

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВЫХ ВОД КАК ПОКАЗАТЕЛЬ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТОЯНИЯ НЕДР

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

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

Алмамедов Ялчин-оглы, аспирант, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1.

Рассматривается общая геоэкологическая оценка перспектив нефтегазоносности территорий, которая заключается в выяснении потенциальных возможностей пластовых вод бассейна. Величина газонасыщенности подземных вод позволяет судить о масштабах накопления и рассеивания углеводородов в водоносных комплексах и определить содержание растворенных газов в исследуемых комплексах.

Ключевые слова: газонасыщенность, пластовые воды, залежь, углеводороды, пластовое давление, юрский комплекс, аптский комплекс, альбский комплекс.

GEOECOLOGICAL ESTIMATION OF GAS SATURATION OF STRATAL WATER AS AN INDICATOR OF SUBSURFACE HYDROCARBON STATUS

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

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

Almamedov Yalchin-ogly, Post-graduate student, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russia.

The general geoecological assessment of prospects of a presence of oil and gas of territories in the article. It consists in determining the potential of stratal water of a basin. The value of gas saturation of subsurface waters allows to judge the scales of accumulation and dispersion of hydrocarbons in water-bearing complexes and to define the content of the dissolved gases in the studied complexes.

Key words: gas saturation, stratal water, deposit, hydrocarbons, reservoir pressure, Jurassic complex, Aptian complex, Albian complex.

Большое внимание изучению газовой фазы пластовых флюидов уделено в исследованиях Ю.А. Спевака (1963–1970), А.С. Зингера (1961–1967), М.В. Мирошниковой (1961–1969), И.Г. Киссина (1964–1965) и др.

В пределах нефтегазоносных бассейнов газонасыщенность пластовых вод имеет региональный характер, что выражается в однотипности газонасыщения на огромных территориях и в закономерном изменении регионального фона. Вследствие этого данные по растворенным газам пластовых вод позволяют выявить наиболее общие закономерности газонасыщения, что, в свою очередь, может оказать существенную помощь при выяснении условий формирования, сохранения или разрушения залежей, а также более уверенно говорить о генезисе углеводородного газа. Эти же данные являются наиболее важными при решении вопросов оценки перспектив исследуемой территории.

Весьма важны с этих точек зрения общая газонасыщенность пластовых вод, а также давление насыщения (общая упругость) растворенных газов ($P_{\text{общ}}$). Большое значение принадлежит парциальной упругости углеводородов ($P_{\text{угл}}$). Однако эти показатели, как отмечает ряд исследователей, не всегда позволяют дать дифференцированную оценку газового фона, так как вследствие изменения термодинамических, гидрохимических и других условий одна и та же газонасыщенность или парциальная упругость углеводородов в одних случаях может быть фоновой, а в других – аномальной. Поэтому для выражения концентрации газов в пластовых водах целесообразно использовать коэффициент насыщения – величину отношения общей упругости к пластовому давлению ($P_{\text{общ}}/P_{\text{пл}}$) и относительную упругость углеводородов, представляющую собой величину отношения парциальной упругости углеводородов к общей упругости газов ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$).

Общая газонасыщенность пластовых вод юрского комплекса различна для разных районов исследуемой территории. Минимальная газонасыщенность юрских вод отмечается в сводовой части вала Карпинского и его северного склона. Воды последнего содержат всего 55–200 см³/дм³ газов. В сводовой части вала воды насыщены до 200–500 см³/дм³. На южном склоне вала Карпинского газонасыщенность возрастает в южном направлении и достигает 1000–1680 см³/дм³ в Каспийско-Камышанской зоне нефтегазонакопления. Необходимо отметить, что в пределах вала Карпинского происходит увеличение газонасыщенности юрских вод в западном направлении. Южнее, в зоне Прикумских поднятий, газонасыщенность юрских вод увеличивается и достигает 2000–4300 см³/дм³. Насыщение вод в этой зоне увеличивается в восточном направлении.

Весьма показательным является распределение общей упругости растворенного газа. Минимальная упругость газа наблюдается на северном склоне вала Карпинского (до 1,0–2,4 МПа). В сводовой части вала упругость возрастает до 2,1–4,5 МПа, продолжая увеличиваться в южном направлении, т.е. с погружением пластов. Каспийско-Камышанская зона нефтегазонакопления выделяется значениями 9,0–10,0 и более МПа. В пределах вала Карпинского отмечается возрастание упругости газа в западном направлении. Обращает на себя внимание приуроченность повышенной упругости газа к южному склону Бугинского блока, а также значительное увеличение упругости газа на площадях, приуроченных к приразломным зонам. Так, упругость газа на Имчикской, Артезианской, Комсомольской площадях (12,0–14,0 МПа) сопоставима с упругостью газа северных площадей Прикумско-Тюленевского вала (12,4 МПа на Плавненской, 15,3 МПа на Величаевской и др. площадях). Приуроченная к Маньчским разломам субширотная полоса повышенной упругости растворенного газа заслуживает усиленного внимания геологов. Она мо-

жет быть следствием влияния еще не открытых залежей газа и нефти, содержащихся в юрских коллекторах Комсомольско-Артезианской зоны.

Для прогнозирования потенциальных возможностей формирования залежей важнейший интерес представляет установление степени влияния геологического строения на газонасыщенность вод, выражаемой коэффициентом насыщенности вод (K_n) и определяемой отношением упругости растворенного газа ($P_{общ}$) к пластовому давлению ($P_{пл}$). Коэффициент насыщенности вод юрского комплекса в пределах Северо-Восточного Предкавказья повсеместно имеет одинаковые фоновые значения – до 0,45 (0,1–0,35 – в сводовой части вала Карпинского, 0,12–0,40 – на южном склоне вала Карпинского, до 0,14–0,44 – на Бузгинском блоке, до 0,37 и в редких случаях до 0,49 – на территории Прикумской зоны поднятий). И лишь в зоне влияния залежей углеводородов коэффициент насыщенности вод возрастает, достигая значений 0,8 и выше. В связи с этим привлекает внимание значительное увеличение насыщенности (K_n) юрских вод Восточно-Маньчского прогиба, продолжающееся в восточном направлении с погружением отложений. Это можно интерпретировать лишь однозначно – как опережающее преобладание упругости газа над пластовым давлением при увеличении глубин юрского комплекса в этом районе и увеличение возможностей выделения свободной газовой фазы. Подобное положение отмечается и в районе южного склона Бузгинского блока.

На формирование залежей углеводородов в значительной мере оказывает влияние степень насыщенности вод углеводородами, определяемая отношением парциальной упругости углеводородов ($P_{угл}$) к общей упругости газа ($P_{общ}$). Относительная насыщенность юрских вод углеводородами увеличивается в южном направлении. Если в сводовой части вала Карпинского относительная насыщенность юрских вод углеводородами ($P_{угл}/P_{общ}$) – 0,60–0,65, то на южном склоне вала Карпинского и в пределах Прикумской зоны поднятий ($P_{угл}/P_{общ}$) достигает 0,85, что при одинаковой степени насыщенности вод этих районов свидетельствует об относительном увеличении значения углеводородной фазы с увеличением глубин. Об этом же свидетельствует и увеличение отношения ($P_{угл}/P_{общ}$) в водах Восточно-Маньчского прогиба с продвижением к востоку, т.е. с увеличением глубин залегания комплексов. Эти же данные еще раз подтверждают единство геохимических обстановок южного склона вала Карпинского и зоны Прикумских поднятий.

Общая газонасыщенность пластовых вод аптского комплекса на исследуемой территории увеличивается в южном направлении, т.е. с увеличением глубины залегания комплекса. Воды бортовой зоны содержат около $50 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ газов (Долан-Алдынская пл.). На северном склоне вала Карпинского газонасыщенность аптских вод составляет $576 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, а уже на южном склоне она возрастает до $730 \text{ см}^3/\text{дм}^3$. Воды Каспийско-Камышанской зоны нефтегазонакопления содержат нередко свыше $2000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ газов. В пределах вала Карпинского уменьшение газонасыщенности аптских вод происходит в западном направлении. В зоне Прикумских поднятий газонасыщенность аптских вод колеблется от 100 до $5000 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ и выше, причем увеличение газонасыщенности происходит в восточном направлении с погружением пород. Изменение газонасыщенности происходит главным образом за счет изменения количества водорастворенных углеводородов и углекислого газа. Выделяется газовая аномалия, приуроченная к Восточно-Маньчскому прогибу.

Характерно распределение общей упругости растворенного газа аптского комплекса: минимальная упругость газа в северной бортовой зоне, где она составляет лишь 1,7–2,0 МПа; южнее упругость газа возрастает и достигает 6,2 МПа, на северном склоне вала Карпинского (Сайгачья пл.). На южном склоне вала Карпинского упругость водорастворенных газов имеет одинаковые фоновые значения – до 10,0–11,5 МПа. Лишь в зонах нефтегазонакопления упругость вод возрастает до 20,0 и более МПа. В пределах вала Карпинского упругость газа возрастает в восточном направлении. Необходимо также отметить приуроченность зоны значительной упругости газа к Манычской системе разломов.

Коэффициент насыщенности (K_n) аптских вод повсеместно имеет одинаковые фоновые значения до 0,4–0,6. В зонах нефтегазонакопления и в пределах влияния залежей углеводородов насыщенность вод (K_n) значительно возрастает, достигая 0,8–0,9. Так, Каспийско-Камышанская зона нефтегазонакопления выделяется значениями коэффициента ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) свыше 0,6. Такими же значениями выделяются залежи в Прикумской зоне. Привлекает внимание значительное увеличение насыщенности аптских вод Восточно-Манычского прогиба. В сводовой части вала Карпинского насыщенность аптских вод также относительно велика, что дополнительно указывает на значительную перспективность аптских отложений этого района. В целом отмечается уменьшение насыщенности аптских вод в западном направлении с приближением к зоне выклинивания комплексов.

Уменьшается насыщенность аптских вод к северу от сводовой части вала Карпинского, и уже в бортовой зоне значения коэффициента ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) составляют 0,14.

Относительная насыщенность аптских вод углеводородами ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) в пределах южного склона вала Карпинского достигает 0,70 и выше, т.е. характеризуются повсеместно однозначными показателями. Значения до 0,70–0,75 можно принимать за фоновые, так как зоны нефтегазонакопления выделяются значениями ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) более 0,75.

Зона Восточно-Манычского прогиба выделяется повышенными значениями насыщенности и высокими показателями упругости ($P_{\text{угл}}/P_{\text{общ}}$) – более 0,85. Эти данные подтверждают высокую перспективность аптских отложений этой территории, причем перспективность увеличивается в восточном направлении.

К северу от сводовой части вала Карпинского относительная насыщенность аптских вод углеводородами постепенно понижается, что совместно со значительным снижением коэффициента насыщения (K_n) вод в этом же направлении подтверждает весьма низкую перспективность аптских отложений к северу от сводовой части вала.

Общая газонасыщенность пластовых вод альбского комплекса Северо-Восточного Предкавказья достигает 3800 см³/дм³ и более, причем в этом комплексе еще сильнее, чем в аптском, проявляется тенденция к выравниванию газонасыщенности вод южного склона вала Карпинского и Прикумско-Тюленевского вала. Это является результатом сглаженности гидрогеологического режима в альбском комплексе по сравнению с нижележащими. В сводовой части вала Карпинского газонасыщенность альбских вод достигает 1670 см³/дм³. На южном склоне вала Карпинского Камышанская зона газонакопления выделяется полем газонасыщенности вод свыше 2000 см³/дм³ при

фоновых значениях до 1000–1500 см³/дм³. На южном склоне Бузгинского блока Ики-Бурульская зона газонакопления характеризуется значениями газонасыщенности свыше 750 см³/дм³, при фоновых значениях газонасыщенности альбских вод Бузгинского блока до 300–400 см³/дм³. В зоне Прикумских поднятий фоновые значения газонасыщенности альбских вод достигают 1500 см³/дм³, к северу от сводовой части вала Карпинского газонасыщенность альбских вод значительно снижается до 200–300 см³/дм³ в бортовой зоне Прикаспийской впадины.

Упругость растворенного газа альбских вод колеблется в значительных пределах, достигая 25,0–28,0 и более МПа. В сводовой части вала Карпинского упругость газа составляет в среднем 8,0–9,0 МПа, и лишь на Тенгутинской площади она возрастает до 18,7 МПа. Это является результатом подтока глубинных вод и их разгрузкой в альбских коллекторах, а также влиянием существующих в этом комплексе залежей углеводородов. На южном склоне вала Карпинского упругость альбских газов составляет 5,0–6,0 МПа (Салхинская, Профильная, Придорожная, Каспийская и др. площади). Камышанская же зона нефтегазонакопления выделяется значительно повышенными упругостями газов, превышающими 15,0 МПа (Восточно-Камышанская, Нарын-Худукская, Ермолинская площади). На Восточно-Камышанской и Нарын-Худукской площадях обнаружены залежи газа. В зоне Прикумских поднятий упругость альбских газов составляет 15,4–17,7 МПа, нередко достигая 28,0 МПа (Мирненская площадь). К северу от свода вала Карпинского упругость растворенных газов резко снижается, достигая 1,7–2,1 МПа в бортовой зоне Прикаспийской впадины. На Бузгинском блоке Ики-Бурульская зона выделяется упругостями в 50 МПа при фоновых значениях 1,2–2,0 МПа.

Коэффициент насыщенности (K_n) альбских вод изменяется в значительных пределах. Наименьшие его значения отмечаются на северном склоне вала Карпинского, где они составляют 0,1. В целом альбские воды Северо-Восточного Предкавказья характеризуются фоновыми показателями коэффициента насыщенности до 0,4–0,6. И лишь зоны газонакопления выделяются значениями свыше 0,8 (Промыслово-Цубукская, Камышанская, Ики-Бурульская и Прикумская зоны). Относительная насыщенность альбских вод углеводородами ($P_{угл}/P_{общ}$) велика – превышает 0,7. Зоны газонакопления выделяются показателями относительной насыщенности углеводородами свыше 0,9. Эти данные подтверждают высокую степень сглаженности альбского гидрогеологического режима и свидетельствуют еще раз о преимущественно газовом характере существующих в этом комплексе залежей.

Воды верхнемелового комплекса характеризуются низкой газонасыщенностью, которая составляет 8,0 МПа и лишь изредка достигает 20,0–21,0 МПа. Максимальные значения фиксируются в Прасковейском районе и на южном склоне вала Карпинского. Коэффициент насыщенности (K_n) верхнемеловых вод изменяется в незначительных пределах – до 0,4, и лишь воды южного склона вала Карпинского (Камышанская и Ики-Бурульская зоны) выделяются высокими значениями коэффициента насыщенности – до 0,83.

Сопоставление геоэкологических материалов по газонасыщенности и упругости газов с гидрогеологическими материалами свидетельствует о том, что экологическим зонам повышенной минерализации вод соответствуют зоны повышенных насыщенностей вод и упругости газов. В целом продуктивные горизонты и зоны нефтегазонасыщенности имеют наибольшие значения

газонасыщенности и упругостей подстилающих вод. Относительный дефицит насыщения пластовых вод, достигающий 2/3 от пластового давления (например, Комсомольское месторождение), уменьшается с увеличением степени метаморфизации нефтей в залежи и их газового фактора. Таким образом, газонасыщенность вод по разрезу увеличивается с глубиной. Увеличивается с глубиной и упругость газов.

Как уже указывалось, на ряде площадей (в альбском комплексе Восточно-Камышанской площади, в Промыслово-Цубукской зоне и др.) упругость газов превышает пластовые давления. Это может свидетельствовать о том, что в этих горизонтах еще происходят процессы формирования залежей. Рост газонасыщенности и увеличение доли углеводородов в составе растворенных газов в сторону Восточно-Манычского прогиба указывает на существенную роль последнего как поставщика углеводородов.

Следовательно, локальное увеличение газонасыщенности пластовых вод происходит под воздействием залежи углеводородов, являясь, по сути, техногенным явлением за счет вторичного перераспределения природных компонентов при изменении первоначального давления и температуры.

Список литературы

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. Смирнова Т. С. Гидрогеологические и геохимические закономерности размещения углеводородов в пределах вала Карпинского : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / Т. С. Смирнова. – Саратов, 2009.

10. 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.

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

12. 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. Makarov A. N. Geoissledovaniya 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. – С. 68.

2. 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. – С. 105–113.

3. Serebrjakov A. O. Geohimicheskaja nanotehnologija povysheniya komponentootdachi gazovyh zalezhej slozhnogo sostava / A. O. Serebrjakov, V. S. Mercheva, T. S. Smirnova // Estestvennye i tehicheskie nauki. – 2010. – № 3. – С. 199–205.

4. 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. – С. 144–153.

5. 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. – С. 106–111.

6. Smirnova T. S. Geologo-geohimicheskie zakonomernosti izmeneniya 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. – С. 5–15.

7. 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. – С. 69.

8. 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. – С. 88–103.

9. Smirnova T. S. Gidrogeologicheskie i geohimicheskie zakonomernosti razmeweniya uglevodorodov v predelah vala Karpinskogo : avtoref. dis. ... kand. geol.-mineral. nauk / T. S. Smirnova. – Saratov, 2009.

10. Smirnova T. S. Gidrogeohimicheskie i litologo-stratigraficheskie osobennosti nakopleniya uglevodorodov v jugo-zapadnoj chasti Prikaspijskoj vpadiny / T. S. Smirnova, E. N. Limanskij // Juzhno-Rossijskij vestnik geologii, geografii i global'noj jenergii. – 2006. – № 4. – С. 172–175.

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

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

СТРУКТУРА И ДИНАМИКА ЗЕМЛЕПОЛЬЗОВАНИЯ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-АХТУБИНСКОЙ ПОЙМЫ

Бармин Александр Николаевич, доктор географических наук, профессор, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: abarmin60@mail.ru

Иолин Михаил Михайлович, кандидат географических наук, доцент, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: miolin76@mail.ru

Григоренкова Екатерина Николаевна, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1.

Шахмедов Иршат Шакирович, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1.

Шарова Ирина Сергеевна, аспирант, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1, e-mail: kerina-best@mail.ru

Серебрякова Валентина Ивановна, старший преподаватель, Астраханский инженерно-строительный институт, 414052, Россия, г. Астрахань, ул. Татищева, 18, e-mail: geologi2007@yandex.ru

Алмамедов Ялчин-оглы, аспирант, Астраханский государственный университет, 414000, Россия, г. Астрахань, пл. Шаумяна, 1.

Проанализировано состояние земельного фонда северной части Волго-Ахтубинской поймы. Нерациональное использование земельных ресурсов поймы ведет к их истощению и пастбищной дигрессии.

Ключевые слова: землепользование, Волго-Ахтубинская пойма динамика земель, мониторинг.

STRUCTURE AND DYNAMICS OF LAND IN NORTHERN VOLGA- AKHTUBA FLOODPLAIN

Barmin Alexandr N., D.Sc. in Geography, Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: abarmin60@mail.ru

Iolin Mihail M., Associate Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: miolin76@mail.ru

Grigorenkova Ekaterina N., D.Sc. in Agriculture, Professor, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russia.

Shahmedov Irshat S., D.Sc. in Agriculture, Professor, Astrakhan State University, Astrakhan, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russia.

Sharova Irina S., Post-graduate student, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russia, e-mail: kerina-best@mail.ru

Serebryakova Valentina I., Senior Lecturer, Astrakhan Institute of Civil Engineering, 414052, Russia, Astrakhan, 18 Tatishchev st., e-mail: geologi2007@yandex.ru

Almamedov Yalchin-ogly, Post-graduate student, Astrakhan State University, 1 Shaumyan sq., Astrakhan, 414000, Russia.

The condition of the land fund of the northern part of the Volga-Akhtuba floodplain. Inefficient use of land resources of the floodplain, leading to their exhaustion and pasture digression.

Key words: land use, the Volga-Akhtuba floodplain, the dynamics of land monitoring.