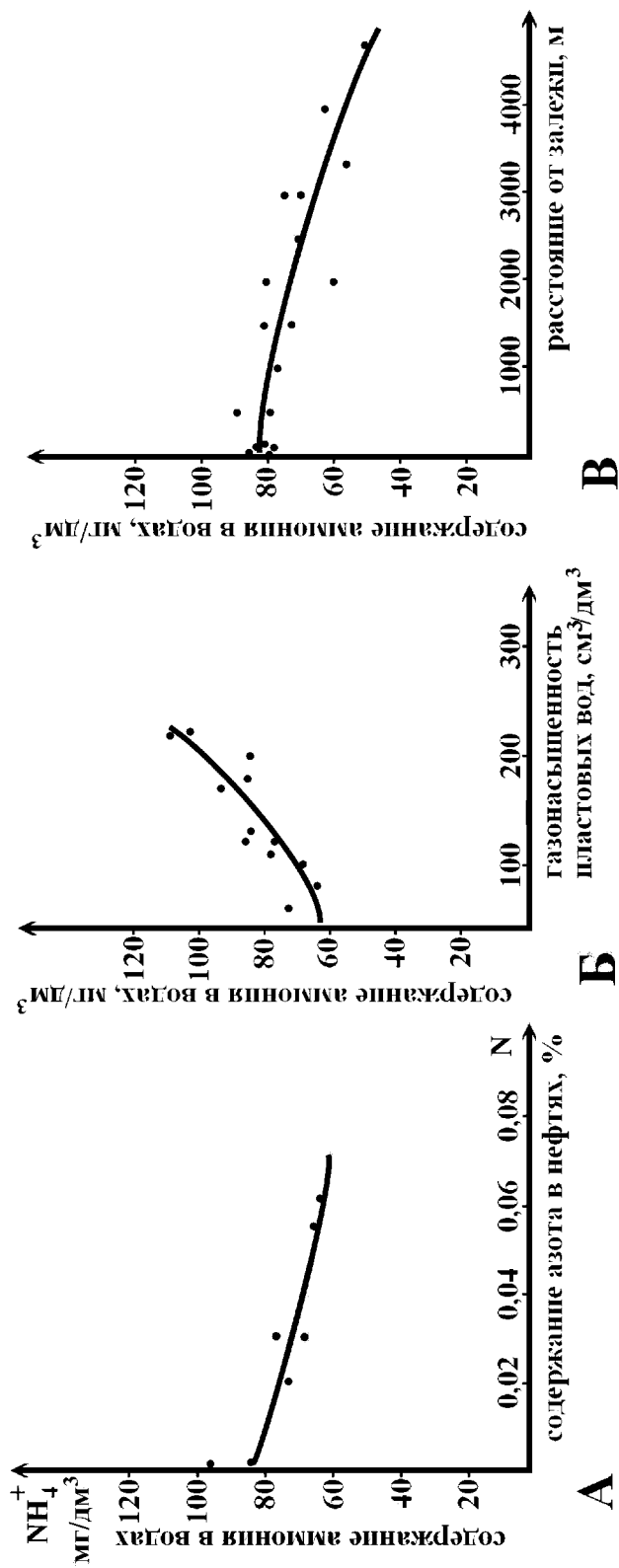


Рис. Содержание аммония в пластовых водах (составила Т. С. Смирнова)

Обращает на себя внимание характер изменения содержания аммония по мере удаления от залежи (рис.). На диаграмме отчетливо намечается, что на расстоянии первых сотен метров от залежи содержание аммония возрастает, достигая максимума на расстоянии 0,5 км, но уже на расстоянии более 4 км влияние залежи углеводородов не отмечается. Севернее, в Поволжье, концентрации азотосодержащих соединений, характерных для продуктивных горизонтов, сохраняются на расстоянии до 600 м, а южнее, в зоне Ставропольских поднятий, влияние углеводородов отмечается на расстоянии не более 2000 м. Интересно, что наблюдается аналогичное влияние углеводородных залежей на газонасыщенность пластовых вод и компонентный состав водорастворенных газов.

Таким образом, намечается закономерность в увеличении содержания солей аммония в пластовых водах по мере приближения к контуру нефтегазоносности. Подобная картина обнаруживается и при анализе содержания аммония по вертикальному разрезу скважин. Зависимость концентраций аммония в пластовых водах от содержания углеводородов свидетельствует о том, что накопление ионов аммония связано с процессами, протекающими с разложением органического вещества.

Как установлено автором, с глубиной увеличивается содержание в водах углеводородов, и в первую очередь тяжелых гомологов метана. Объясняется это тем, что на значительных глубинах в анаэробных условиях при восстановительных процессах превращение азоторганических соединений происходит путем гидролиза соединений до CO_2 и NH_3 .

Об этом свидетельствует и зависимость концентрации аммония от содержания сульфат-иона и гидрокарбонат-иона, а именно увеличение содержания аммония с уменьшением концентрации сульфат-ионов и увеличение содержания аммония с повышением содержания в воде количества гидрокарбонат-иона (рис.).

Список литературы

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. 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.

7. Смирнова Т. С. Газогеохимические 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.
8. 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.
9. Смирнова Т. С. Геолого-геохимические закономерности изменения по площади и разрезу состава и свойств нефти, газа и конденсата Северо-Восточного Предкавказья / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2007. – № 3. – С. 5–15.
10. 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.
11. 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.
12. Смирнова Т. С. Гидрогеологические и геохимические закономерности размещения углеводородов в пределах вала Карпинского : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Т. С. Смирнова. – Саратов, 2009.
13. 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.
14. 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.
15. 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.
16. 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.
17. 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.
18. Смирнова Т. С. Разработка и создание общегосударственного научно-технологического ресурсосберегающего природного комплекса получения импортозамещающих микроэлементов и сопутствующих материалов / Т. С. Смирнова, О. И. Серебряков // Геология, география и глобальная энергия. – 2007. – № 2. – С. 67.
19. 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.

References

1. Bystrova I. V. Paleostrukturnye preobrazovaniya 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.
2. 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.

3. Makarov A. N. Inzhenerno-geologicheskoe obosnovanie promyshlennoj produktivnosti donnyh porod akvatorii Kaspiskogo morja / A. N. Makarov, T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 69–70.

4. 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.

5. Porfir'ev A. N. 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.

6. Smirnova T. S. Vnedrenie prirodnyh lechebnyh 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.

7. Smirnova T. S. Gazogidrohimičeskie 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.

8. Smirnova T. S. Geologičeskie i jekonomičeskie 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.

9. Smirnova T. S. Geologo-geohimičeskie zakonomernosti izmenenija po plowadi i razrezu sostava i svojstv nefti, 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.

10. Smirnova T. S. Geologo-jekonomičeskaja sinergetika sostava prirodnogo syr'ja i optimizacii rabot po osvoeniju resursov Kaspiskogo morja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 69.

11. Smirnova T. S. Geohimičeskie osobennosti nizhnemelovyh nefti 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.

12. Smirnova T. S. Hidrogeologičeskie i geohimičeskie zakonomernosti razmewenija uglevodorodov v predelah vala Karpinskogo : avtoref. dis. ... kand. geol.-mineral. nauk / T. S. Smirnova. – Saratov, 2009.

13. Smirnova T. S. Hidrogeohimičeskie i litologo-stratigraficheskie osobennosti nakoplenija uglevodorodov v jugo-zapadnoj časti Prikaspijskoj vpadiny / T. S. Smirnova, E. N. Limanskij // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii*. – 2006. – № 4. – S. 172–175.

14. Smirnova T. S. Hidrogeohimičeskie pokazateli neftegazonosnosti Severo-Vostochnogo Predkavkaz'ja / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii*. – 2008. – № 1. – C. 97–106.

15. 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 jenergii*. – 2007. – № 4. – S. 27–34.

16. Smirnova T. S. Količestvennaja ocenka prognoznyh resursov uglevodorodov jursko-melovogo kompleksa jugo-zapadnoj časti Prikaspijskoj vpadiny / T. S. Smirnova, N. F. Fedorova, I. V. Bystrova, A. Z. Karabaeva // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2009. – № 4. – S. 139–142.

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

18. Smirnova T. S. Razrabotka i sozdanie obwegosudarstvennogo nauchno-tehnologičeskogo resursoberegajuwego prirodnogo kompleksa poluchenija importo-

zamewajuwih mikrojelementov i soputstvujuwih materialov / T. S. Smirnova, O. I. Serebrjakov // *Geologija, geografija i global'naja jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 67.

19. 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 jenergija*. – 2007. – № 2. – S. 68–69.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ СИТУАЦИЯ В ПРОМЫШЛЕННОЙ ЗОНЕ БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Корнилов Илья Андреевич, аспирант, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина, 119991, Россия, г. Москва, Ленинский проспект, 65, e-mail: korn55@mail.ru

Новых Лариса Леонидовна, кандидат биологических наук, доцент, Белгородский государственный национальный исследовательский университет, 308015, Россия, г. Белгород, ул. Победы, 85, e-mail: novykh@bsu.edu.ru

Корнилов Андрей Геннадьевич, профессор, доктор географических наук, заведующий кафедрой, Белгородский государственный национальный исследовательский университет, 308015, Россия, г. Белгород, ул. Победы, 85, e-mail: Kornilov@bsu.edu.ru

Стаценко Екатерина Артуровна, ассистент, Белгородский государственный национальный исследовательский университет, 308015, Россия, г. Белгород, ул. Победы, 85, e-mail: statsenko@bsu.edu.ru

Показан умеренный уровень воздействия шахтной горнопромышленной деятельности на земельные ресурсы, в том числе почвы и наземные экосистемы. Признаки активизации экзогенных процессов не выявлены. Геохимическая ситуация складывается под воздействием как промышленной, так и сельскохозяйственной деятельности. Проведенное геохимическое районирование промышленного района с использованием математических методов не противоречит его почвенно-ландшафтной дифференциации.

Ключевые слова: *почвы горно-промышленных территорий, математические методы при геохимическом районировании, геоэкология.*

GEOECOLOGICAL SITUATION IN THE INDUSTRIAL ZONE OF THE BELGOROD REGION

Kornilov Ilija A., Post-graduate student, Russian State University of Oil and Gas of I.M. Gubkin, 65 Leninsky ave, Moscow, 119991, Russia, e-mail: korn55@mail.ru

Novykh Larisa L., C.Sc. in Biology, Associate Professor, Belgorod State National Research University, 85 Pobeda st., Belgorod, 308015, Russia, e-mail: novykh@bsu.edu.ru

Kornilov Andrey G., C.Sc. in Geography, Professor, Belgorod State National Research University, 85 Pobeda st., Belgorod, 308015, Russia, e-mail: Kornilov@bsu.edu.ru

Statsenko Ekaterina A., Senior Lecturer, Belgorod State National Research University, 85 Pobeda st., Belgorod, 308015, Russia, e-mail: statsenko@bsu.edu.ru