

ХАРАКТЕР РАВНОВЕСИЙ В СИСТЕМЕ ВОДА-ГАЗ НА ПРИМЕРЕ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯМАЛО-КАРСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Новиков Д. А.

Аннотация

Впервые представлены результаты изучения равновесий в системе вода – газ на примере юрско-меловых отложений Ямало-Карской депрессии, расположенной в пределах северных и арктических районов Западной Сибири. Численное моделирование физико-химических равновесий и процессов эвазии-инвазии в системе вода – газ позволило установить степень насыщения подземных вод газами и характер диффузионного перераспределения газов на границе сред углеводородная залежь – подземные воды. По степени насыщения вод газами (K_g) установлены горизонты с водами от низко (менее 0,2) до предельно насыщенных (0,8-1,0) газами. Выявлен рост степени насыщения подземных вод газами по мере погружения продуктивных пластов и ее зависимость от величины их общей газонасыщенности. Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся предельно насыщенными газами ($K_g = 1,0$), т.е. возникают теоретические предпосылки для формирования углеводородных залежей. К зоне развития вод с значениями K_g от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные. По установленному характеру равновесий, можно утверждать, что имеющиеся в юрско-меловых отложениях залежи нефти и газа выступают в качестве консервативного элемента литосферы, представляя собой «реликты» предшествующих этапов ее геолого-геохимической эволюции. Окружающие подземные воды являются более активной составляющей системы и заметно опережают их в своем геохимическом развитии. Это проявляется в различии соотношений фугитивности индивидуальных газов в подземных водах и залежах. Вследствие этого состав последних претерпевает медленное направленное изменение по пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы вода – газ.

Ключевые слова:

общая газонасыщенность, система вода-газ, равновесие, моделирование, степень насыщения подземных вод газами, фугитивность, залежь углеводородов, Ямало-Карская депрессия, Западная Сибирь, Арктика

ХАРАКТЕР РАВНОВЕСИЙ В СИСТЕМЕ ВОДА-ГАЗ НА ПРИМЕРЕ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯМАЛО-КАРСКОЙ ДЕПРЕССИИ

© 2019 г. Д.А. Новиков* **

**Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН
Россия, 630090 Новосибирск, проспект Академика Коптюга, 3*

***Новосибирский национальный исследовательский государственный университет
Россия, 630090 Новосибирск, ул. Пирогова, 1*

**E-mail: NovikovDA@ipgg.sbras.ru*

Поступила в редакцию 00.00.2019

Впервые представлены результаты изучения равновесий в системе вода – газ на примере юрско-меловых отложений Ямало-Карской депрессии, расположенной в пределах северных и арктических районов Западной Сибири. Численное моделирование физико-химических равновесий и процессов эвазии-инвазии в системе вода – газ позволило установить степень насыщения подземных вод газами и характер диффузионного перераспределения газов на границе сред углеводородная залежь – подземные воды. По степени насыщения вод газами (K_g) установлены горизонты с водами от низко (менее 0,2) до предельно насыщенных (0,8-1,0) газами. Выявлен рост степени насыщения подземных вод газами по мере погружения продуктивных пластов и ее зависимость от величины их общей газонасыщенности. Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся предельно насыщенными газами ($K_g = 1,0$), т.е. возникают теоретические предпосылки для формирования углеводородных залежей. К зоне развития вод с значениями K_g от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные. По установленному характеру равновесий, можно утверждать, что имеющиеся в юрско-меловых отложениях залежи нефти и газа выступают в качестве консервативного элемента литосферы, представляя собой «реликты» предшествующих этапов ее геолого-геохимической эволюции. Окружающие подземные воды являются более активной составляющей системы и заметно опережают их в своем геохимическом развитии. Это проявляется в различии соотношений фугитивности индивидуальных газов в подземных водах и залежах. Вследствие этого состав последних претерпевает медленное направленное изменение по пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы вода – газ.

Общая газонасыщенность, система вода-газ, равновесие, моделирование, степень насыщения подземных вод газами, фугитивность, залежь углеводородов, Ямало-Карская депрессия, Западная Сибирь, Арктика.

ВВЕДЕНИЕ

Фундаментальная задача изучения геохимических процессов и физико-химических равновесий в системе вода – газ, которая тесно связана с общегеологической проблемой формирования и разрушения залежей нефти и газа, составляет в настоящее время весьма актуальное направление исследований. Общеизвестно, что в современный период открытие новых месторождений нефти и газа в Западно-Сибирском осадочном бассейне (ЗСОБ) уже не может основываться, главным образом, на выполненных по геофизическим данным структурных построениях и анализе общих геолого-геохимических показателей. В связи с этим изучение физико-химических равновесий в системе вода – газ, несущее

информацию о региональных условиях образования и сохранения месторождений нефти и газа, а также процессах массообмена с окружающими их пластовыми водами, открывает новую обширную область исследований при геохимическом прогнозировании нефтегазоносности и оценке продуктивности локальных структур и площадей [Novikov, 2018].

В пределах осадочных бассейнов газы ввиду своей исключительной подвижности дают наибольшие ореолы рассеяния при диффузионных процессах между углеводородными залежами и окружающими их пластовыми водами и являются в этой связи одними из наиболее достоверных поисковых критериев [Намиот, 1958; Антонов, 1963; Карцев и др., 1992; Qin и др., 2016; Shabani, Vilcáez, 2017]. Факты и результаты расчетов Ю.П. Гаттенбергера, В.М. Матусевича и других [Матусевич, Рыльков, Ушатинский, 2005] позволяют считать, что «...на современном этапе развития ЗСОБ скорости фильтрации вод в его погруженной части характеризуются ничтожно малыми величинами даже в геологическом времени, а фильтрация вод, по существу, не имеет места. В этих условиях, вероятно, основные масштабы массопереноса вещества и, в частности, формирование водных ореолов рассеяния вблизи нефтегазовых залежей, связаны с процессами диффузии» [Матусевич, Рыльков, Ушатинский, 2005, с. 160]. В этой связи роль процессов в системе вода – газ возрастает многократно.

Изучение водорастворенных газов (ВРГ) Западной Сибири было начато более 50 лет назад работами М.С. Гуревича и Н.Н. Ростовцева. В начале 1950-х гг. прошлого века ими впервые был выявлен характер газовой зональности подземных вод ЗСОБ и дана высокая оценка поискового значения ВРГ, которая определяется не только их качественным составом, но и величиной упругости. Н.М. Кругликовым впервые было отмечено понижение упругости растворенных газов с удалением от газовой контактной поверхности вследствие диффузионного рассеивания газа. Л.М. Зорькиным были рассмотрены различные возможные условия генерации газов, выделения их из подземных вод и

формирования газовых залежей. Изучением подземных вод и водорастворенных газов длительное время занимались А.Э. Конторович, Б.П. Ставицкий, А.А. Розин, Н.М. Кругликов, В.В. Нелюбин, О.Н. Яковлев, В.М. Матусевич, А.А. Карцев, С.Л. Шварцев и многие другие исследователи [Карцев, 1963; Конторович, Нестеров, Салманов, 1975; Кругликов, Нелюбин, Яковлев, 1985; Карцев, Вагин, Матусевич, 1986; Карцев, Гаттенбергер, Зорькин и др., 1992; Назаров, 2004; Матусевич, Рыльков, Ушатинский, 2005].

Вместе с тем условия физико-химических равновесий газов остаются мало изученными, хотя эта проблема представляет большой научный и практический интерес, т.к. позволяет более целенаправленно решать многие генетические вопросы газо- и нефтеобразования [Соколов, 1971] и позволяет раскрыть ранее неизвестные закономерности формирования подземных вод [Шварцев, 1996]. Равновесия позволяют выявить направленность геохимических процессов в системе вода – газ как на настоящем этапе развития нефтегазоносной системы, так и в её геологическом прошлом, а также помогают решать вопросы сохранности залежей и задачи прогнозирования их фазового типа.

В рамках рассматриваемой проблемы решаются две основные задачи: 1) оценка степени насыщения подземных вод газами (K_1)¹ и 2) выявление характера взаимодействия в системе вода – газ (пластовые воды – углеводородная залежь).

Применительно к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП) первая задача в общих чертах рассматривалась в работах Н.М. Кругликова, В.Н. Корценштейна, В.В. Нелюбина, О.Н. Яковлева, М.Я. Рудкевич, Л.С. Озеранской, Н.Ф. Чистяковой и других [Кругликов, 1964; Корценштейн, 1977; Барс, 1978; Рудкевич, Озеранская, Чистякова и др., 1988; Кругликов, Нелюбин, Яковлев, 1985]. В них приводятся данные по изменению степени насыщения подземных вод газами в пределах разных водоносных

¹ Под степенью насыщения пластовых вод газами (K_1) понимается отношение давления насыщения подземных вод газами к пластовому давлению.

комплексов нижнего гидрогеологического этажа. В частности, указывается, что значения коэффициента газонасыщенности для юрского комплекса варьируют от 0,03 в краевой части бассейна до 1,00 в его центре. В пределах неокомского комплекса наблюдается рост Кг от окраин к центру бассейна (до 0,77 в Среднеобском районе), при этом максимальные величины до 0,94 выявлены на Тазовской площади. Апт-альб-сеноманский комплекс характеризуется закономерным ростом значений Кг с юга на север ЗСНГП от 0,02 до 0,87.

В работах Н.М. Кругликова и В.Н. Корценштейна [Кругликов, 1964; Корценштейн, 1977; Кругликов, Нелюбин, Яковлев, 1985] анализируются некоторые результаты по второй задаче – расчетам взаимодействия в системе пластовые воды – углеводородная залежь для сеноманского пласта ПК₁ Медвежьего, Ямбургского, Еты-Пуровского, Уренгойского месторождений и неокомских пластов БУ₁₀, БУ₁₂ Уренгойского месторождения. По мнению авторов, изученные углеводородные залежи находятся в нестабильном положении по отношению к вмещающим их водам, и делается вывод о том, что в настоящее время в верхнемеловых и нижнемеловых горизонтах протекают процессы разрушения существующих залежей.

Каждая геологическая структура является уникальным природным объектом, обладающим характерными только для нее особенностями гидрогеологического строения, вертикальной гидрогеохимической и гидродинамической зональности и т.д. В этой связи, основываясь лишь на результатах расчетов для единичных пластов, делать выводы о наличии процессов деградации сформированных углеводородных залежей в целом для апт-альб-сеноманского и неокомского нефтегазоносных комплексов было преждевременным.

В этой связи давно назрела необходимость на основе имеющегося уникального гидрогеохимического и промыслового гидрогеологического материала с применением методов численного физико-химического моделирования изучить характер равновесий в

системе вода – газ для юрско-меловых отложений северных и арктических районов Западной Сибири.

ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ И МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Система вода – газ является весьма сложной, что объясняется ее многокомпонентностью и разнонаправленностью протекающих в ней процессов. Это обстоятельство делает проблематичным использование ранее применявшихся упрощенных методов расчета степени насыщения пластовых вод газами, индивидуальных фугитивностей газов и т.д. В связи с этим для расчетов в настоящей работе используется программный комплекс HG-32 (Hydrogeo), разработанный М.Б. Букаты в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, не имеющий в настоящее время аналогов в мире, позволяющий учитывать при моделировании все параметры изучаемой системы (плотность, общую минерализацию и состав пластовых вод, газонасыщенность, состав ВРГ, термобарические условия и другие показатели) и определять состав и ряд характеристик равновесной свободной газовой фазы по составу растворенного газа и воды, или наоборот, состав и другие параметры растворенного газа по составу свободного газа и раствора, а также моделировать эвазию-инвазию газов при изменении давления, температуры и состава раствора [Букаты, 1992; Букаты, 1999].

В основу HG-32 (Hydrogeo) положены зависимости закона действующих масс и метода активности. Для каждого компонента i из n компонентов растворенной в подземной воде газовой смеси в этом случае рассматривается обратимая реакция перехода из раствора в свободную фазу



Закон действия масс для неё может быть записан в виде

$$K_i = f_i / a_i^0 ,$$

(2)

где K_i - термодинамическая константа равновесия, f_i - фугитивность (летучесть) газа в свободной фазе, a_i^0 - его активность в равновесном со свободной фазой (насыщенным этим газом) растворе в стандартном состоянии.

Степень насыщения водного раствора газом i оценивается с помощью индекса недонасыщенности

$$L_i = \frac{a_i K_i}{f_i},$$

(3)

где a_i - активность газа в исследуемой воде.

Наиболее простой подход заключается в непосредственном определении фугитивности F_i каждого газа i в гипотетической равновесной с раствором свободной газовой фазе с помощью полуэмпирических методов, предложенных А.Ю. Намиотом, Е.С. Баркан и другими, причем

$$F_i \equiv a_i K_i \text{ и } L_i = \frac{F_i}{f_i}.$$

(4)

Для расчета f_i и K_i были использованы ряд поправочных коэффициентов и серии регрессионных уравнений, полученные М.Б. Букаты в результате обработки экспериментальных данных, которые описывают необходимые термодинамические параметры, растворимость и распределение газов между фазами в зависимости от состава каждой из них и реальных термобарических условий.

Оценка процесса перераспределения газов между залежами и пластовыми водами проводилась по отношениям величин индивидуальных фугитивностей газов, рассчитанных в системах залежь – пластовые воды и пластовые воды – залежь. В первом случае по составу свободной газовой фазы рассчитывался гипотетический равновесный состав ВРГ, а во втором – по ВРГ рассчитывался состав гипотетической газовой залежи. Расчеты степени насыщения пластовых вод газами (K_2), индивидуальных степеней насыщения пластовых вод газами и индивидуальных фугитивностей газов, прогнозных

характеристик и т.д. проведены для более 400 залежей в пределах меловых и юрских отложений, локализованных в границах 52 месторождений (разведочных площадей) в северных и арктических районах ЗСМБ (рис. 1). В основу данной статьи положены результаты испытания более 2800 объектов на 127 поисковой площади, а также материалы полного химического анализа (включая микрокомпоненты) более 5600 проб подземных вод, более 2500 проб водорастворенных и более 1900 проб свободных газов залежей. Данные по гидрогеохимии и составу водорастворенных и свободных газов, обобщенные в настоящей работе, собирались автором с 1997 года в производственных подразделениях Концерна Главтюменьгеология (ПГО Уренгойнефтегазгеология, Ямалнефтегазгеология, Пурнефтегазгеология и других) и были получены за длительный период времени. В настоящее время эти материалы аккумулированы в отделе баз данных Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. Наиболее изученными являются меловые резервуары.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Степень насыщения подземных вод газами (К_г)

Особенности гидрогеологических условий и гидрогеохимии нефтегазоносных отложений Ямало-Карской депрессии детально рассматривались в работах О.В. Равдоникас, А.Э. Конторовича, Б.П. Ставицкого, Ю.Г. Зиминой, Н.М. Кругликова, В.В. Нелюбина, О.Н. Яковлева, Е.Г. Бро, Г.А. Ивановой, Г.Д. Гинсбурга, И.Н. Ушатинского, В.М. Матусевича, А.А. Карцева, А.Д. Дучкова, А.Р. Курчикова, С.Л. Шварцева, Д.А. Новикова и многих других исследователей начиная с 1960-х годов [Равдоникас, 1962; Кругликов, 1964; Зимин, Конторович, Швыдкова, 1967; Конторович, Зимин, 1968; Ушатинский, Матусевич, 1970; Иванова, Мелькановицкая, 1973; Гинсбург, Иванова, 1971; Гинсбург, Иванова, 1974; Дучков, Соколова, 1974; Конторович, Нестеров, Салманов, 1975; Бро, 1977; Кругликов, Нелюбин, Яковлев, 1985; Карцев, Вагин, Матусевич, 1986; Дучков и др., 1987; Курчиков, Ставицкий, 1987; Карцев, Гаттенбергер, Зорькин и др., 1992;

Курчиков, 1992; Ставицкий и др., 2004; Шварцев, Новиков, 2004; Матусевич, Рыльков, Ушатинский, 2005; Новиков, Лепокуров, 2005; Кох, Новиков, 2014; Novikov, Sukhorukova, 2015; Новиков, 2017; Novikov, 2017; Новиков, 2018; Казаненков и др., 2019].

Меловые и юрские резервуары Ямало-Карской депрессии характеризуются широким проявлением повышенных и аномально-высоких пластовых давлений, природа которых связана с функционированием элизионных водонапорных систем [Novikov et al., 2018; Новиков, 2019].

В пределах изученных геологических структур выявлены подземные воды разного химического состава. Во всех водоносных комплексах доминируют воды (по С.А. Щукареву) хлоридного натриевого, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого и гидрокарбонатно-хлоридного натриевого типов с величиной общей минерализации от 2-5 г/дм³ в прибортовых районах до 63,3 г/дм³ в центральных [Ставицкий и др., 2004; Шварцев, Новиков, 2004]. Наиболее минерализованные воды приурочены к верхнеюрскому водоносному комплексу (табл. 1) [Novikov, 2017; Новиков, Вакуленко, Ян, 2019]. Каждый из химических типов имеет свои особенности в распределении основных солеобразующих макро- и микрокомпонентов, концентрации которых напрямую зависят от величины их минерализации. По мере ее роста происходит закономерное увеличение содержания хлора, натрия, магния, кальция, калия, микрокомпонентов: брома, иода, бора, аммония и стронция. При минерализации вод 15 – 20 г/дм³ и более в них происходит снижение содержания гидрокарбонат – иона. Концентрации сульфат – иона в среднем не превышают 20 – 60 мг/л³, что связано с широко известным процессом его восстановления до сероводорода еще на иловой стадии.

Газонасыщенность подземных вод в пределах нижнего гидрогеологического этажа Ямало-Карской депрессии ведет себя неодинаково и может меняться в пределах одного пласта в два и более раз. При этом сохраняется общая тенденция ее увеличения с глубиной от 0,3-3,0 л/л в апт-альб-сеноманском до 0,9-5,7 в нижне-среднеюрском комплексе

[Кругликов, Нелюбин, Яковлев, 1985; Шварцев, Новиков, 2004]. В юрско-меловых водоносных горизонтах повсеместно развиты метановые воды с содержанием метана в среднем от 95,5 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе до 83,3 об.% в нижне-среднеюрском. Происходит снижение его концентраций по мере погружения водоносных горизонтов. С глубиной происходит рост содержаний гомологов метана от 1,3 об.% в апт-альб-сеноманском до 11,7 об.% в нижне-среднеюрском комплексе. Отмечается также рост содержаний углекислого газа и одновременное понижение отношения суммы тяжелых углеводородов к азоту от 96 в апт-альб-сеноманском комплексе до 52 в нижне-среднеюрском. Содержание азота не превышает 15 об.%, углекислого газа – 4 об.%, водорода – 6 об.%, гелия – 0,14 об.% и аргона – 0,19 об.% соответственно.

Проведённые детальные расчёты показали, что насыщение подземных вод газами носит сложный и неодинаковый характер. По величине K_2 в пределах всех изученных водоносных комплексов установлены горизонты с водами от низко (менее 0,2) до предельно насыщенных (0,8-1,0) газами (рис. 2). Рассмотрим подробнее ее изменение в основных водоносных комплексах.

Степень насыщения подземных вод газами в *апт-альб-сеноманском водоносном комплексе* была рассчитана на примере Арктического, Губкинского, Заполярного, Медвежьего и ряда других месторождений. Так, в пределах пласта ПК₁, к которому приурочены уникальные по запасам газовые залежи сеноманского возраста доминируют насыщенные газами воды с величиной K_2 от 0,80 до 1,00. Воды относятся преимущественно к хлоридному натриевому типу, с величиной общей минерализации до 20 г/дм³ и газонасыщенностью 1,5-2,5 л/л. Состав ВРГ повсеместно метановый, с его содержанием в среднем около 98,5 об.%. Все другие газы, кроме азота (0,5-1,5 об.%) содержатся еще в меньших количествах. В направлении от структур Ямало-Карской депрессии к окраинам ЗСОБ величина общей газонасыщенности подземных вод и K_2

значительно снижается до 0,1-0,5 л/л и 0,05-0,2 соответственно, а состав газов меняется на метаново-азотный и азотно-метановый.

В ниже залегающих горизонтах ситуация несколько иная. В целом, в центральных районах Ямало-Карской депрессии на Медвежьем, Уренгойском, Вынга-Пуровском и других месторождениях доминируют воды с величиной K_2 варьирующей в интервале 0,8-1,0. При этом на ряде площадей установлены воды с низким насыщением вод газами. Так, в пласте ПК₁₅ Удмуртского месторождения выявлены воды хлоридно-натриевого состава низкой минерализации 3,3-6,3 г/дм³. ВРГ имеют метановый состав с содержанием метана 96,3-97,2 об.% и азота от 2,6 до 3,4 об.%. Общая газонасыщенность подземных вод в пределах пласта меняется в значительных пределах и составляет 0,3-1,5 л/л. Величина насыщения подземных вода газами K_2 колеблется от 0,08 до 0,10. Наиболее полно (пласты ПК₁₃, ПК₁₄, ПК₁₅ и ПК₁₆) было изучено Харампурское месторождение. В их пределах распространены воды хлоридного натриевого состава с величиной общей минерализации от 10,7-10,9 (пласты ПК₁₃, ПК₁₅) до 15,0-17,8 (пласты ПК₁₄, ПК₁₆). ВРГ пластов имеют повсеместно метановый состав с содержанием метана от 97,4-97,9 об.% (пласт ПК₁₃) до 84,3-90,0 об.% (пласт ПК₁₆), содержания азота не превышают 2,2 об.%, вниз по разрезу закономерно снижается доля метана и возрастает содержание его гомологов до 1,5-5,0 об.% в пласте ПК₁₆. Следует также отметить рост с глубиной газонасыщенности подземных вод от 1,0-2,2 до 1,5-3,0 л/л. Степень насыщения пластовых вод газами (K_2) изменяется в значительных пределах и варьирует от 0,34 до 1,00. Минимальные ее значения приурочены к пластам ПК₁₃ (0,34-0,98) и ПК₁₅ (0,33-0,34), а максимальные к пласту ПК₁₆ (0,68-1,00), при испытании которого в скв. 339 в интервале 1798-1808 получен приток газа, дебиты которого в зависимости от диаметра штуцера варьируют в интервале 451,4 – 584,6 тыс. м³/сут. В изученных пластах апт-альб-сеноманского комплекса в сопредельных районах Енисей-Хатангского регионального прогиба на Озерном и Пеляткинском

месторождениях величина K_2 составляет 0,71-0,73 и 0,53-0,70 соответственно, а на Нерстинском месторождении, расположенном на полуострове Ямал не превышает 0,19.

Вследствие того, что к **неокомскому водоносному** комплексу приурочены основные запасы нефти, он оказался наиболее изученным и охарактеризованным большим фактическим материалом. Расчёт степени насыщения подземных вод газами проводился по пластам Барсуковского, Восточно-Таркосалинского, Губкинского, Дерябинского, Етыпуровского, Западно-Таркосалинского, Комсомольского, Усть-Харампурского и многих других месторождений. Формирование комплекса происходило на переходном этапе от трансгрессивной к регрессивной стадии позднеюрско-сеноманского седиментационного цикла. В результате чего в мелководно-шельфовых условиях сформировалась песчано-глинистая ритмично-слоистая формация, состоящая из многократного переслаивания выдержанных по простиранию песчаных пластов-коллекторов и глинистых пластов-флюидоупоров. Эта формация наиболее благоприятна для формирования многозалежных месторождений нефти и газа. Подтверждение этому мы видим на примере вышеназванных месторождений. Рассмотрим изменение степени насыщения подземных вод газами на некоторых из них.

Подземные воды *Восточно-Таркосалинского* месторождения относятся к хлоридному натриево-кальциевому или натриевому типам с минерализацией от 5 до 20 г/дм³. Газонасыщенность подземных вод изменяется в широком интервале и составляет от 0,6 до 3,9 л/л, при среднем значении 2,4 л/л. ВРГ имеют повсеместно метановый состав. Средние содержания CH_4 составляют 84,4 об.%, N_2 не превышают 12, составляя в среднем около 2 об.%. Все другие газы, кроме тяжёлых углеводородов содержатся в ещё меньших количествах. Содержания последних, как и общая газонасыщенность, с глубиной существенно возрастают. Максимальное насыщение подземных вод газами отмечено в пластах БП₁₁₋₁₂, где $K_2 = 1,0$. Далее вниз и вверх по разрезу наблюдается снижение общего

газонасыщения вод. Так, например, в пласте БП₁₇ K_2 составляет 0,33-0,42, а в пласте БП₄ $K_2 = 0,78$.

Наиболее чёткая картина вырисовывается в нижней части продуктивной толщи неокомского водоносного комплекса (рис. 3). Здесь наблюдается плавное снижение степени насыщения вод газами от пластов с газоконденсатными залежами, расположенными в поле значений K_2 от 0,8 до 1,0, до пластов с чисто нефтяными залежами, приуроченными к интервалу значений K_2 от 0,4 до 0,8. Так, в пласте БП₁₂ коэффициент K_2 изменяется от 0,95 до 1,00, т.е. наблюдается максимальное насыщение вод газами. В пласте БП₁₄ K_2 составляет 0,80-0,86, а в ниже залегающем БП₁₅ изменяется от 0,74 до 0,83. Далее вниз по разрезу преобладают пласты с чисто нефтяными залежами, которые отличаются более низкой степенью газонасыщения. При этом, основной нефтяной пласт БП₁₆ приурочен к явно ненасыщенной зоне, находящейся в интервале значений K_2 от 0,56 до 0,75. В пласте БП₁₇ отмечены минимальные значения K_2 равные 0,32-0,42.

Как отмечалось ранее, выше пластов БП₁₁₋₁₂ также наблюдается снижение степени газонасыщения вод. Однако здесь характер насыщения носит более сложный характер. Местами на фоне общего недонасыщения вод газами встречаются пласты с насыщенными водами, где значения K_2 нередко достигают 1,00. Так, в пласте БП₁₀ среднее значение K_2 составляет 0,46. В вышележащем пласте БП₉ значения K_2 изменяются в интервале от 0,23 до 1,00, составляя в среднем 0,73. Средние значения K_2 для пласта БП₆ равны 0,33, БП₅ – 0,99 и БП₄ – 0,78. В целом, выявлена чёткая зависимость между типом углеводородных залежей и степенью общего насыщения подземных вод газами. Как правило газоконденсатные залежи приурочены к зонам с повышенными значениями K_2 от 0,8 до 1,0, а нефтяные к значениям K_2 ниже 0,8 (см. рис. 3).

В пределах неокомских отложений *Западно-Таркосалинского* месторождения распространены подземные воды хлоридного натриевого типа с минерализацией от 4,3 до

28,5 г/дм³. Газонасыщенность подземных вод изменяется в широком интервале и варьирует от 1,0 до 5,5 л/л, составляя в среднем 3,1 л/л. ВРГ имеют метановый состав. Средние содержания СН₄ составляют 78,1 об.%, N₂ не превышают 16, составляя в среднем около 4 об.%. Все другие газы, кроме тяжёлых углеводородов содержатся в ещё меньших количествах. Содержания последних, как и общая газонасыщенность, также с глубиной существенно возрастают. В отличие от Восточно-Таркосалинского месторождения, в пределах Западно-Таркосалинского, большинство изученных пластов содержат в себе воды, пересыщенные газами со значениями $K_г$ близкими к 1,0.

Воды ненасыщенные газами выявлены в пласте БП₄ с величиной $K_г$ равной 0,5 и в пласте БП₈, где $K_г$ составляет 0,37. Ниже по разрезу месторождения установлена зона пластовых вод предельно насыщенных газами. К пластам с максимальной величиной $K_г$ приурочены основные высокодебитные газоконденсатные залежи. Например, к пласту БП₆ приурочена залежь газоконденсата, которая в зависимости от диаметра штуцера дала притоки газа 92,7-214,3 тыс. м³/сут и стабильного конденсата 38,6-88,7 м³/сут. Здесь величина $K_г$ меняется от 0,59 до 1,00, а воды становятся предельно насыщенными. Ниже залегающий пласт БП₇ характеризуется наличием вод также предельно насыщенных газами, $K_г$ здесь составляет 1,00. Как отмечалось выше, ниже пласта БП₈ расположена зона с подземными водами насыщенными газами, для которой характерны величины $K_г$ равные единице. Так в пласте БП₉ $K_г$ повсеместно составляет 1,00; в пласте БП₁₁ 0,58-1,00; в пласте БП₁₂ 0,68-1,00; пласте БП₁₆ – 0,92 и в отложениях ачимовской пачки он варьирует от 0,29 до 1,00, составляя в среднем 0,79.

Таким образом, как и на Восточно-Таркосалинском месторождении выявлена четкая зависимость между фазовым типом залежей и степенью общего насыщения подземных вод газами. Как правило, газоконденсатные залежи приурочены к полям с повышенными значениями $K_г$ от 0,8 до 1,0. Однако, отличительной особенностью Западно-Таркосалинского месторождения является более широкое развитие вод,

насыщенных газами, и как следствие, большая интенсивность процессов дегазации пластовых вод на настоящем этапе развития нефтегазоносной системы.

В неокомских резервуарах *Губкинского* месторождения выявлены подземные воды хлоридного натриевого типа с минерализацией от 4,4 до 29,5 г/дм³. Газонасыщенность подземных вод изменяется от 0,4 до 3,5 л/л. ВРГ имеют метановый состав, с его содержанием 61,0-92,3 об.%, азота 1,4-18,2 об.%. Проведенные расчеты показали практически идентичную, по сравнению с Западно-Таркосалинским месторождением, картину по насыщению пластовых вод газами. Как и в предыдущем случае, большинство подземных вод неокомского комплекса являются насыщенными газами, с величиной K_2 равной единице. На фоне насыщенной зоны выделяется пласт БП₉, который содержит воды ненасыщенные газами с величиной общего коэффициента газонасыщения 0,17. В расположенном выше насыщенной зоны пласте БП₄, как и на расположенном восточнее Западно-Таркосалинском месторождении присутствуют воды ненасыщенные газами, K_2 составляет 0,47 (на Западно-Таркосалинском $K_2 = 0,5$). Зона включающая пластовые воды, насыщенные газами, составляет более 500 метров и приурочена к пластам от БП₆ до БП₁₆ включительно.

В неокомских отложениях *Етыпуровского* месторождения выявлены подземные воды хлоридного натриевого типа с величиной общей минерализации от 4,0 до 23,9 г/дм³. Газонасыщенность подземных вод изменяется в широких пределах от 0,3 до 5,2 л/л. ВРГ имеют метановый состав, с его содержанием от 64,9 до 96,1 об.% и азота от 0,6 до 23,6 об.%. С глубиной наблюдается рост содержаний гомологов метана и величины общей газонасыщенности подземных вод. Анализ полученных результатов выявил крупную зону преимущественного развития вод, насыщенных газами. Она объединяет в себе пласты от БП₃ до БП₁₂. Далее вниз по разрезу наблюдается плавное снижение коэффициента общего газонасыщения (K_2) до 0,53-0,53 в пласте БП₁₇. Рассмотрим особенности насыщения подземных вод газами.

Как отмечалось выше на месторождении выявлена крупная зона вод, предельно насыщенных газами. На их фоне установлены пласты с ненасыщенными водами. Это пласт БП₆ ($K_2 = 0,12-0,46$) и пласт БП₁₀ ($K_2 = 0,56$). Помимо этого, ряд пластов, в которых отмечено присутствие предельно насыщенных вод, характеризуются большой вариацией по величине K_2 . В первую очередь это пласт БП₇, в нем степень насыщения пластовых вод газами варьируется от 0,32 до 1,00, при среднем значении 0,69; пласт БП₁₁ ($K_2 = 0,36-1,00$) и пласт с наиболее широким рядом значений K_2 – БП₁₂, со значениями от 0,22 до 1,00. Далее, идет плавное снижение значений K_2 от 0,8 (БП₁₄) до 0,53-0,54 (БП₁₇).

Последнее, из рассмотренных нами детально *Усть-Харампурское* месторождение, в гидрогеологическом отношении, характеризуется наличием пластовых вод хлоридного натриевого типа с минерализацией от 4,6 до 22,0 г/дм³. Газонасыщенность подземных вод изменяется в интервале от 0,5 до 5,0 л/л. ВРГ имеют метановый состав, с его содержанием от 69,0 до 94,4 об.% и азота от 2,5 до 11,4 об.%. Содержания гомологов метана, как и общая газонасыщенность, с глубиной существенно возрастают. Выявлено, что, как и на Етыпуровском месторождении максимально насыщенными газами остаются подземные воды пластов БП₈, БП₉ и БП₁₁. Зона преимущественно предельно насыщенных газами подземных вод приурочена к интервалу пластов от БП₈ до БП₁₁. Далее, ниже пласта БП₁₁ отмечается снижение степени насыщения пластовых вод газами с 0,74-0,84 (БП₁₂) до 0,46 (БП₁₇).

Резюмируя все выше сказанное следует отметить, что характер насыщения пластовых вод газами в пределах неокомского водоносного комплекса Ямало-Карской депрессии носит сложный и неодинаковый характер. В целом, наблюдается та же тенденция, что и в апт-альб-сеноманском гидрогеологическом комплексе – снижение общего фона значений K_2 по направлению от осевых частей бассейна к окраинам. Установлена прямая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами и их

фазовым составом. К горизонтам, где значения K_2 составляют от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные залежи.

Расчёты по выяснению степени насыщения подземных вод газами **юрских водоносных комплексов** проводились по Губкинскому, Дерябинскому, Комсомольскому, Малыгинскому, Харампурскому и другим месторождениям.

Наиболее детальные расчёты были выполнены по Харампурскому месторождению, которые показали, что подземные воды продуктивной части юрских отложений в основном недонасыщены газами. Насыщенными оказались только воды, приуроченные к верхам тюменской свиты, т.е. наиболее глубоко погруженные. По мере увеличения глубины залегания водоносных горизонтов степень насыщения подземных вод газами непрерывно растёт. Так, в верхнеюрском водоносном комплексе в пласте $Ю_1^1$ коэффициент K_2 изменяется в интервале 0,42 - 0,56 в районе Харампурского локального поднятия и 0,31 - 0,55 в пределах Северо-Харампурского локального поднятия. Пласт $Ю_1^2$ характеризуется общим недонасыщением подземных вод газами с K_2 равным 0,45-0,75, при среднем значении 0,63 (Харампурское локальное поднятие). В ниже залегающем пласте $Ю_1^3$ K_2 составляет 0,60-0,75 (Харампурское локальное поднятие) и в среднем 0,55 в районе Северо-Харампурского локального поднятия. Пласт $Ю_1^4$ содержит пластовые воды недонасыщенные газом, что отмечено низкими значениями K_2 изменяющимися в интервале 0,60-0,85.

Нижне-среднеюрский комплекс (пласт $Ю_2$) является неоднородным по характеру насыщения пластовых вод газами, что выражается в смене по латерали недонасыщенных газами вод (Северо-Харампурское локальное поднятие) пересыщенными с $K_2 = 1$ (Харампурское локальное поднятие). Подземные воды пласта $Ю_3$ на всей площади месторождения повсеместно являются пересыщенными газами с $K_2 = 1$. В целом же наблюдается рост K_2 с 0,37-0,42 в интервале глубин 2850-2910 м до 1,00 на глубинах 3000-3050 м. Изолинии общего коэффициента насыщения вод газами (K_2) в целом повторяют

геологическую структуру размещения проницаемых пластов, т.е. наблюдается прямая зависимость K_2 от структурного плана месторождения. Это же подтвердилось рассчитанной корреляционной зависимостью K_2 с глубиной залегания пластов, которая показала наличие сильной положительной связи между ними ($r = 0,84$). Также отмечается сильная связь коэффициента K_2 с общей минерализацией подземных вод. Так, если при минерализации 24 г/дм^3 K_2 составляет $0,37$, то при минерализации 42 г/дм^3 $K_2 = 1,00$. Выявлено, что воды, насыщенные газами, отличаются значениями общей минерализации более 38 г/дм^3 , а все менее минерализованные воды являются недонасыщенными газами. Корреляция между K_2 и общей минерализацией показала наличие положительной связи между ними ($r = 0,56$).

Таким образом, можно резюмировать, что в продуктивной части юрских отложений Харампурского месторождения установлено две зоны с различным характером насыщения подземных вод газами (рис. 4). Верхняя зона характеризуется наличием подземных вод ненасыщенных газами. Она распространена преимущественно в отложениях васюганской свиты (проницаемые пласты Ю₁). Исключение составляет лишь гидрогеологический разрез, приуроченный к Северо-Харампурскому локальному поднятию, в котором граница зоны опускается ниже и включает отложения пласта Ю₂. Из полученных данных следует, что подземные воды, приуроченные к верхней зоне, характеризуются способностью растворять дополнительное количество газов из имеющихся залежей углеводородов, поскольку здесь система оказывается неравновесной. Нижняя зона, включающая подземные воды, насыщенные газами, приурочена к отложениям верхов тюменской свиты и объединяет пласты Ю₂ и Ю₃, за исключением части пласта Ю₂, приуроченной к Северо-Харампурскому локальному поднятию. Для неё вероятно наличие процесса выделения из пластовых вод газов в свободную фазу, если этот процесс понимать в аспекте геологического времени.

Полученные данные по степени насыщения подземных вод газами на первый взгляд приходят в противоречие с геологическими данными. Дело в том, что в пределах верхней зоны, где наблюдается неравновесный характер системы вода-газ, расположены нефтяные залежи с газовыми шапками, которые приурочены к проницаемым пластам Ю₁. Это противоречие не удаётся объяснить ни изменением температуры, ни общей минерализации, ни давления с глубиной хотя бы уже потому, что эти параметры изменяются незначительно, тогда как значения K_2 варьируют от 0,4 до 1,0, т.е. более чем в два раза. Необходимо отметить, что формирование газовых залежей происходило за счёт водорастворенных, т.е. в условиях равновесия растворённых газов со свободными. В настоящее же время такого равновесия не наблюдается. Следовательно, мы вправе предположить, что уже после формирования газовых залежей произошла смена обстановки, что выразилось в том, что воды утратили способность выделять в свободную фазу газы, т.е. стали ненасыщенными ими, что мы и наблюдаем в настоящее время. В чём же причина этого?

Ответ на поставленный вопрос следует искать в установленной зависимости между общей минерализацией и степенью газонасыщения подземных вод. Наблюдаемую картину можно объяснить тем, что седиментационные воды нефтегазоносных отложений частично разбавлены древними инфильтрационными, которые позднее проникли в рассматриваемую систему. Это предположение подтверждается анализом гидрогеохимической и гидродинамической ситуации в регионе. Во-первых, проведённый анализ связей общей минерализации подземных вод с Cl/Br коэффициентом выявил ее отсутствие. Это возможно только в том случае если происходит разбавление более солёных вод пресными с низкими содержаниями Cl и Br , которые существенно не влияют на значение Cl/Br коэффициента. Во-вторых, анализ гидродинамической ситуации в регионе показал, что пластовые давления в южной части Харампурского месторождения ниже, чем в северной, что свидетельствует о направлении движения вод в юрских

отложениях с севера на юг. В северной части мы также наблюдаем более низкую минерализацию и газонасыщение подземных вод.

Таким образом, с началом формирования залежей в проницаемых пластах Ю₁ подземные воды были пересыщены газами, что позволило им формировать залежи свободных газов. Смена гидрогеологической ситуации, обусловленная внедрением ненасыщенных газами инфильтрационных вод в более позднее время, привела к нарушению газовых равновесий. Вместе с тем ограниченный контакт подземных вод с газовыми залежами не позволяет их быстрому в геологическом аспекте времени растворению и тем самым способствует поддержанию неравновесности в системе свободный и водорастворенный газы. Более глубокие горизонты, куда инфильтрационные воды не проникли, остаются насыщенными газами и в настоящее время. Тем самым мы получаем новый механизм оценки возможной степени разрушения залежей подземными водами.

Результаты расчетов степени насыщения подземных вод газами по сопредельным районам Енисей-Хатангского регионального прогиба (Дерябинская, Семеновская, Средне-Яровская, Турковская и Ушаковская площади) показали, что наиболее насыщенными газами являются воды пласта Ю₂, где величина $K_г$ варьирует в интервале 0,57-1,00. В ниже залегающих пластах Ю₄ на Ушаковской и Ю₁₇ на Семеновской площадях степень насыщения подземных вод газами составляет 0,57 и 0,74 соответственно. На полуострове Ямал, в пределах группы пластов Ю₂₋₃ воды являются также предельно насыщенными газами с величиной $K_г$ равной 1,00.

Характер физико-химических равновесий в системе вода – газ

В основу изучения характера равновесий в системе вода-газ был взят химический и газовый состав подземных вод, состав свободных газов залежей и результаты испытания скважин. Проведённые в соответствии с описанной выше методикой физико-химические

расчёты позволили оценить направленность их взаимодействия с вмещающими подземными водами.

Расчеты для *апт-альб-сеноманского водоносного комплекса* проводились на примере залежей Арктического, Заполярного, Мессояхского, Крузенштернского, Малыгинского, Тасийского, Харампурского и других месторождений. Результаты расчетов показали, что направленность процесса перераспределения газов в изученных пластах существенно отличается.

Пласт ПК₁ к которому на севере Западной Сибири приурочены уникальные газовые залежи Уренгойского, Медвежьего, Ямбургского и других месторождений изучен наиболее полно. Выявлены особенности перераспределения газов между газовыми залежами и приконтурными водами. Поскольку газ залежей пласта ПК₁ в большинстве случаев сухой и не содержит гомологов метана, то оценить характер диффузионного перераспределения по тяжелым углеводородам было невозможно. Практически из всех залежей наблюдается рассеивание метана и диоксида углерода, что компенсируется одновременных поступлением в залежь из подземных вод гелия, аргона и азота. В залежах Комсомольского и Крузенштернского месторождений наблюдается равновесие по метану, а на Нерстинском по этану. По соотношению индивидуальных фугитивностей газов в залежах и пластовых водах можно предположить, что формирование гигантских залежей пласта ПК₁ происходило путем струйной миграции углеводородов.

Для углеводородных залежей полуострова Ямал: Малыгинского (ХМ₁, ТП₁, ТП₃, ТП₆, ТП₈), Крузенштернского (ТП₉, ТП₁₀, ТП₁₃), Нурминского (ТП₃) и Тасийского (ТП₄², ТП₅, ТП₁₁, ТП₁₃) месторождений установлен процесс рассеивания в окружающие подземные воды метана, аргона и диоксида углерода. Оно компенсируется одновременным поступлением из приконтурных пластовых вод тяжёлых углеводородов, гелия и азота. Очевидно, что газовая часть залежей в настоящее время трансформируется в направлении утяжеления своего состава и изменения концентраций неуглеводородных газов. В этой

связи можно предполагать продолжение процессов образования, миграции и накопления нефти вплоть до современного этапа геохимического развития водонапорной системы на фоне прекращения образования и накопления газов.

На Харампурском месторождении в центральной части Надым-Тазовского междуречья были изучены пласты: ПК₁₃, ПК₁₄¹, ПК₁₅ и ПК₁₆. Расчеты выявили практически идентичный Ямальским месторождениям характер обмена между залежами и пластовыми водами. Отличия установлены в пластах ПК₁₃ и ПК₁₅ для которых характерно также рассеивание из залежей этана, пропана и бутана. В пласте ПК₁₅ Удмуртского месторождения выявлен процесс рассеивание всех компонентов газовой шапки в окружающих пластовых водах (углеводородных и неуглеводородных компонентов).

В пределах **неокомского водоносного комплекса** изучаемого региона для выяснения характера равновесий между залежами и пластовыми водами был выбран ряд многозалежных месторождений различных по фазовому составу. В пределах Надым-Тазовского междуречья: Губкинское, Западно- и Восточно-Таркосалинское, Комсомольское нефтегазоконденсатные, Етыпуровское нефтегазовое, Усть-Харампурское и Южно-Таркосалинское нефтяные, среди Ямальских – Малыгинское и Хамбатеинское газоконденсатные, а в сопредельных районах Енисей-Хатангского регионального прогиба – Озерное газовое и другие.

Наиболее интересная картина по перераспределению газов между залежами и пластовыми водами была выявлена на нефтегазоконденсатных месторождениях. Так, в неокомском разрезе *Губкинского* месторождения можно выделить ряд пластов (АП₉₋₁₀, БП₄₋₅, БП₉¹ и БП₉², БП₁₅ и БП₁₆₋₂₁) в которых происходит утяжеление газовой составляющей залежей посредством привноса из окружающих пластовых вод гомологов метана: этана, пропана, бутана, а в пластах АП₉₋₁₀, БП₉² и БП₁₆₋₂₁ также пентана и гексана. Практически во всех пластах месторождения, за исключением БП₇ и БП₉, наблюдается обогащение залежей гелием и азотом. Такое перераспределение компенсируется одновременным

рассеиванием в окружающих залежи пластовых водах водорода, метана, диоксида углерода и аргона. При этом в пластах БП₃, БП₇, БП₈ и БП₉ происходит практически полное рассеивание газовой шапки в приконтурных водах.

В пределах *Западно- и Восточно-Таркосалинского* нефтегазоконденсатных месторождений, как отмечалось выше, большинство пластовых вод являются предельно насыщенными газами, с величиной K_g близкой к 1,00 (см. рис. 3). Это обстоятельство делает возможным активизацию процесса газообразования, что мы и наблюдаем по полученным данным. Практически во всех пластах, за исключением БП₁₀ и БП₁₄ на Восточно-Таркосалинском и БП₂₋₃, БП₃₋₄, БП₆ и БП₇ на Западно-Таркосалинском, идет процесс диффузионного привноса в залежь этана, пропана, бутана, гелия и азота. Из всех залежей идет процесс рассеивания метана, диоксида углерода; практически из всех – водорода, аргона, пентана и гексана.

Залежи *Етыпуровского* нефтегазового месторождения характеризуются тем, что из них идет рассеивание в окружающие подземные воды главным образом водорода, метана, этана, пропана, пентана, гексана, диоксида углерода и аргона, что в свою очередь компенсируется поступлением в залежь изомерной и нормальной формы бутана (БП₅, БП₆, БП₇, БП₈ и другие), гелия и азота (исключение БП₅).

В пределах *Усть-Харампурского* нефтяного месторождения выявлен процесс рассеивания практически из всех газовых шапок нефтяных залежей водах водорода, метана, гексана, диоксида углерода и в меньшей степени пентана. На фоне этом наблюдается привнос в залежи этана, пропана, изомерной и нормальной формы бутана, гелия, аргона и азота, а для залежей пластов БП₁₀⁰, БП₁₁, БП₁₄² и БП₁₅ также изомерной и нормальной формы пентана. В залежах пластов БП₁₂ и БП₁₄¹ по пентану наблюдается равновесие с пластовыми водами.

Месторождения полуострова Ямал (Малыгинское, Харатское, Крузенштернское и Верхнетиутейское) характеризуются тем, что практически из всех изученных залежей

происходит рассеяние водорода, метана и диоксида углерода, что компенсируется поступлением в залежи гелия, азота, в разной степени гомологов метана и аргона [Новиков, 2018]. С глубиной отмечается рост фугитивностей газов. На большинстве залежей идет процесс их переформирования в направлении утяжеления состава. Анализ результатов расчетов показал, что характер взаимодействия пластовых вод с УВ залежами на Ростовцевском месторождении, расположенном на юге полуострова Ямал (см. рис. 1), существенно отличается. Так, для залежей пластов ТП₁₄ и НП₈ отмечается рассеивание в окружающих подземных водах водорода, метана, диоксида углерода, азота и большей части тяжелых углеводородов несмотря на то, что это нефтегазоконденсатное месторождение.

В изученных пластах неокомского водоносного комплекса Дерябинского (СД_{IV}), Озерного (СД_{VI}), Пеляткинского (СД_{III}) и Сузунского (СД_{XIII}) месторождений сопредельных районов Енисей-Хатангского регионального прогиба процесс перераспределения газом между углеводородными залежами и приконтурными водами во многом схож с большинством месторождений Надым-Тазовского междуречья и полуострова Ямал. Происходит рассеяние метана и диоксида углерода, компенсация поступлением гелия, азота и в разной степени гомологов метана.

Характер физико-химических равновесий между залежами и окружающими их пластовыми водами **юрских водоносных комплексов** оценивался для основных залежей Харампурского, Губкинского, Комсомольского нефтегазоконденсатных месторождений в пределах Надым-Тазовского междуречья, Малыгинского газоконденсатного на севере полуострова Ямал и Южно-Соленинского газоконденсатного месторождения в сопредельных районах Енисей-Хатангского регионального прогиба. Наиболее детально было изучено Харампурское месторождение. Рассмотрим характер равновесий в верхнеюрском и ниже-среднеюрском водоносных комплексах на его примере.

В продуктивных пластах, приуроченных к верхневасюганской подсвите (пласт Ю₁) и пластах Ю₂ и Ю₃, относящихся к верхней подсвите тюменской свиты характер их взаимодействия оказался заметно различающимся, что хорошо видно при анализе результатов расчётов.

Так, в пласте Ю₁¹ по соотношениям индивидуальных коэффициентов фугитивностей газов в залежах и подземных водах отмечается поступление из окружающих подземных вод в залежь водорода, метана, гелия и азота, по другим же газам, особенно по тяжёлым углеводородам наблюдается рассеивание их из залежи в пластовые воды. Отсюда можно сделать вывод о том, что залежь пласта Ю₁¹ на современном этапе разбавляется метаном подземных вод, направленно преобразуясь из нефтяного в газонефтяной тип. Залежь пласта Ю₁² характеризуется тем, что отмечается рассеивание из газовой составляющей залежей в окружающие подземные воды главным образом метана, этана, пропана, пентана и диоксида углерода, по аргону наблюдается относительное равновесие, это в свою очередь компенсируется поступлением в залежь водорода, бутана, гелия и азота. Отличие залежи от вышележащей наблюдается в том, что из нее происходит рассеивание метана и утяжеление её состава, за счёт привноса бутана. В залежи пласта Ю₁³ наблюдается практически идентичное пласту Ю₁² перераспределение газов между залежами и подземными водами, отличие наблюдается лишь по водороду, гелию и аргону.

Иной процесс протекает в залежах пласта Ю₁⁴. Происходит рассеивание из залежей в окружающие их подземные воды метана, лёгких углеводородов и диоксида углерода, что компенсируется одновременным поступлением из окружающих пластовых вод тяжёлых углеводородов, благородных газов и азота. Очевидно, что газовая часть залежей в настоящее время трансформируется в направлении утяжеления своего состава и изменения концентраций неуглеводородных газов. В этой связи можно предполагать продолжение процессов образования, миграции и накопления нефти вплоть до современного этапа геохимического развития на фоне прекращения образования и

накопления газов. У последних сейчас проявляется начальный период рассеивания – растворение в окружающих подземных водах.

Пласты Ю₂ и Ю₃, приуроченные к верхней подсвите тюменской свиты, характеризуются протеканием процесса перераспределения газов, идентичного описанному выше для пласта Ю₁⁴.

Залежи Губкинского, Комсомольского, Южно-Соленинского месторождений во многом схожи по характеру равновесий в системе вода – газ с детально изученными Харампурскими. Особняком стоит залежь пласта Ю₂₋₃ Малыгинского газоконденсатного месторождения, которая является наиболее глубокозалегающей из изученных (интервалы 3612-3620; 3636-3644 в скв. № 35). Основное ее отличие заключается в том, что помимо нормальной формы пентана, метана, диоксида углерода из нее рассеивается и азот. Все это компенсируется утяжелением газового состава залежи поступлением из окружающих подземных вод тяжелых углеводородов (этана, пропана, бутана и изомерной формы пентана).

Таким образом, анализ перераспределения газов между углеводородными залежами и приконтурными пластовыми водами показал, что залежи находятся преимущественно в нестабильном положении по отношению к вмещающим их водам (рис. 5-8). Практически из всех изученных залежей происходит рассеяние метана, углекислого газа и аргона, что компенсируется привнесением в залежи гелия и азота, в разной степени гомологов метана. На многочисленном ряде залежей идет процесс их фазового переформирования в направлении утяжеления состава.

Можно говорить о некоторой специфике процессов перераспределения газов между залежами и окружающими их пластовыми водами в зависимости от фазового состава залежи. Наиболее интенсивно процессы обмена и переформирования протекают в пределах нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей, а наименее интенсивно в нефтяных. Анализ изменения отношений индивидуальных фугитивностей газов в

пластовых водах и углеводородных залежах выявил некоторые закономерности. Так, с глубиной отмечается рост отношения у метана, водорода, этана, пропана и диоксида углерода, что подтверждает ранее выполненные исследования Б.Н. Рыженко и В.П. Волкова по росту летучести газов в широком диапазоне температур и давлений [Рыженко, Волков, 1971]. Бутан, пентан и гексан ведут себя значительно сложнее.

Результаты моделирования взаимодействий в системе вода – газ показали, что зональность прогнозного – гипотетического состава свободной газовой фазы, кроме углеводородных и неуглеводородных газов, проявляется также в распределении гелий-аргонового отношения с глубиной, непосредственно связанного с абсолютным возрастом залежей УВ. В отличие от обычно применяемых методик расчета возраста газов, опирающихся на отношения гелия и аргона в подземных водах и дающих весьма проблематичные результаты, применяемый в программном комплексе HG-32 (Hydrogeo) алгоритм базируется на эмпирическом уравнении В.П. Савченко для свободных газов, полученном им на основе обобщения данных по большому числу месторождений всего мира. Так, прогнозный возраст возможных залежей, оцениваемый по водорастворенным газам, увеличивается с 20-23 млн. лет (верхний олигоцен) в верхах апт-альб-сеноманского комплекса до 40-87 млн. лет (эоцен-верхний мел) в низах неокомского. Полученные результаты хорошо согласуются с данными Н.Н. Немченко, А.С. Ровенской и М. Шоелла по изотопному составу природных газов гигантских залежей северных районов Западной Сибири [Немченко, Ровенская, Шоелл, 1999].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

- 1) Впервые на единой методической основе изучено насыщение подземных вод газами в пределах нефтегазоносных отложений юры и мела Ямало-Карской депрессии. Выявлены пластовые воды от ненасыщенных до предельно насыщенных газами (по значениям K_2). Установлен рост степени насыщения пластовых вод газами по мере

погружения продуктивных пластов и зависимость степени насыщения пластовых вод газами от величины их общей газонасыщенности.

2) Все воды при величине общей газонасыщенности более 1,8 л/л становятся насыщенными газами ($K_g = 1,0$), т.е. возникают теоретические предпосылки для формирования углеводородных залежей. Ненасыщенные же газами пластовые воды наоборот способны растворять в себе сформированные ранее залежи нефти и газа.

3) Установлена прямая зависимость между степенью насыщения пластовых вод газами (K_g) и фазовым составом залежей. К зоне развития значений K_g от 0,8 до 1,0 приурочены основные газоконденсатные залежи, а к менее насыщенным водам – нефтяные залежи. Довольно сложный характер выявленных зависимостей говорит о разнообразии химического и газового состава подземных вод, а также присутствием в горизонтах нефтегазоносной части разреза различных генетических типов вод.

4) По установленному характеру равновесий, можно утверждать, что имеющиеся в юрско-меловых отложениях Ямало-Карской депрессии залежи нефти и газа выступают в качестве консервативного элемента литосферы, представляя собой «реликты» предшествующих этапов ее геолого-геохимической эволюции. Окружающие подземные воды являются более активной составляющей системы и заметно опережают их в своем геохимическом развитии. Это проявляется в различии соотношений фугитивности индивидуальных газов в подземных водах и залежах. Вследствие этого состав последних претерпевает медленное направленное изменение по пути установления равновесия, отвечающего наступившему качественно новому состоянию геохимической системы вода – газ.

5) Полученные результаты региональных гидрогеохимических и газогидрогеохимических исследований позволяют говорить о благоприятных условиях для формирования и сохранения залежей углеводородов на большей части изучаемой территории, за исключением прибортовых районов ЗСОБ.

Исследования проводились при финансовой поддержке проекта ФНИ № 0331-2019-0025 «Геохимия, генезис и механизмы формирования состава подземных вод арктических районов осадочных бассейнов Сибири» и Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 18-05-70074 «Ресурсы Арктики».

ЛИТЕРАТУРА

Антонов П.Л. Дальность и продолжительность диффузии газов из залежей в законтурные воды // Газовая промышленность. 1963, № 9, с. 1-6.

Барс Е.А. (отв. ред.) Гидрогеологические закономерности размещения залежей нефти и газа. М.: Наука, 1978, 144 с.

Бро Е.Г. Опыт изучения изменчивости минерализации подземных вод в юрско-меловом разрезе севера Сибири с привлечением промыслово-геофизических данных // Геология и нефтегазоносность мезозойских прогибов севера Сибирской платформы. Л.: НИИГА, 1977, с. 58-69.

Гинсбург Г.Д., Иванова Г.А. Основные черты геохимии подземных вод в юрско-меловой толще юго-западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области // Енисей-Хатангская нефтегазоносная область. Л.: НИИГА, 1974, с. 71-85.

Гинсбург Г.Д., Иванова Г.А. Подземные воды // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского прогиба. Л.: НИИГА, 1971, с. 66-72.

Дучков А.Д., Курчиков А.Р., Лысак С.В. и др. Тепловое поле недр Сибири. Новосибирск: Наука, 1987, 196 с.

Дучков А.Д., Соколова Л.С. Геотермические исследования в Сибири. Изд-во Наука, СО АН, 1974, 280 с.

Зимин Ю.Г., Конторович А.Э., Швыдкова Л.И. Геотермическая характеристика мезозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология и геофизика. 1967, № 5, с. 3-18.

Иванова Г.А., Мелькановицкая С.Г. Бензол и его гомологи в пластовых водах Енисей-Хатангского прогиба // Геология нефти и газа. 1973, № 2, с. 27-34.

Казаненков В.А., Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Шапорина М.Н. Геотермические условия и нефтегазоносность тюменской и малышевской свит Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. 2019, т. 60, № 2, с. 209-216.

Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1963, 353 с.

Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986, 224 с.

Карцев А.А., Гаттенбергер Ю.П., Зорькин Л.М. и др. (под ред. Карцева А.А.) Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. М.: Недра, 1992, 208 с.

Конторович А.Э., Зимин Ю.Г. Об условиях формирования химического состава подземных вод Западно-Сибирской низменности // Труды СНИИГГиМС, 1968, вып. 46, с. 83-95.

Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К., [Сурков В.С.](#), [Трофимук А.А.](#), [Эрвье Ю.Г.](#) Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975, 680 с.

Корценштейн В.Н. Водонапорные системы крупнейших газовых и газоконденсатных месторождений СССР. М.: Недра, 1977, 247 с.

Кох А.А., Новиков Д.А. Гидродинамические условия и вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод в западной части Хатангского артезианского бассейна // Водные ресурсы. 2014, т. 41, № 4, с. 375-386.

Кругликов Н.М. Гидрогеология северо-западного борта Западно-Сибирского артезианского бассейна // Тр. ВНИГРИ. Л.: Недра, 1964, вып. 238, 166 с.

Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра, 1985, 279 с.

- Курчиков А.Р.** Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1992, 229 с.
- Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П.** Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М.: Недра, 1987, 136 с.
- Матусевич В.М., Рыльков А.В., Ушатинский И.Н.** Геофлюидалные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень: ТюмГНГУ, 2005, 225 с.
- Назаров А.Д.** Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: Идея-Пресс, 2004, 288 с.
- Намиот А.Ю.** Фазовые равновесия в системах пластовая вода – природный газ // Газовая промышленность. 1958, № 12, с. 1-10.
- Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шоелл М.** Происхождение природных газов гигантских газовых залежей севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1999, № 1, 2, с. 45-56.
- Новиков Д.А.** Гидрогеологические предпосылки нефтегазоносности западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геодинамика и тектонофизика. 2017, т. 8, № 4, с. 881-901.
- Новиков Д.А.** Разведка месторождений нефти и газа в юрско-меловых отложениях полуострова Ямал на основе изучения водно-газовых равновесий // Нефтяное хозяйство. 2018, № 4, с. 16-21.
- Новиков Д.А.** Роль элизионного водообмена в формировании гидродинамического поля Ямало-Карской депрессии // Литология и полезные ископаемые. 2019, № 3, С.248-261.
- Новиков Д.А., Вакуленко Л.Г., Ян П.А.** Особенности латеральной гидрогеохимической и аутигенно-минералогической зональности оксфордского регионального резервуара Надым-Тазовского междуречья // Геология и геофизика. 2019, т. 60, № 6, с. 843-859.
- Новиков Д.А., Лепокуров А.В.** Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений на структурах южной части Ямало-Карской депрессии // Геология нефти и газа. 2005, [№ 5](#), с. 24-33.

Равдоникас О.В. Основные итоги гидрогеологических исследований нефтеносных районов севера Западной Сибири // Труды НИИГА. 1962, вып. 129, с. 194-201.

Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 1988, 303 с.

Рыженко Б.Н., Волков В.П. Коэффициенты летучести индивидуальных газов в широком диапазоне температур и давлений // Геохимия. 1971, № 7, с. 760-773.

Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971, 336 с.

Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна // Геология и геофизика. 2004, т. 45, № 7, с. 826-832.

Ушатинский И.Н., Магусевич В.М. Основные черты геохимии микроэлементов в нефтегазоносных отложениях, подземных водах и нефтях Западной Сибири // Тр. ЗапСибНИГНИ, 1970, вып. 35, с. 215-253.

Шварцев С.Л. Общая гидрогеология. М.: Недра, 1996, 423 с.

Шварцев С.Л., Новиков Д.А. Природа вертикальной гидрогеохимической зональности нефтегазоносных отложений (на примере Надым-Тазовского междуречья, Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 2004, т. 45, № 8, с. 1008-1020.

Novikov D.A. Hydrogeochemistry of the Arctic areas of Siberian petroleum basins // Petroleum Exploration and Development. 2017, v. 44, № 5, p. 780-788.

Novikov D.A. Theoretical substantiation of application of the hydrocarbon accumulation prospecting technique in Western Siberia based on the study of water-gas equilibria // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 193 (1) (2018) 012048 DOI: 10.1088/1755-1315/193/1/012048.

Novikov D.A., Dultsev F.F., Chernykh A.V. Abnormally high formation pressures in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 193 (1) (2018) 012050.

Novikov D.A., Sukhorukova A.F. Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin // Arabian Journal of Geosciences. 2015, v. 8, № 10, p. 8703-8719.

Qin S., Zhou G., Li W., Hou Y., Lü F. Geochemical evidence of water-soluble gas accumulation in the Weiyuan gas field, Sichuan Basin // Natural Gas Industry. 2016, v. 3, p. 37-44.

Shabani B., Vilcáez J. Prediction of CO₂-CH₄-H₂S-N₂ gas mixtures solubility in brine using a noniterative fugacity-activity model relevant to CO₂-MEOR // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017, v. 150, p. 162-179.

Рис. 1. Местоположение изученных объектов в пределах Ямало-Карской депрессии

Границы: 1 – Западно-Сибирского осадочного бассейна; 2 – юрского осадочного бассейна; 3 – Ямало-Карской депрессии; Месторождения и разведочные площади: 4 – месторождения: 1 – Малыгинское, 2 – Тасийское, 3 – Западно-Таркосалинское, 4 – Харатское, 5 – Крузенштернское, 6 – Верхне-Тиутейское, 7 – Нерстинское, 8 – Арктическое, 9 – Нурминское, 10 – Хамбатейское, 11 – Ростовцеское, 12 – Ямбургское, 13 – Медвежье, 14 – Уренгойское, 15 – Тазовское, 16 – Заполярное, 17 – Русское, 18 – Южно-Русское, 19 – Юбилейное, 20 – Ямсовейское, 21 – Восточно-Таркосалинское, 22 – Северо-Губкинское, 23 – Губкинское, 24 – Комсомольское, 25 – Барсуковское, 26 – Тарасовское, 27 – Усть-Харампурское, 28 – Вынгайхинское, 29 – Восточно-Вынгайхинское, 30 – Етыпуровское, 31 – Вынга-Пуровское, 32 – Удмурское, 33 – Южно-Таркосалинское, 34 – Харампурское, 35 – Лодочное, 36 – Сузунское, 37 – Горчинское, 38 – Южно-Соленинское, 39 – Ушаковское, 40 – Пеляткинское, 41 – Озерное, 42 – Дерябинское, 43 – Хабейское; 5 – разведочные площади: 44 – Танамская, 45 – Южно-Носковская, 46 – Яровская, 47 – Средне-Яровская, 48 – Аномальная, 49 – Турковская, 50 – Семеновская, 51 – Больше-Лайдинская, 52 – Токачинская.

Рис. 2. Изменение коэффициента насыщения вод газами (K_g) с глубиной (а) и от величины общей газонасыщенности подземных вод (б)

а) Зоны по величине коэффициента насыщения вод газами: I - низкого, II - среднего, III - высокого, IV – предельно насыщенные, V – углеводородная залежь; коэффициент насыщения вод газами (K_g) в объектах основных водоносных комплексов: 1 – апт-альб-сеноманского, 2 – неокомского, 3 – верхнеюрского, 4 – ниже-среднеюрского.

б) Зоны по величине общей газонасыщенности подземных вод (л/л): 1 – весьма низкой (< 0,1), 2 – низкой (0,1-0,5), 3 – средней (0,5-1), 4 – высокой (1-5), 5 – весьма высокой (> 5).

Рис. 3. Степень насыщения подземных вод газами продуктивной толщи неокомского водоносного комплекса Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения (по значениям K_2)

Залежи: 1 – газоконденсатная, 2 – нефтяная; 3 – преимущественно аргиллиты и глины, 4 – песчаники; Изолинии значений K_2 : 5 – достоверные, 6 – предполагаемые.

Рис. 4. Степень насыщения подземных вод газами продуктивной части юрских отложений Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения (по значениям K_2)

1 – преимущественно аргиллиты, 2 – песчаники, 3 – изолинии значений K_2 .

Рис. 5. Зависимость фугитивности CH_4 , C_2H_6 и C_3H_8 в пластовых водах и углеводородных залежах от глубины их залегания

Направление диффузионного потока: 1 – из УВ залежи в пластовые воды, 2 – из пластовых вод в УВ залежь; фугитивность газа: 3 – в УВ залежи, 4 – в пластовых водах.

Рис. 6. Зависимость фугитивности iC_4H_{10} , nC_4H_{10} и CO_2 в пластовых водах и углеводородных залежах от глубины их залегания

Условные обозначения см. рис. 5.

Рис. 7. Зависимость фугитивности iC_5H_{12} , nC_5H_{12} и C_6H_{14} в пластовых водах и углеводородных залежах от глубины их залегания

Условные обозначения см. рис. 5.

Рис. 8. Зависимость фугитивности He , Ar и N_2 в пластовых водах и углеводородных залежах от глубины их залегания

Условные обозначения см. рис. 5.

Таблица 1.

Гидрогеохимическая характеристика водоносных комплексов

Показатели	Ед. измерения	Водоносные комплексы				
		Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Верхнеюрский	Нижне-среднеюрский	Доюрские
pH	-	6,1-8,7 (7,6)	6,0-9,3 (7,6)	6,2-9,3 (7,5)	6,4-9,5 (8,1)	7,6-8,9 (8,6)
HCO ₃ ⁻	мг/дм ³	31-4882 (737)	84-5490 (929)	12-3709 (833)	37-3477 (1347)	94-3184
SO ₄ ²⁻	- " -	1-165 (23)	1-198 (45)	1-248 (33)	1-272 (38)	4-213 (44)
Cl ⁻	г/дм ³	0,3-15,1 (7,8)	0,3-36,8 (6,3)	1,8-37,6 (11,9)	1,5-39,6 (7,6)	1,1-28,4 (6,2)
Br ⁻	мг/дм ³	0,5-70,3 (27,9)	0,5-231,8 (28,6)	6,7-207,9 (40,6)	9,5-214,9 (32,1)	2,0-106,0 (30,0)
I ⁻	- " -	0,4-29,9 (7,8)	0,2-114,7 (7,8)	0,4-45,0 (5,2)	0,3-135,9 (8,1)	0,5-40,6 (8,5)
F ⁻	- " -	0,1-10,0 (2,1)	0,1-12,0 (2,4)	0,3-8,9 (1,2)	0,3-6,0 (1,8)	0,5-3,9 (2,5)
Na ⁺	г/дм ³	0,3-10,0 (4,6)	0,3-20,6 (4,0)	0,4-24,5 (6,3)	0,3-23,5 (4,8)	0,3-16,2 (4,3)
Ca ²⁺	мг/дм ³	4-1672 (316)	5-3406 (393)	8-3250 (502)	2-3110 (263)	8-1640 (207)
Mg ²⁺	- " -	2-383 (78)	1-680 (29)	1-547 (62)	1-350 (34)	2-170 (32)
K ⁺	- " -	4-425 (43)	3-690 (60)	3-502 (114)	5-840 (110)	10-380 (108)
NH ₄ ⁺	- " -	0,1-39,2 (14,3)	0,2-90,0 (16,5)	0,2-150,0 (39,4)	3,0-112,5 (23,1)	7,5-18,0 (11,4)
SiO ₂	- " -	0,9-74,0 (19,2)	1,0-115,0 (33,8)	3,0-86,0 (25,8)	5,0-130,0 (36,6)	7,0-85,0 (35,3)
B ⁺	- " -	0,2-39,4 (6,9)	0,2-87,3 (11,3)	0,3-200,0 (10,1)	0,5-75,0 (9,9)	2,6-107,5 (11,1)
Si ²⁺	- " -	0,6-200,0 (31,1)	0,4-290,0 (56,6)	1,6-450,0 (154,6)	1,2-290 (77,6)	-
Нафт. кислоты	- " -	0,1-5,8 (0,8)	0,1-8,1 (0,6)	0,1-4,0 (0,6)	0,1-9,3 (1,0)	0,2-2,6 (0,8)
Сумма	г/дм ³	1,5-25,3 (13,8)	2,0-53,0 (11,6)	2,0-63,3 (19,9)	2,0-53,1 (14,5)	2,5-46,8 (12,0)
rNa/rCl	-	0,42-4,28 (1,08)	0,26-4,79 (1,16)	0,52-2,28 (1,00)	0,47-3,99 (1,23)	0,86-1,91 (1,16)
Cl/Br	-	70-1923 (247)	12-1970 (234)	52-547 (264)	27-1641 (255)	94-724 (253)
Ca/Cl	-	0,01-0,54 (0,04)	0,01-0,38 (0,06)	0,01-0,80 (0,05)	0,01-0,57 (0,04)	0,01-0,27 (0,04)
B/Br	-	0,01-4,25 (0,36)	0,01-9,79 (0,66)	0,02-6,23 (0,36)	0,01-3,44 (0,50)	0,04-3,13 (0,80)
Химический тип по С.А. Щукареву	-	Хлоридный натриевый, хлоридный натриевый (с повышенным содержанием кальция), хлоридно-гидрокарбонатный натриевый, гидрокарбонатно-хлоридный натриевый				
Число анализов	шт.	1127	3378	644	381	73

Примечание: предельные значения (среднее арифметическое).















