

ГЕОЛОГО-ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БЕРЕГОВОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.А. НОВИКОВ

В пределах месторождения доминируют седиментационные воды, источником которых являлись морские бассейны нормальной или пониженной солёности (апт-альб-сеноманский, неокомский комплекс). Менее широким распространением пользуются древние инфильтрационные воды, которые попали в осадочный чехол посредством инфильтрации в эпохи регрессии морского бассейна (преимущественно ниже-среднеюрский комплекс), но разбавленные в разной степени седиментационными водами. На локальных участках развиты конденсационные воды, образование которых шло посредством конденсации из паров воды во время формирования углеводородных залежей. Можно предположить, что природа инверсионной гидрогеохимической зональности связана с заменой седиментационных вод на древние инфильтрационные, обусловленные наличием длительных этапов континентальных условий в ниже-среднеюрскую эпоху.

Геохимический тип, инверсия, зональность, вода, газ, углеводородная залежь.

Гидрогеологическим исследованиям Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ) посвящены работы крупнейших российских исследователей Б.П. Ставицкого, М.С. Гуревича, С.В. Егорова, Н.М. Кругликова, А.Э. Конторовича, В.В. Нелюбина, С.Л. Шварцева, В.М. Матусевича и ряда других [1–5]. Результатом этого явилось установление основных гидрогеологических закономерностей ЗСМБ, в частности его зональности, специфики формирования ионно-солевого состава, особенностей вод нефтяных и газовых месторождений и других. К сожалению, большинство исследований последних десятилетий касались гидрогеологии осадочного чехла южной половины мегабассейна, но даже, несмотря на существование ряда сводных работ по гидрогеологии и гидрогеохимии Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНП), гидрогеология подземных вод нефтегазоносных отложений северных районов остаётся слабо изученной.

Геологические условия и нефтегазоносность. Береговое месторождение расположено в северной части ЗСМБ (рис. 1). В тектоническом отношении оно приурочено к Уренгойскому куполовидному поднятию Хадырьяхинской моноклинали. Геологический разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

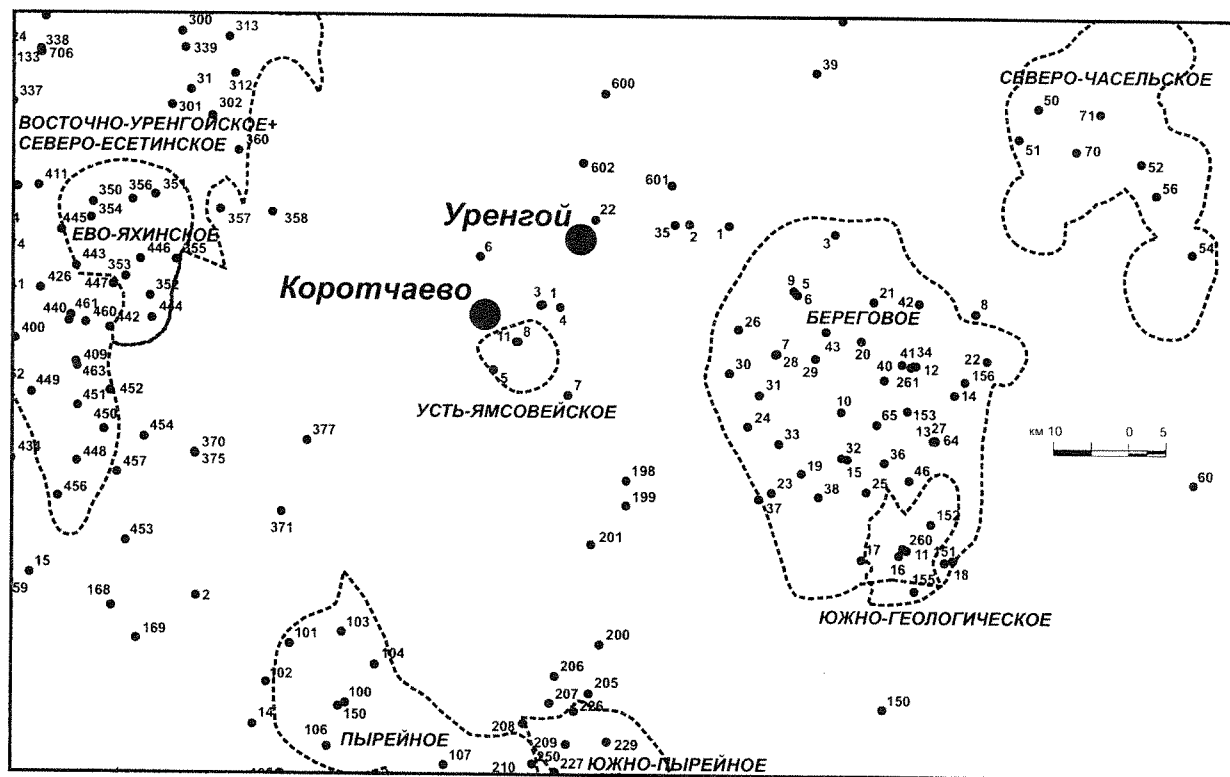


Рис. 1. Местоположение Берегового нефтегазоконденсатного месторождения на севере Западной Сибири

По данным геофизических исследований через приосевую часть месторождения проходит крупный разлом, к юго-западу от которого развиты девонские глинистые сланцы и известняки, слагающие блок фундамента, консолидированного в период герцинской кратонизации. К северо-востоку располагается переходная зона, которая представлена внизу терригенно-карбонатным средним палеозоем до 2–3 км мощности, и сверху грубообломочной угленосной толщей верхнего палеозоя до 0,9–1,2 км мощности и с пологим залеганием. Выше с региональным угловым несогласием залегают отложения чехла, разрез которых начинается тампейской серией, вскрытой на северо-западе месторождения в скважине 35 Геологической площади.

На Береговом месторождении чехол сложен осадочными толщами триасового, юрского, мелового и палеогенового возраста. Мощность чехла составляет 5,8–6,0 км, из которых около 800 м приходится на триас. В соответствии с принятой стратиграфической схемой [6], его разрез начинается глинистыми пачками, выше которых сначала появляются алевролиты и песчаники, прослой гравелитов (варенгайхинская свита) и пачки конгломератов (витютинская свита). В низах нижней юры также локализована свита грубообломочных пород (береговая как аналог зимней свиты). Таким образом, грубообломочные отложения являются не базальными, а внутриформационными.

В тектоническом плане это значит, что формированию пород чехла предшествовал хорошо развитый пенеплен, имевший обширное распространение. Последовательное расширение бассейна седиментации происходило до палеогена включительно и осуществлялось в условиях плоской Надым-Тазовской синеклизы, юго-восточная часть которой выделяется в Хадыряхинскую моноклираль.

Согласно принятому нефтегазогеологическому районированию Береговое месторождение приурочено к юго-западной части Тазовского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

По отложениям сеномана Береговое и Южно-Геологическое месторождения имеют общую газовую залежь, а все остальные залежи имеют приуроченность отдельно по месторождениям. Всего на Береговом месторождении открыто 34 залежи углеводородов в 21 пласте, в том числе: 17 газовых, 7 газоконденсатных, 3 газонефтяных, 2 газоконденсатнонефтяных и 5 нефтяных. Этаж промышленной нефтегазоносности составляет более 2,5 км (от кровли покурской свиты – ПК1 до пласта Ю4 тюменской свиты) [7].

Гидрогеологические условия. Согласно принятой гидрогеологической стратификации [2–3] в разрезе нижнего гидрогеологического этажа месторождения выделяется три основных гидрогеологических комплекса: юрский, неокомский и апт-альб-сеноманский, отличающиеся геологическим строением, условиями питания и водообмена, составом и минерализацией подземных вод, составом водорастворенных газов (ВРГ), термобарическими условиями и т.д.

Юрский гидрогеологический комплекс представлен песчано-алевролитовыми породами береговой, ягельной, котухтинской, тюменской и васюганской свит. Литологически породы комплекса представлены чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, а в нижней части комплекса в береговой свите представлены грубозернистыми песчаниками, гравелитами с подчиненными прослоями серых уплотненных глин. Ягельная свита представлена аргиллитоподобными глинами с прослоями гравелитовых песчаников. Региональной покрывкой для комплекса является толща глинистых отложений георгиевской и баженовской свит, мощность которых составляет 89–104 м. Вскрытая мощность пород юрского комплекса на месторождении составляет 1569 м по скважине 14, где кровля отложений васюганской свиты вскрыта на глубине 3472 м, а забой скважины 5041 м находится в отложениях береговой свиты нижней юры.

Юрский комплекс характеризуется довольно низкими коллекторскими свойствами, что обуславливает его низкую водообильность.

Воды комплекса относятся к хлоридным натриевым или хлоридно-гидрокарбонатным натриевым с минерализацией от 3,6 до 17,9 г/л (см. табл. 1). Основными солеобразующими компонентами являются ионы: натрия – 93–98 %-экв, кальция – 3–5 %-экв, хлора – 47–90 %-экв, гидрокарбонат-иона – 9–52 %-экв. В микрокомпонентном составе содержания йода составляют – 0,31–3,06 мг/л, брома – 3,19–19,70 мг/л, бора – 2,54–10,92 мг/л и фтора 0,6–6,0 мг/л.

Водорастворенные газы комплекса имеют повсеместно метановый состав, с содержанием метана 67,3–93,9 об.%, гомологов метана: этана 2,68–10,39 об.%, пропана 0,90–10,15 об.%, бутана 0,37–8,21 об.%. Все другие газы содержатся в еще меньших количествах за исключением азота, концентрации которого варьируют от 0,83 до 7,86 об.%. Газонасыщенность подземных вод меняется от 2,6 до 3,2 л/л.

Особенностью динамики вод юрского комплекса на Береговом месторождении является наличие аномально высоких пластовых давлений (АВПД) с коэффициентом аномальности до 1,6. Температура подземных вод меняется в значительных пределах и составляет от 98 до 135 °С.

Неокомский гидрогеологический комплекс представлен отложениями мегинской, заполярной и ереямской свит общей мощностью 1250–1365 м. Нижней границей служит подачимовская глинистая пачка, а в целом от юрского гидрогеологического комплекса он отделен мощной толщей глин баженовской и георгиевской свит. В литологическом отношении комплекс представлен песчано-алевритовыми разностями с прослоями аргиллитов. Песчаные разности обладают лучшими коллекторскими свойствами по сравнению с отложениями юрского гидрогеологического комплекса.

По химическому составу воды относятся к хлоридному натриевому, хлоридному натриево-кальциевому или хлоридно-гидрокарбонатному натриевому типам с общей минерализацией меняющейся в интервале 4,2–23,7 г/л (табл. 1). Доминирующие в составе катионы и анионы меняются в зависимости от геохимического типа вод, но преобладают натрий и хлор. Содержание натрия варьирует в интервале 0,8–6,5 г/л, кальция 0,01–2,7 г/л, магния 4–49 мг/л, хлора 0,8–14,5 г/л, гидрокарбонат-иона 0,07–2,2 г/л. Концентрации традиционных микрокомпонентов также меняются в широких пределах (мг/л): аммоний – 1–21, бор – 5,2–63,8, бром – 3,2–57,8, иод – 1,7–14,8, фтор – 0,2–6,0 и кремнезем – 10–58 мг/л соответственно.

Таблица 1. Химический состав подземных вод нижнего гидрогеологического этажа Берегового нефтегазоконденсатного месторождения

Значение	pH	Элементы, мг/л											M г/л	rNa гCl	Cl Br	HCO ₃ Cl	Число анализов
		Ca	Mg	Na+K	NH ₄	Cl	HCO ₃	B	Br	I	F	SiO ₂					
Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс																	
Min.	6,6	10	5	1209	4	1879	61	0,4	3,8	1,7	0,4	4,0	3,5	0,67	172	0,005	53
Max.	8,3	2130	146	8445	80	13298	976	37,7	70,2	17,4	1,9	36,0	22,7	1,06	276	0,156	
Среднее	7,5	295	76	5705	25	9283	449	11,9	41,5	10,5	1,0	10,5	15,8	0,95	225	0,057	
Неокомский гидрогеологический комплекс																	
Min.	6,4	10	4	1334	1	780	73	5,2	3,2	1,7	0,2	10,0	4,2	0,63	183	0,007	13
Max.	8,6	2700	49	6243	21	14539	2196	63,8	57,8	14,8	6,0	58,0	23,7	2,72	359	2,475	
Среднее	7,2	1124	13	3205	8	6434	755	22,2	27,2	6,8	2,5	33,1	11,6	1,19	247	0,611	
Юрский гидрогеологический комплекс																	
Min.	7,3	36	8	846	3	1170	232	1,1	2,1	0,3	0,5	11,0	3,6	0,63	227	0,113	12
Max.	8,1	466	21	6570	60	9220	2233	10,9	40,6	6,1	6,0	130,0	17,9	2,04	965	1,908	
Среднее	7,7	160	13	3328	14	4524	1460	5,8	15,6	2,1	1,5	69,2	9,6	1,21	334	0,486	

Таблица 2. Состав водорастворенных газов нижнего гидрогеологического этажа Берегового нефтегазоконденсатного месторождения

Значение	Водорастворённые газы, об. %											Число анализов
	CO ₂	N ₂	He	Ar	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	
Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс												
Min.	0,11	0,62	0,001	0,003	0,001	85,19	0,001	0,001	0,002	0,002	0,002	28
Max.	1,47	11,79	0,041	0,312	0,467	98,61	6,298	1,333	0,786	0,369	0,084	
Среднее	0,44	2,22	0,017	0,036	0,082	95,36	1,415	0,131	0,088	0,036	0,004	
Неокомский гидрогеологический комплекс												
Min.	0,17	0,56	0,001	0,018	0,004	81,28	2,296	0,005	0,015	0,198	0,001	7
Max.	1,49	4,38	0,027	0,050	0,144	98,79	7,695	3,840	1,478	0,585	0,230	
Среднее	0,55	2,11	0,009	0,033	0,038	89,56	4,254	1,965	0,574	0,129	0,25	
Юрский гидрогеологический комплекс												
Min.	0,22	0,83	0,001	0,010	0,001	67,28	2,685	0,900	0,371	0,131	0,002	7
Max.	1,37	7,86	0,031	0,047	0,592	93,88	10,390	10,150	8,213	3,106	0,512	
Среднее	0,61	2,79	0,011	0,022	0,158	79,74	6,829	5,337	2,153	0,858	0,128	

Водорастворенные газы комплекса имеют метановый состав с его содержанием от 81,3 до 98,8 об. % с средним значением 89,6 об. %, что почти на 10 об. % выше по сравнению с юрским гидрогеологическим комплексом. Роль гомологов в составе газа довольно велика. Так содержания этана изменяются в пределах 2,30–7,70 об. %, пропана – 0,01–3,84 об. %, бутана – 0,02–1,48 об. % и пентана – 0,20–0,59 об. % (табл. 2). Содержания азота не превышают 4,4 об. %, а углекислого газа 1,5 об. %. Газонасыщенность подземных вод составляет от 1,9 до 3,1 л/л.

Основным отличием северной зоны Западно-Сибирского мегабассейна от центральной и Берегового месторождения в частности является то, что в её разрезе региональный водоупор, разделяющий неокомский и апт-альб-сеноманский гидрогеологические комплексы литологически замещен на песчаные разности. Апт-альб-сеноманский и неокомский комплексы представляют собой единую в гидродинамическом отношении систему. Температура пластовых вод меняется от 63 до 96 °С.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс приурочен к отложениям покурской свиты и представлен чередованием песков, песчаников и алевролитов. В отложениях комплекса развиты пласты группы ПК, часть из которых продуктивна. К пласту ПК1 приурочена крупная высокодебитная залежь. Кровля покурской свиты залегает на глубинах 1223–1274 м. Мощность комплекса на месторождении составляет 1140–1220 м. Вышележащие турон-палеогеновые глинистые отложения мощностью 770–780 м надежно изолируют комплекс от зоны свободного водообмена.

При испытании комплекса получены дебиты пластовой воды до 139,4 м³/сут на 12 мм штуцере. При этом следует отметить, что коллекторские свойства пород изменяются с глубиной, ухудшаясь сверху вниз.

Подземные воды комплекса относятся к хлоридному натриевому типу с величиной общей минерализации 3,5–22,7 г/л. Основными солеобразующими компонентами в составе вод являются ионы: натрия 67–96 %-экв., кальция 2–31 %-экв., хлора 94–99 %-экв. и гидрокарбонат-иона 1–6 %-экв. Из микрокомпонентов присутствуют: йод 1,7–17,4 мг/л, бром 3,8–70,2 мг/л, бор 0,4–37,7 мг/л, фтор 0,4–1,9 мг/л, аммоний 4,0–80,0 мг/л и кремнезем 4,0–36,0 мг/л (табл. 1).

Водорастворенные газы комплекса имеют метановый состав, с его содержанием 85,2–98,6 об. %. Гомологи метана содержатся в незначительных количествах. Концентрация этана составляет 0,001–6,298 об. %, пропана – 0,001–1,333 об. %, бутана – 0,002–0,786 об. % и пентана – 0,002–0,369 (табл. 2). Повышенные содержания гомологов метана приурочены к приконтурным водам газовых и газоконденсатных залежей с нефтяными оторочками в пластах ПК161, ПК192, ПК20 и нефтяной залежи пласта ПК23. Газонасыщенность пластовых вод изменяется в интервале 1,5 – 2,8 л/л.

Термобарические условия в пределах апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса меняются в значительных пределах, так температура составляет 25–65 °С, а пластовые давления варьируют в интервале от 12 до 24 МПа.

Таким образом установлено, что в пределах нижнего гидрогеологического этажа Берегового нефтегазоконденсатного месторождения развиты подземные воды преимущественно двух геохимических типов хлоридного натриевого и хлоридно-гидрокарбонатного натриевого. Спорадически, в пределах неокомского комплекса встречаются воды хлоридно-натриево-кальциевого состава. Отмечается тенденция уменьшения общей минерализации подземных вод с глубиной. Средние ее значения при этом составляют от 15,8 г/л в апт-альб-сеноманском до 9,6 г/л в ниже-среднеюрском. Причем, если низкие значения общей минерализации в целом по разрезу можно связать с проявлением конденсационных вод или их смеси с фоновыми в пластах имеющих промышленные залежи различного фазового состава, то мало-минерализованные воды в ниже-среднеюрском гидрогеологическом комплексе можно связывать с наличием в нем древних инфильтрационных вод (рис. 2). В результате, в пределах Берегового нефтегазоконденсатного месторождения мы имеем случай вертикальной гидрогеохимической инверсии состава подземных вод не связанной с наличием большого числа продуктивных пластов. Как отмечалось ранее, состав ВРГ повсеместно метановый с общими тенденциями снижения его средних содержаний с 95,4 об.% в апт-альб-сеноманском комплексе до 79,7 об.% в ниже-среднеюрском. Такое снижение компенсируется в свою очередь ростом в составе ВРГ роли гомологов метана (рис. 3). Максимальные их концентрации выявлены в приконтурных водах нефтяных залежей пластов Ю_{2,3} и Ю₄, приуроченных к отложениям тюменской свиты. Далее вниз по разрезу их содержания значительно снижаются, что связано в первую очередь с понижением нефтегенерационной способности пород и количества рассеянного в породах органического вещества. Азот содержится в значительно меньших количествах и его концентрации не превышают 12 об.%.

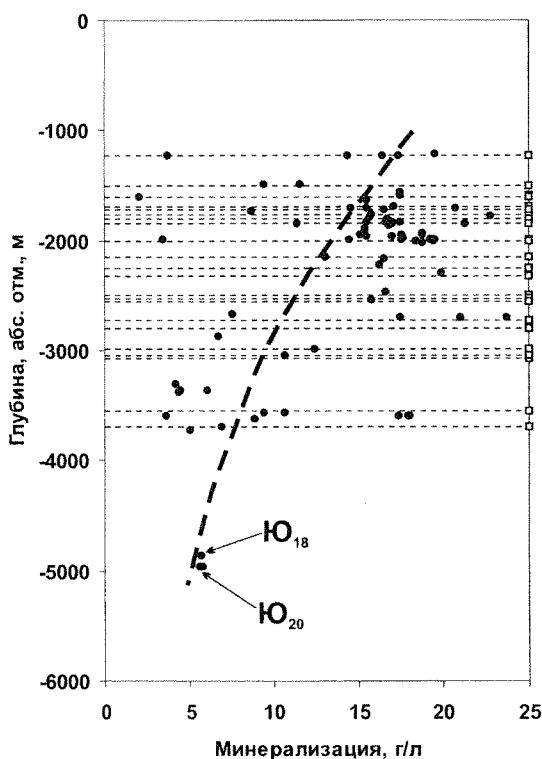


Рис. 2. Изменение общей минерализации подземных вод Берегового месторождения с глубиной: 1 – точки опробования, 2 – высотное положение ВНК, ГВК

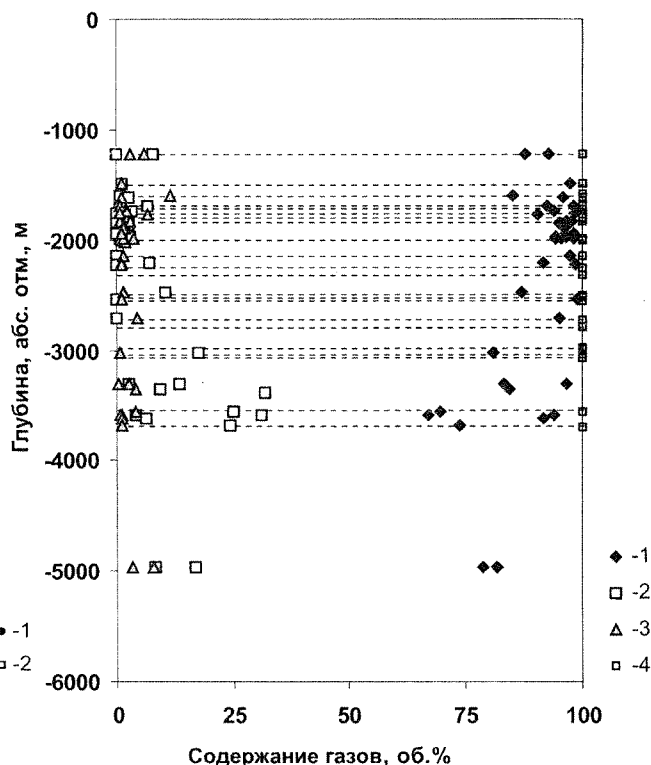


Рис. 3. Изменение состава ВРГ Берегового месторождения с глубиной. Содержание (об. %): 1 – метана, 2 – ТУ, 3 – азота; 4 – высотное положение ВНК, ГВК

Анализ изменения генетических коэффициентов с глубиной выявил довольно интересную картину (рис. 4). Величина gNa/gCl коэффициента варьирует в широких пределах и составляет от 0,63 до 2,72. Максимальные величины приурочены к точкам опробования, где развиты конденсационные воды (Пласт Ю_{2,3}, Ю₄) (рис. 2, 4). Как установлено ранее, интервал изменения gNa/gCl коэффициента у конденсационного типа вод на севере Западной Сибири составляет от 1,03 до 10,5, что объясняется также различной степенью их смешения с фоновыми пластовыми [8]. В целом по gNa/gCl коэффициенту мы наблюдаем закономерную смену условий осадконакопления с преимущественно континентальных в апт-альб-сеноманскую эпоху, морских в неокоме и континентальных в ниже-среднеюрскую эпоху. Мы наблюдаем неуклонный рост величины Cl/Vg коэффициента по мере погружения водоносных горизонтов (см. рис. 4). Вариация его средних значений составляет от 225 в пластовых водах апт-альб-сеноманского комплекса до 334 в ниже-среднеюрском. Воды неокомского гидрогеологического комплекса по величинам генетических коэффициентов занимают промежуточное положение (табл. 2).

Глубокое генетическое единство ВРГ подземных вод и залежей нефти и газа, а также особенности формирования и существования залежей в водонефтегазоносных комплексах являются базой использования показателей ВРГ для локальной оценки перспектив нефтегазоносности [9]. Это обстоятельство и имеющийся в наличии фактический материал позволяет предположить наличие газоконденсатных или нефтяных залежей в интервале глубин от 3000 до 3500 м, аналогичных по своему строению залежам пластов БТ₉, БТ₁₀, Ю_{2,3} и Ю₄. Помимо ВРГ на это указывает микро- и макрокомпонентный состав подземных вод и состав водорастворенного органического вещества, увеличивая в целом вероятность обнаружения промышленных залежей в этом интервале.

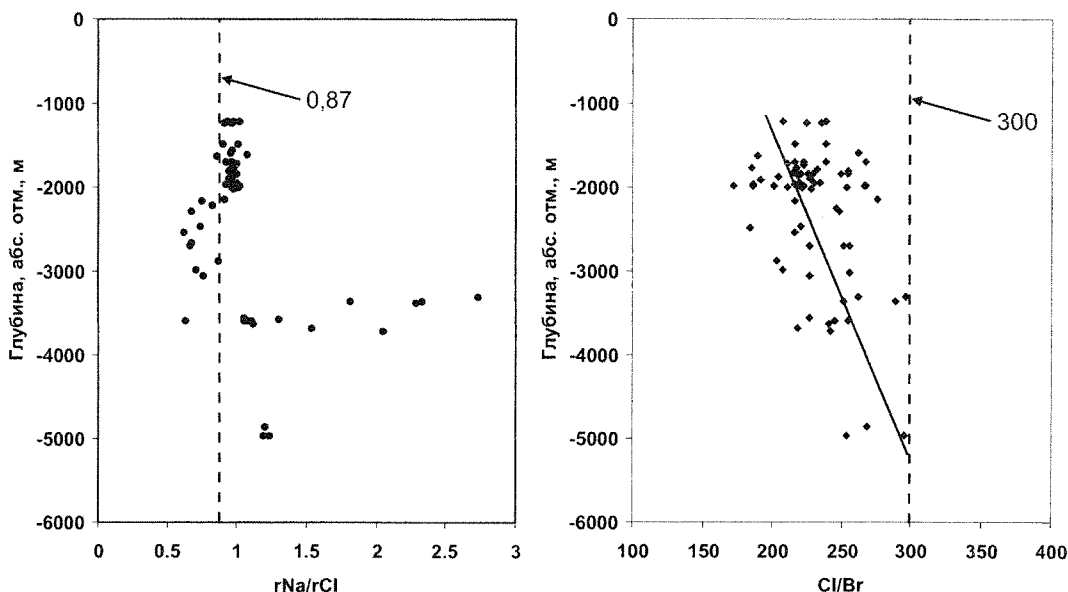


Рис. 4. Зависимость величины генетических коэффициентов от глубины залегания водоносных горизонтов на Береговом месторождении

Следует отметить, что в пределах месторождения на современном этапе развития системы преобладают процессы смешения различных генетических типов вод, но в смеси доминируют седиментационные воды, источником которых являлись морские бассейны нормальной или пониженной солености (апт-альб-сеноманский, неокомский комплекс). Менее широким распространением пользуются древние инфильтрационные воды, которые попали в осадочный чехол посредством инфильтрации в эпохи регрессии морского бассейна (преимущественно ниже-среднеюрский комплекс), но разбавленные в разной степени седиментационными водами. На локальных участках развиты конденсационные воды, образование которых шло посредством конденсации из паров воды во время формирования углеводородных залежей. Можно предположить, что природа инверсионной гидрогеохимической зональности связана с заменой седиментационных вод на древние инфильтрационные, обусловленные наличием длительных этапов континентальных условий в ниже-среднеюрскую эпоху.

Автор благодарен профессору С.Л. Шварцеву за советы при выполнении работы.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 03-05-65417), ОИГМ СО РАН (проект ВМТК "Равновесие" № 1778) и гранта Лаурентьевского конкурса молодежных проектов СО РАН (проект ВМТК "Неоком").

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. — М.: Недра, 1975. — 680 с.
2. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и особенности формирования залежей углеводородов. — Л.: Недра, 1985. — 279 с.
3. Гидрогеология СССР. Том 16, Западно-Сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская области). — М.: Недра, 1970. — 368 с.
4. Матусевич В.М. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазового бассейна. М.: Недра, 1976. — 157 с.
5. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология. — М.: Недра, 1996. — 423 с.
6. Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1990 г. Тюмень, 1991. — 54 с.
7. Новиков Д.А. Гидрогеологические условия нефтегазоносных отложений Берегового нефтегазоконденсатного месторождения // Доклады и тезисы Международного научно-практического форума молодых ученых "Проблемы устойчивого развития общества глазами молодежи. На пути к Всемирному саммиту Рио+10". М.: изд. Ноосфера, 2001 — С.123–127.
8. Новиков Д.А. Геохимия подземных вод нефтегазоносных отложений Надым-Тазовского междуречья // Автореферат на соискание ученой степени канд. г.-м.н., Томск, 2002, 20 с.
9. Суббота М.И., Клейменов В.Ф., Стадник Е.В., Зорькин Л.М., Яковлев Ю.Я. Интерпретация результатов гидрогеологических исследований при поисках нефти и газа. М.: Недра. — 1990, 221 с.