

## ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОХИМИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПУР-ТАЗОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЗАПОЛЯРНОЕ»

<sup>1</sup>Власенко С.С., <sup>2,3</sup>Судариков С.М.

<sup>1</sup>Северо-Западный филиал ООО «Русская Буровая Компания», Санкт-Петербург, Россия; serzh.vlasenko.1995@yandex.ru

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

<sup>3</sup>ФГБУ «ВНИИОкеангеология», Санкт-Петербург, Россия

В статье рассмотрены гидрогеологические условия северной части Западно-Сибирской артезианской области в пределах Пур-Тазовской нефтегазоносной области на основании результатов гидрогеохимических исследований подземных вод нефтегазоконденсатного месторождения «Заполярье». В пределах Заполярного месторождения рассматривались подземные воды нижнего гидрогеологического этажа, включающего зоны затрудненного и весьма затрудненного водообмена, и содержащего 5 водоносных комплексов: турон-олигоценый, апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, ниже-среднеюрский. Анализ результатов основан на ранних исследованиях проб подземных вод, полученных из 18 скважин, вскрывших продуктивные отложения Заполярной площади. Наибольший интерес представляют подземные воды продуктивных горизонтов – апт-альб-сеноманского и неокомского. Меловые и юрские резервуары характеризуются широким проявлением повышенных и аномально-высоких пластовых давлений, природа которых связана с функционированием элизионных водонапорных систем. Смена генетического типа и изменение химического состава подземных вод с глубиной могут быть связаны с миграцией подземных вод из пород доюрского фундамента в вышележащие отложения, а также механизмами эволюции нижнемеловых газоконденсатных залежей.

Ключевые слова: водоносные комплексы, Западно-Сибирская артезианская область, Пур-Тазовская нефтегазоносная область, неокомский горизонт, миграция подземных вод, газоконденсатные залежи

**Введение.** Интенсивное промышленное освоение месторождений углеводородов на территории Арктического шельфа России и прилегающих территориях суши основано на результатах многолетних геолого-геофизических исследований, в которых основное внимание уделяется, прежде всего, тектоническому районированию исследуемых территорий и комплексу литолого-стратиграфических и фациальных характеристик разреза осадочного чехла.

Однако для более детального изучения нефтегазового потенциала перспективных площадей необходимо учитывать степень гидрогеологической изученности, поскольку проведение данного вида исследований позволит решить ряд задач по прогнозу нефтегазоносности, выделению объектов, содержащих потенциальные ловушки углеводородов с последующим определением границ перспективных гидрогеологических бассейнов.

Главным фактором практического применения гидрогеологических исследований в нефтегазопромысловой геологии является роль водных растворов в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Методика гидрогеологических исследований в последние десятилетия приобретает международный формат, так как при различных способах добычи и разработки месторождений нефти и газа стали разрабатываться различные гидрогеологические показатели продуктивности залежей, в том числе в контексте добычи сланцевой нефти из труднодоступных залежей [Barry et al., 2018]. Тем не менее, самыми достоверными показателями являются гидрогеохимические и палеогидрогеологические, которые нашли применение, прежде всего, при решении практических задач в освоении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции России. Применение методики гидрогеологических исследований применялось при обнаружении зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в южной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

[Садыкова и др., 2019], при исследовании состава подземных вод верхнемезозойских гидрогеологических комплексов Ямало-Гыданской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей, входящих в вышеупомянутую провинцию [Сальникова, Бешенцев, 2016], а также при исследовании нескольких месторождений на севере Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где требовалось определение генезиса подземных вод и степень долевого участия конденсационных вод в смесях маломинерализованных технических и пластовых вод [Абукова и др., 2015].

Актуальность исследования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции состоит еще в том, что в краевых частях ее находятся нефтегазоносные области, имеющие продолжение на шельфе, что также может указывать не только на единство геологического строения и развития, но и наличия новых залежей нефти и газа в пределах северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Ямало-Карской депрессии [Прищепина и др., 2019].

Согласно исследованиям условий формирования нефтегазоносности бассейнов Западной Сибири [Матусевич, Рыльков, 2014] геологические разрезы ряда месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции представлены отложениями семи наиболее изученных комплексов: олигоцен-четвертичного, турон-олигоценового, апт-альб-сеноманского, неокомского (берриас – барремского), верхнеюрского и ниже-среднеюрского.

Единство геологического строения и стратиграфической приуроченности мезозойско-кайнозойских отложений Южно-Карской региональной депрессии и континентальной окраины Западной Сибири на полуостровах Ямал и Гыдан, также сложенной регионально-развитыми осадочными мегакомплексами от олигоцена до триаса [Ершов, 2018] может быть обусловлено единой геологической эволюцией близко расположенных осадочных бассейнов. Общий гидрогеологический разрез Западно-Сибирской артезианской области представлен 6-ю гидрогеологическими комплексами: олигоцен-четвертичным, турон-олигоценовым, апт-альб-сеноманским, неокомским, юрским и триас-палеозойским [Матусевич, Рыльков, 2014].

В настоящей работе проведены исследования упомянутых выше гидрогеологических комплексов Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. Результаты проанализированы в соответствии с результатами многолетнего изучения подземных вод Западной Сибири, прежде всего, времени их взаимодействия с вмещающими горными породами – как главным факторе, определяющим гидрогеохимию подземных вод, а также составу подземных вод и содержанию в них органических веществ [Новиков, 2015].

**Методология.** В качестве объекта исследования выбраны водоносные комплексы нефтегазоконденсатного месторождения «Заполярное», находящегося в пределах Тазовского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области, включающей также группу Мессояхских месторождений в северо-восточной части (Рис. 1).

Гидрогеологическое строение Заполярного месторождения, расположенного в северо-восточной части Западно-Сибирской артезианской области представлено в вертикальном разрезе двумя гидрогеологическими этажами.

Верхний гидрогеологический этаж включает отложения олигоцен-четвертичного возраста и представляет собой зону свободного водообмена с маломощными локальными водоупорами. Поземные воды верхнего гидрогеологического этажа слабоминерализованные и предназначены главным образом для водоснабжения.

Нижний гидрогеологический этаж отделен от верхнего мощной турон-олигоценовой толщей. На территории Заполярного месторождения верхняя граница нижнего гидрогеологического этажа соответствует кровле апт-альб-сеноманской толщи. Нижний гидрогеологический этаж представляет собой зону затрудненного и весьма затрудненного водообмена, минерализация подземных вод изменяется с глубиной.

Меловые и юрские углеводородные резервуары охарактеризованы проявлением аномально-высоких пластовых давлений, происхождение и развитие которых тесно связано с наличием водонапорных систем элизионного типа [Novikov, 2018].

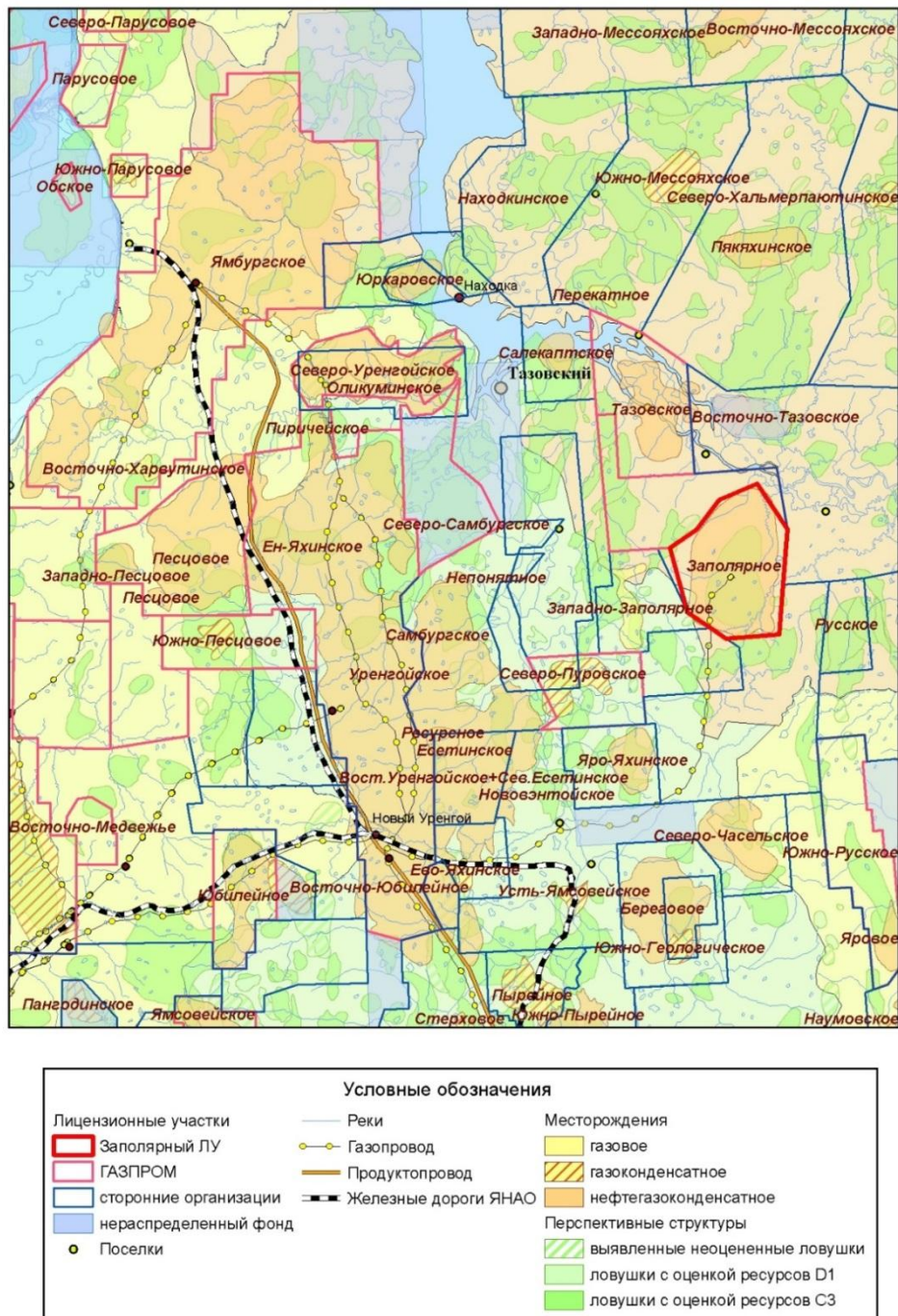


Рис. 1. Обзорная карта района месторождения «Заполярье»

**Фактический материал.** Гидрогеологическая изученность определялась по отбору проб воды из 18 скважин, расположенных в различных частях территории месторождения и вскрывших следующие перспективные нефтегазоносные комплексы: *нижне-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский, сеноманский, туронский.*

### *Нижне-среднеюрский НГК*

Комплекс представлен чередованием прослоев песчано-алевритовых пород и аргиллитов, а также частым тонким переслаиванием аргиллитов и алевритов. Толщина прослоев изменяется от долей см до 2 см. По газовому каротажу отложения характеризуются как продуктивные.

### **Верхнеюрский НГК**

Комплекс представлен в основном темно-серыми аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, плотных, с запахом УВ.

### **Неокомский НГК**

Неокомский нефтегазоносный комплекс содержит основную часть запасов нефти, является наиболее изученным. В связи с особенностями геологического строения подразделяется на два подкомплекса:

Верхний подкомплекс представлен песчано-алевритовыми отложениями с включениями растительных остатков, обломками углей и интракластов глинистых пород и включает пластово-сводовые и структурно-литологические залежи в шельфовых пластах и пластах склоновой формации.

Нижний подкомплекс представлен отложениями алевритисто-аргиллитовых отложений и линзовидных песчаных тел ачимовской толщи. Получены прямые признаки нефтегазоносности в виде пленок УВ.

Неокомский горизонт в пределах площади Заполярного месторождения содержит 7 пластов:

1) Пласт  $K_1mch.$  – песчано-алевритовые отложения малохетской свиты готерив-аптского возраста (верхне-неокомский подкомплекс).

2) Пласт  $K_1v_5$  – пласт валанжинского возраста, представленный переслаиванием песчаников мелко- и среднезернистых, плотных и алевролитов крупнозернистых, аркозовых с включениями растительного детрита (верхне-неокомский подкомплекс).

3) Пласт  $K_1v_4$  – пласт валанжинского возраста, представленный переслаиванием песчаников мелко- и среднезернистых, цеолитизированных и алевролитов крупнозернистых, аркозовых, реже полимиктовых (верхне-неокомский подкомплекс).

4) Пласт  $K_1v_3$  – пласт валанжинского возраста, представленный песчаниками глинисто-алевритовыми, мелко- и среднезернистыми, крепкими с глинисто-известковым цементом (верхне-неокомский подкомплекс).

5) Пласт  $K_1v_2$  – пласт валанжинского возраста, представленный переслаиванием песчаников алевритовых, слабо известковистых, алевролитов слюдистых и аргиллитов алевритовых, плотных (верхне-неокомский подкомплекс).

6) Пласт  $K_1v_1$  – пласт валанжинского возраста, представленный переслаиванием песчаников мелкозернистых, алевролитов мелко- и среднезернистых и аргиллитов алевритистых, плотных, крепких (верхне-неокомский подкомплекс).

7) Пласт  $K_1ach.$  – отложения ачимовской толщи, представленные среднезернистыми полимиктовыми песчаниками с карбонатно-глинистым цементом, образовавшиеся в результате регрессивного накопления.

### **Сеноманский НГК**

Комплекс представлен в основном рыхлыми песками и слабосцементированными песчано-алевритовыми отложениями с многочисленными прослоями глин, накопление которых происходило в континентальных аллювиальных, пойменных и озерно-болотных условиях.

### **Туронский НГК**

Представлен глинистыми отложениями морского и прибрежно-морского генезиса. Это пласт переслаивания глауконитовых глин газсалинской пачки с алевритистыми и слабобитуминозными глинами с редкими прослоями песков и алевролитов.

Результаты гидрогеохимических исследований представлены в таблице гидрогеохимической характеристики водоносных комплексов Заполярного месторождения (табл.1) и на диаграмме Пайпера, отображающей химический состав подземных вод водоносных комплексов Заполярного месторождения (Рис.2).

Табл. 1. Гидрогеохимическая характеристика водоносных комплексов нефтегазоконденсатного месторождения «Заполярье»

Показатели	Ед. измерения	Водоносные комплексы				
		Турон-олигоценый	Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Верхнеюрский	Нижне-среднеюрский
НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	24,0	201,3 – 268,0 (234,6)	16,0 – 1244,0 (594,8)	146,0	61,0
СО <sub>3</sub> <sup>-</sup>		84,0	н/об	12,0 – 108,0 (11,1)	-	-
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>		н/об	5,0 – 52,0 (28,5)	1,6 – 683,0 (71,5)	3,0	-
Cl <sup>-</sup>		4397,0	7092,0 – 10283,4 (8687,7)	186,0 – 5502,9 (1151,7)	6,0	20,0
Br <sup>-</sup>		5,9	27,0	0,5 – 11,8 (4,7)	-	-
I <sup>-</sup>		4,2	12,7 – 15,4 (14,1)	0,4 – 10,4 (2,5)	-	-
Na <sup>+</sup>		2730,0	4300,0 – 6373,8 (5336,9)	281,0 – 3195,4 (866,2)	25,0	10,0
K <sup>+</sup>				0,8 – 1 (0,9)	1,0 – 35,0 (7,8)	6,0
Ca <sup>2+</sup>		160	216,0 – 240,0 (228,0)	2,0 – 419,0 (115,4)	24,0	14,0
Mg <sup>2+</sup>		6	66,8 – 68,0 (67,4)	1,0 – 12,9 (5,2)	6,0	7,0
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>		18,00	15,0 – 20,0 (17,5)	0,2 – 16,5 (3,1)	13,6	0,3
B <sup>-</sup>		3,9	6,2	2,1 – 19,8 (8,8)	2,3	0,8
Общая минерализация		г/дм <sup>3</sup>	7,4	12,1 – 17,1 (14,6)	0,9 – 9,2 (2,8)	0,2
Нафтеновые кислоты	-	0,7	0,7	0,1 – 0,8 (0,5)	1,4	0,2
Газосодержание	л/л	1,3	0,3	1,88	2,1	0
rNa/rCl	-	0,96	0,94 – 0,96 (0,95)	0,81 – 503,77 (31,31)	6,41	0,77
Cl/Br	-	-	262,27	4,90 – 528,30 (194,71)	-	-
Ca/Cl	-	0,04	0,02 – 0,03 (0,03)	0,01 – 0,22 (0,09)	4,00	0,70
B/Br	-	-	0,2	0,22 – 21,15 (3,46)	-	-
Тип вод по В.А. Сулину	-	Хлоридно-кальциевый		Хлоридно-кальциевый в 2 верхних пластах и сульфатно-натриевый – в остальных	Гидрокарбонатно-натриевый	Хлоридно-кальциевый

В пределах исследуемых водоносных комплексов преобладающим генетическим типом по классификации В.А. Сулина является хлоридно-кальциевый тип. Наиболее минерализованные воды приурочены к апт-альб-сеноманскому водоносному комплексу, наименее минерализованные – к ниже-среднеюрскому и верхнеюрскому. Возможно, данные результаты могут быть связаны с достаточным количеством фактического материала по меловым комплексам и недостатком проб по юрским. Также воды неокомского и верхнеюрского водоносных комплексов характеризуются повышенным газосодержанием – от 1,8 л/л и более.

Стоит отметить, что гидрогеохимическая информация отображена на диаграмме более подробно, так как там представлен химический состав подземных вод по каждому водоносному горизонту неокомского комплекса.

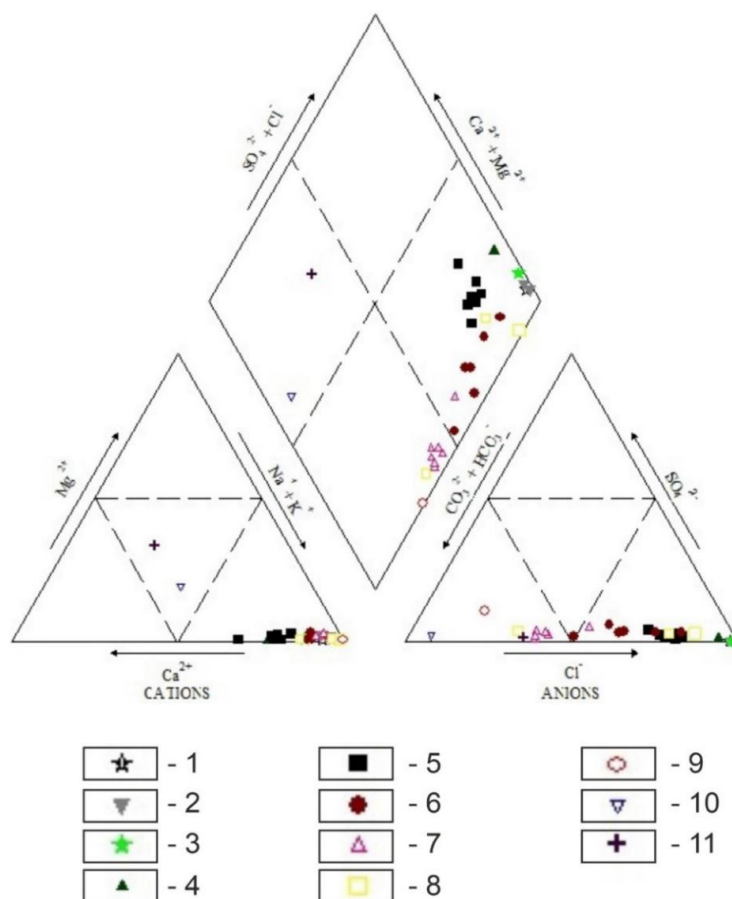


Рис. 2. Диаграмма Пайпера по составу подземных вод нефтегазоконденсатного месторождения «Заполярье»

Водоносные комплексы: 1 – турон-олигоценый  $K_{2t}$ , 2 – апт-альб-сеноманский  $K_{2s}$ ; неокомский водоносный комплекс: 3 – водоносный горизонт  $K_{1tch}$  (малохетский), 4 – водоносный горизонт  $K_{1br}$ , 5 – водоносный горизонт  $K_{1v4}$ , 6 – водоносный горизонт  $K_{1v3}$ , 7 – водоносный горизонт  $K_{1v2}$ , 8 – водоносный горизонт  $K_{1v1}$ , 9 – водоносный горизонт  $K_{1ach}$  (ачимовский); 10 – верхнеюрский  $J_{3t}$ , 11 – нижне-среднеюрский  $J_{1-2}$

Вниз по разрезу от меловых отложений к юрским происходит смена генетических типов подземных вод по классификации В.А. Сулина с хлоридно-кальциевого на гидрокарбонатно-натриевый, что характерно также для ряда месторождений Мессояхской группы [Сальникова, Бешенцев, 2016]. Одним из факторов наличия гидрокарбонатно-натриевых вод в водах верхнеюрских отложений может быть результат миграции обогащенных углекислотой подземных вод из пород доюрского фундамента, формирующих разломно-блоковый характер строения неокомских и верхнеюрских продуктивных отложений, что нашло отражение в исследованиях подземных вод Усть-Тегусского и Урненского месторождений из южных нефтегазоносных районов Западно-Сибирской НГП [Курчиков и др., 2019].

**Обсуждение.** В рамках исследования перспективности юрских, неокомских и апт-альб-сеноманских отложений по гидрогеохимическим показателям нефтегазоносности удалось выявить некоторые закономерности химического состава подземных вод Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения по гидрогеохимическим показателям нефтегазоносности.

Наиболее высокой степенью катагенеза обладают скопления нефти, сформировавшиеся в результате процессов внутрирезервуарной миграции в среднеюрское – раннемеловое время. Образование первичных скоплений нефти, вероятнее всего, происходило на рубеже поздней юры и раннего мела.

Формирование более молодых газоконденсатных залежей происходило в уже сформированных нефтяных ловушках с середины валанжинской по сеноманскую эпоху.



Помимо тектонических процессов, послуживших образованию трещиноватых зон, по которым происходила миграция подземных вод, обогащенных углекислотой и другими компонентами. Скорость перехода нефтяных залежей в газоконденсатные определялась величиной газонасыщенности подземных вод продуктивных комплексов, а также скоростью роста структурных ловушек.

Проанализирован состав нефтей апт-альб-сеноманского и неокомского горизонтов. Нефти преимущественно легкие, малосмолистые, с высоким содержанием растворенного газа, полученного при одноступенчатом и дифференциальном разгазировании нефти (содержание – метан (от 79,3 % в сеноманском НГК до 85,8 % в ачимовской толще (нижний подкомплекс неокомского НГК)). Результаты исследования поверхностных проб нефтей сеноманского и неокомского горизонтов показали, что содержание серы увеличивается с глубиной. Также с увеличением глубины увеличивается содержание аниона  $SO_4^{2-}$ .

Одним из наиболее верных признаков принадлежности вод к газонефтеносным горизонтам – наличие в них нафтеновых кислот и тяжелых углеводородных газов. В подземных водах рассмотренных водоносных комплексов также есть тенденция к увеличению содержания этих компонентов (Рис.3).

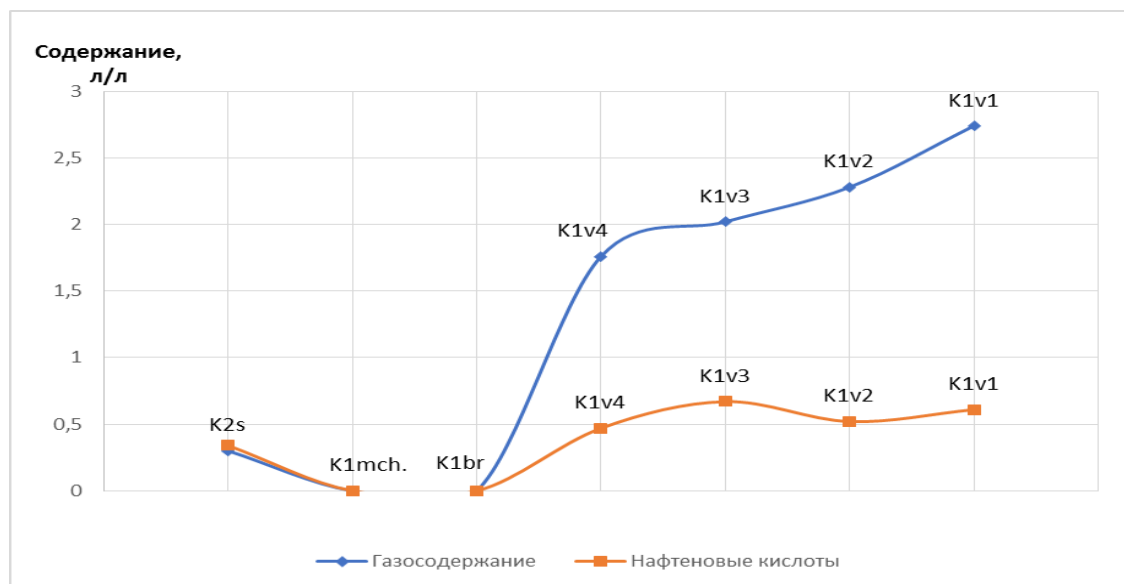


Рис. 3. Динамика изменения содержания газов и нафтеновых кислот в подземных водах от апт-альб-сеноманского водоносного комплекса к неокомскому

*K<sub>2s</sub> – апт-альб-сеноманский водоносный комплекс; неокомский водоносный комплекс: K<sub>1mch</sub> – водоносный горизонт (малохетский), K<sub>1v4</sub>, K<sub>1v3</sub>, K<sub>1v2</sub>, K<sub>1v1</sub> – водоносные горизонты верхнего подкомплекса, 9 – водоносный горизонт K<sub>1ach</sub> (ачимовский) нижнего подкомплекса*

**Заключение.** В настоящей работе были рассмотрены водоносные комплексы Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения, стратиграфически соответствующие основным крупным нефтегазоносным комплексам Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Рассмотренные гидрогеохимические показатели дают возможность оценить тенденции в изменении гидрогеохимического облика пластовых вод продуктивных горизонтов как в пределах севера Западной Сибири, так и на всей территории Западно-Сибирской артезианской области и ее продолжения в геологических структурах южной части Карского моря.

### ЛИТЕРАТУРА

Абукова Л.А, Абрамова О.П., Варягова Е.П. Гидрогеохимический мониторинг разработки месторождений углеводородов // Георесурсы, Геоэнергетика, Геополитика. 2015. 2(12). С. 2-3. doi:10.29222/ipng.2078-5712.2015-12.art2

Ершов С.В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири // Геология и геофизика. 2018. Т. 59. №7. С. 1106-1123. doi: 10.15372/GiG20180711

Курчиков А.Р., Плавник А.Г., Курчиков Д.А. Геодинамические и гидродинамические условия Урненского и Усть-Тегусского нефтяных месторождений // Геодинамика и тектонофизика. 2019. Том 10. №4. С. 1011-1027. doi: 10.5800/GT-2019-10-4-0455

Матусевич В.М., Рыльков А.В. Геолого-геохимические условия нефтегазообразования и формирование нефтегазоносности осадочных бассейнов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. №1. С. 28-36

Новиков Д.А. Основные черты гидрогеохимии Арктики // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. 2015. Т. 2. № 1. С. 125-129.

Прищепина О.М., Меткин Д.М., Боровиков И.С. Углеводородный потенциал арктической зоны России и перспективы его освоения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2019. Т.3 (166). С. 14-28

Садыкова Я.В., Фомин М.А., Рыжкова С.В., Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Черных А.В. Прогноз нефтегазоносности юрских и палеозойских отложений южных районов Западно-Сибирского бассейна // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 9. С. 114-127. doi: 10.18799/24131830/2019/9/2260

Сальникова Ю.И., Бешенцев В.А. Природные условия и результаты подсчета запасов подземных вод для обеспечения системы ППД на Западно-Мессояхском и Восточно-Мессояхском НГМ // Горные Ведомости. 2016. 7(146). С.32-41.

Barry P.H., Kulongoski J.T., Landon M.K., Tyne R.L., Ballentine C.J. Tracing enhanced oil recovery signatures in casing gases from the Lost Hills oil field using noble gases // Earth and Planetary Science Letters. 2018. Vol. 496. P. 57-67. doi: 10.1016/j.epsl.2018.05.028

Novikov D.A. Dultsev F.F., Chernykh A.V. Abnormally high formation pressure in jurassic-cretaceous reservoirs of Arctic regions of Western Siberia // IOP Conference: Earth and Environmental Science. 2018. Vol. 193 (2018) 012050. doi: 10.1088/1755-1315/193/1/012050

## THE FEATURES OF HYDROGEOCHEMISTRY OF UNDERGROUND WATERS OF THE PUR-TAZ OIL AND GAS BEARING REGION ON THE EXAMPLE OF THE ZAPOLYARNOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

<sup>1</sup>Vlasenko S.S., <sup>2,3</sup>Sudarikov S.M.

<sup>1</sup>Northwest branch of «Russian Drilling Company» LLC, Saint-Petersburg, Russia;  
serzh.vlasenko.1995@yandex.ru

<sup>2</sup>Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia

<sup>3</sup>VNIIOkeangeologia, Saint-Petersburg, Russia

The article considers the hydrogeological conditions of the northern part of the west Siberian artesian region within the Pur-Taz oil and gas bearing region based on the results of hydrogeochemical studies of underground waters of the Zapolyarnoye oil and gas condensate field. The underground waters of the lower hydrogeological floor, including zones of difficult and very difficult water exchange, and containing 5 aquifer complexes: Turonian-Oligocene, Apt-Albian-Cenomanian, Neocomian, Upper Jurassic, Lower Middle Jurassic, were considered within the Polar deposit. The analysis of the results is based on early studies of groundwater samples obtained from 18 wells that uncovered productive deposits of the Zapolyarnoye field area. The most interesting are the underground waters of the productive horizons – Apt-Alb-Cenomanian and Neocomian. Cretaceous and Jurassic reservoirs are characterized by a wide manifestation of elevated and abnormally high reservoir pressures, the nature of which is associated with the functioning of Elysium water pressure systems. The change in the genetic type and the change in the chemical composition of groundwater with depth may be associated with the migration of groundwater from the rocks of the Pre-Jurassic basement to the overlying sediments, as well as the mechanisms of evolution of Lower Cretaceous gas condensate deposits.

Keywords: *aquifers, West Siberian artesian region, Pur-Taz oil and gas bearing region, Neocomian horizon, groundwater migration, gas condensate deposits*