

**Чистякова Н.Ф., Драванте В.В.**

ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет», Институт наук о Земле, Тюмень, Россия, n.f.chistyakova@utmn.ru, vitekplus@mail.ru

**Сивцев А.И.**

ООО «Таас-Юрх Нефтегазодобыча», Якутск, Россия, sivtsevai@tyngd.rosneft.ru

## **ОСОБЕННОСТИ ИОННО-СОЛЕВОГО СОСТАВА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА СТАДИИ КАТАГЕНЕЗА**

*Рассмотрен ионно-солевой состав подземных рассолов венд-нижнекембрийских отложений Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения на стадии катагенеза, особенностью которого является присутствие в отдельных блоковых ловушках пластов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub> полигенных вод: сульфат-натриевого, гидрокарбонат-натриевого и хлор-магниевого генетических типов совместно с преобладающим хлор-кальциевым генетическим типом. Осуществлено районирование подземных вод пластов по минерализации и четырем генетическим типам подземных вод; установлены направления поступления в пласты вод, образовавшихся на стадии катагенеза и поступающих вместе с углеводородами в соответствующие ловушки. Показано, что при сохранении механизма формирования ионно-солевого состава природных вод в системе «порода–вода» полигенность пластовых вод, присутствующих одновременно в одном пласте-коллекторе отражает закономерную смену компонентов их химического состава при переходе артезианского бассейна в нефтегазоносный бассейн. Наиболее чувствительными ионами химического состава подземных вод, отражающими переход артезианского бассейна в новое геологическое состояние стадии катагенеза являются сульфат-, гидрокарбонат- и натрий ионы.*

**Ключевые слова:** подземные воды, ионно-солевой состав воды, система «порода-вода», генетические типы вод, полигенные воды, гидрохимическая инверсия, Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение.

### **Введение**

Изучению высокоминерализованных рассолов хлоридно-кальциевого, магниевое-кальциевого и натриевого составов Сибирской платформы посвящены работы Г.Н. Каменского, Е.В. Пиннекера, Е.А. Баскова, А.С. Анциферова, М.Б. Букаты, С.Л. Шварцева, А.Э. Конторовича, Е.В. Пиннекера, С.Л. Шварцева, В.И. Вождова, С.А. Алексеева и многих других. Основой состава крепких рассолов является маточная рапа эвапоритовых бассейнов, образовавшаяся на стадии седиментогенеза при выщелачивании солей из контактирующих с водами вмещающих пород – доломитов, гипса, ангидрита, галита, которая в ходе геологической эволюции осадочного чехла подвергалась процессам метаморфизации в системе порода-вода. Кроме седиментогенных, древних инфильтрогенных, метаморфогенных и магматогенных флюидов М.Б. Букаты выделяет в их составе и

«возрожденные» воды, образовавшиеся при «метаморфизме» глинистой составляющей соленосных пород [Букаты, 2005].

Ионно-солевой состав подземных вод, насыщающих отложения осадочно-породных бассейнов, отражает физико-химические особенности среды, в которой они находятся с момента своего образования на стадии седиментогенеза и до настоящего времени. Для каждой стадии литогенеза характерны свои геолого-геохимические процессы, свой особый механизм формирования геохимического облика подземных вод в системе порода-вода, что отражается на их ионно-солевом составе. Особенностью катагенетической стадии литогенеза является переход артезианского бассейна в нефтегазоносный там, где нефтегазоматеринские породы, содержащие рассеянное органическое вещество, способны в определенных геологических условиях генерировать углеводороды с последующим образованием залежей.

В.А. Сулин, используя соотношения ионов химического состава подземных вод, выделил четыре генетических типа: сульфат-натриевый, гидрокарбонат-натриевый, хлор-магниевый и хлор-кальциевый [Сулин, 1948]. Пресные воды гидрокарбонат-натриевого типа с растворенными в них азотно-углекислыми газами имеют атмосферное происхождение (инфильтрационный генезис) и установлены в верхних горизонтах осадочного чехла, контактирующих с атмосферой. Подземные воды этого же гидрокарбонат-натриевого типа (по В.А. Сулину) в 1980 г. установлены в отложениях наиболее глубоко погруженных частей внутренней зоны Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна с промышленными скоплениями нефти, газа и конденсатов. Приуроченность этих низкоминерализованных вод, содержащих в отличие от вод инфильтрационного генезиса, углеводородные водорастворенные газы (95% и более метана -  $\text{CH}_4$  - и его гомологов  $\text{C}_2-5$ ), к глубоко погруженным существенно глинистым частям разреза осадочного чехла, особенности ионно-солевого состава, различие показателей  $r\text{Cl}/r\text{Br}$ ,  $\text{Ar} \cdot 100/\text{N}_2$  позволили исследователям обосновать их элизионное происхождение и приуроченность к стадии катагенеза [Рудкевич и др., 1988; Чистякова, 1999]. Типичный химический состав солей подземных вод гидрокарбонат-натриевого типа инфильтрационного генезиса -  $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$  - 49%,  $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$  - 26%,  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  - 9,3%,  $\text{NaCl}$  - 8,5%,  $\text{NaHCO}_3$  - 5%; а вод элизионного генезиса стадии катагенеза -  $(\text{Na}+\text{K})\text{HCO}_3$  - 51%,  $\text{NaCl}$  - 46%,  $\text{CaCl}_2$  - 2%,  $\text{MgSO}_4$  - 1% [Чистякова, 1999].

### Методика исследования

Опробование водных объектов проводилось в открытом стволе скважин в процессе бурения и в колонне. Испытание в колонне осуществлялось методом прослеживания уровня, после восстановления которого и достижения постоянства химического состава воды замерялось пластовое давление, температура и отбирались пробы пластовой воды.

При изучении минерально-гидрохимических особенностей рассолов в пластах В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub> Среднеботубинского месторождения использован следующий рациональный комплекс показателей, послуживших основой для анализа геохимических особенностей подземных вод и построения гидрохимических карт: общая минерализация подземных вод; химический состав солей подземных вод различных генетических типов, описанный с помощью формулы М.Г. Курлова (табл. 1); соотношение ионов: коэффициенты В.А. Сулина -  $K_{Cl}^{Na}$  (коэффициент метаморфизма подземных вод),  $\frac{rNa-rCl}{rSO_4}$ ,  $\frac{rCl-rNa}{rMg}$ , позволяющие установить генетический тип подземных вод по классификации В.А. Сулина; величина рН. Для графического изображения химического состава подземных вод в работе использованы диаграммы Шоллера и гидрогеохимические карты районирования подземных вод пластов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub>.

Гидрогеологические исследования в скважинах проводились Среднененской нефтегазоразведочной экспедицией, а химический анализ подземных вод выполнялся в лабораториях ВНИГРИ и Якутской тематической экспедиции (см. табл. 1).

### Характеристика объекта и анализ результатов

Среднеботубинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено на Мирнинском своде Непско-Ботубинской антеклизы одноименной нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Восточное крыло структуры с плоской вершиной осложнено рядом дизъюнктивных нарушений [Геология нефти..., 1981; Бакин и др., 1994]. Разрез Среднеботубинского месторождения мощностью 1913-2122 м представлен отложениями вендского, кембрийского, юрского и четвертичного возрастов (рис. 1).

В разрезе месторождения промышленно продуктивные горизонты выделены в подсолевых карбонатных отложениях нижнего кембрия (осинский горизонт) и в терригенных отложениях венда (ботубинский горизонт), где открыты залежи нефти и газа. Ботубинский горизонт, в объеме нижнебюкской подсвиты, является базовым продуктивным горизонтом, содержащим в пласте В<sub>5</sub> промышленную залежь нефти с газоконденсатной шапкой. Перспективы нефтегазоносности связываются и с карбонатными отложениями – преображенским (низы успунской свиты) и юряхским горизонтами, а также терригенными отложениями курсовской свиты (улаханский и талахский горизонты).



**Рис. 1. Сводный литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения**  
 1 – аргиллиты, 2 – алевролиты, 3 – песчаники, 4 – известняки, 5 – доломиты, 6 – мергели, 7 – соли, 8 – ангидриты, 9 – долериты, 10 – фундамент;  
 обозначения свит: krs – курсовская, bk – бюкская, us – усунская, kd – кудулахская, jrh – юряхская, bl – билирская, jur – юрегинская, nl – нелбинская, el – эльганская, tb – толбачанская, ol – олекминская, ch – чарская, ic – ичерская, mt – метегерская, br – бордонская, uk – укугутская; продуктивные горизонты: B<sub>13</sub> – талахский, B<sub>12</sub> – улаханский, B<sub>5</sub> – ботубинский, B<sub>12</sub> – преображенский, B<sub>5</sub>, B<sub>4</sub>, B<sub>3</sub> – юряхские, B<sub>2</sub>, B<sub>1</sub> – осинские.

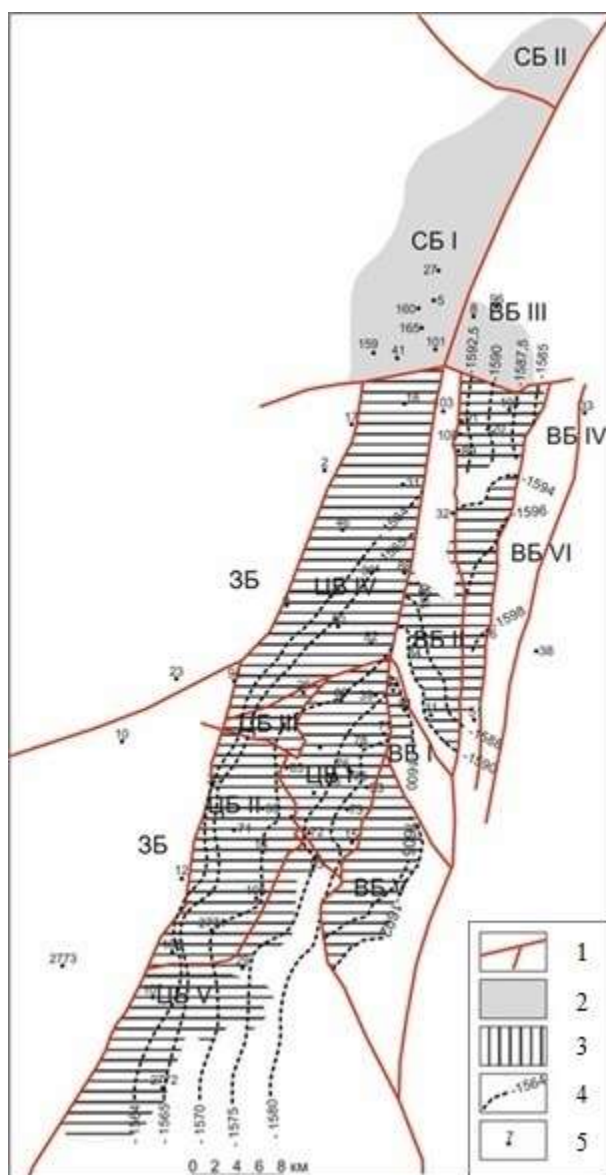
Структурный план месторождения изучен сейсморазведкой МОВ, МОГТ и глубоким бурением. Структура осложнена дизъюнктивными нарушениями сбросово-взбросового типа. Дизъюнктивное нарушение с амплитудой 40 м, проходящее через сводовую часть поднятия, является восточной границей центрального блока. Амплитуда поперечного разрывного нарушения, отделяющего центральный блок от северного блока, составляет 5-10 м. Большинство нарушений имеют преимущественно север – северо-восточное простирание и относятся к Вилюйско-Мархинской зоне разломов (А.А. Конторович и др., ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, Новосибирск, Красноярск, 2007). В разрезе осадочного чехла выявлены интрузивные образования – дайки долеритов среднепалеозойской формации, приуроченные к разломам Вилюйско-Мархинской зоны, и долериты пермо-триасовой формации, переходящие с запада на восток на более высокие стратиграфические уровни. Месторождение разделено разломами на 4 крупных тектонических блока: северный (СБ), западный (ЗБ), центральный (ЦБ) и восточный (ВБ) (рис. 2).

Палеогеографическая обстановка осадконакопления венд-нижнекембрийских отложений Восточной Сибири детально рассматривается в работах [Шемин, 2007; Карнюшина и др., 2007]. Литологический состав горных пород осинского горизонта, в котором выделены пласты Б<sub>1</sub> и Б<sub>2</sub>, неоднороден по площади Непско-Ботуобинской антеклизы: от преобладания доломитов на северо-восточной ее части, до водорослевых известняков – на юго-западе [Шемин, 2007]. Коллекторские свойства осинского горизонта определяются преимущественно вторичными процессами: доломитизацией, перекристаллизацией, выщелачиванием, засолением, сульфатизацией, окремнением, трещинообразованием, в результате чего в нем встречаются следующие типы коллекторов: каверново-поровый, поровый, трещинно-поровый. Пласт Б<sub>1</sub>, залегающий в интервале глубин 1413-1685 м, содержит скопления углеводородов в ЦБ и ЗБ и характеризуется большой изменчивостью коллекторских свойств по разрезу и площади. Мощность пласта колеблется от 22 м на севере до 54 м на юге структуры. В северном блоке пласта коллектор отсутствует. Открытая пористость коллекторов - 10-20%, газопроницаемость – 0,043 мкм<sup>2</sup>. В ЦБ залежь газоконденсатная с нефтяной оторочкой находится в пластово-сводовой ловушке; высота нефтенасыщенной части - 25 м; общая площадь залежи - 727 км<sup>2</sup>; газо-нефтяной контакт на абсолютной отметке (а. о.) – 1135 м; водо-нефтяной контакт (ВНК) установить не удалось. Залежь ЗБ - газоконденсатная, тектонически-экранированная; а. о. газо-водяного контакта – 1184 м.

Отложения тирского горизонта, в которых выделен пласт В<sub>5</sub>, накапливались с середины верхнего венда (тирское время) в условиях «междельтовой» прибрежной обстановки или линейно-вытянутого морского побережья [Сафронов и др., 2000]. В пласте В<sub>5</sub> с наибольшими



толщинами терригенных отложений (до 34 м в юго-восточной части структуры) и с наименьшими (до 1,4 м в северо-западном направлении), вплоть до выклинивания, представленными бароподобным телом, сложенным мелкозернистым песчаником с открытой пористостью коллектора 2-19%, абсолютной проницаемостью 2,5 мкм<sup>2</sup>, залегающим в интервале глубин 1866-2009 м, на современном уровне изученности выделены 13 залежей углеводородного сырья.



**Рис. 2. Схема размещения залежей углеводородного сырья (ботубинский горизонт)  
Среднеботубинского нефтегазоконденсатного месторождения**

*1 – основные разломы, 2 – газоконденсатные залежи, 3 – нефтегазоконденсатные залежи, 4 – поверхность ВНК, 5 – поисково-разведочные скважины.*

Глинисто-карбонатные отложения верхнего венда накапливались в обстановках мелководного бассейна и обладают нефтематеринским потенциалом. Доломитовые осадки нижнего кембрия с глинисто-карбонатными прослоями, с низким содержанием

сингенетичного органического вещества, что не позволяет отнести их к нефтематеринским породам. Органическое вещество докембрийских отложений представлено сапропелевым и оксисорбосапропелевым типами с градацией катагенеза МК<sub>2</sub><sup>1</sup>. Для терригенных отложений Непско-Ботубинской антеклизы источниками углеводородов могли быть субдоманикоидные и доманикоидные отложения бюксской свиты и ее аналога – тинновской свиты, поступающие со стороны Предпатомского регионального прогиба.

Ранее исследователями в разрезе Среднеботубинского месторождения выделены пять гидрогеологических комплексов: вендский, нижнекембрийский подсолевой, нижнекембрийский межсолевой, ниже-среднекембрийский и верхнекембрийско-юрский, разделенных между собой регионально выдержанными флюидоупорами [Вожов, 1987; Анциферов, 1989]. Вендский терригенный гидрогеологический комплекс объединяет пластовые воды ботубинского и улаханского горизонтов, представленных хлоридно-кальциевыми и хлоридно-натриевыми (по составу) рассолами с характерной для них высокой плотностью (1,28 г/см<sup>3</sup>) и минерализацией (от 376 до 390-450 г/л). На территории Непско-Ботубинской антеклизы наблюдается региональная зональность рассолов по их ионно-солевому составу (А.А. Конторович и др., ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, Новосибирск, Красноярск, 2007). На формирование гидрохимической зональности подземных вод ботубинского горизонта влияют многие факторы. Примером чего является нижнекембрийская соленосная толща, из которой отжимаются физически связанные рассолы соленосных отложений. Локальные неоднородности минерализации зафиксированы на изученной территории под залежами углеводородов, где коэффициент метаморфизма подземных вод уменьшается до 0,06-0,1 по сравнению с 0,3-0,4 на периферии Мирнинского свода. В.И. Вожов объясняет снижение коэффициента метаморфизма подземных вод восходяще-нисходящей фильтрацией подземных рассолов различного химического состава по разломам и их последующим смешением [Вожов, 2006]. Повышенные содержания магния, установленные в отдельных пробах подземных вод антеклизы, объясняются близостью магнезиального горизонта, распространенного на юго-восточном склоне антеклизы и перекрывающего ботубинские продуктивные песчаники [Пустыльников, Чернова, 1991]. Рассолы карбонатного комплекса Непско-Ботубинской антеклизы, где выделен осинский горизонт, также имеют хлоридно-кальциевый и хлоридно-натриево-кальциевый состав с более высокой минерализацией по сравнению с рассолами терригенного комплекса антеклизы: в северо-восточной части минерализация в среднем составляет 465 г/л, в центральной части – 401,5 г/л, в южной части – 478 г/л. Среди катионов в водах преобладает кальций, среди анионов – хлор-ион. С другой стороны, на минерализацию подземных вод могло повлиять тепловое воздействие траппов (А.Э. Конторович, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, 1997).

Построенные авторами данной работы диаграммы Шоллера для подземных вод пластов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub> выявили значительные различия ионно-солевого состава каждого типа и отсутствие генетического родства подземных вод этих типов (рис. 3). Хлор-ион в крепких рассолах является преобладающим (более 90%) для всех типов вод. В водах сульфат-натриевого типа на два порядка увеличивается содержание сульфат-иона, а в водах гидрокарбонат-натриевого типа на порядок растет содержание гидрокарбонат-иона по сравнению с водами хлор-кальциевого типа. Среди катионов в водах хлор-кальциевого типа около 50% приходится на ион кальция, в два раза меньше – на ионы магния и натрия. В водах сульфат-натриевого и гидрокарбонат-натриевого типов среди катионов доминирует ион натрия (более 90%).

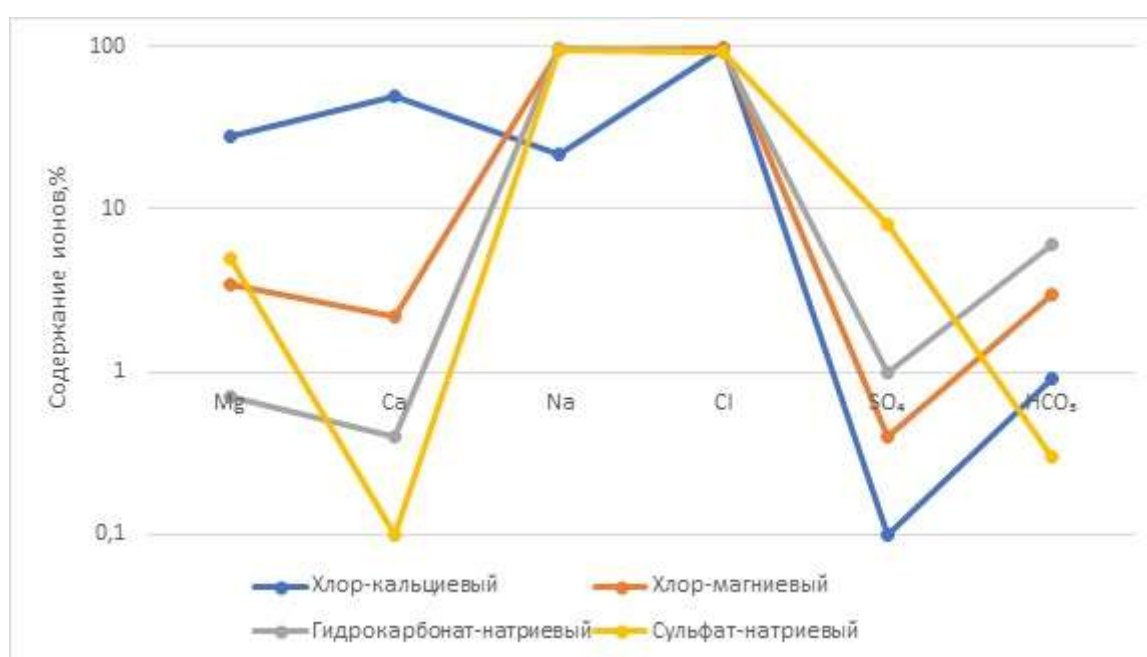


Рис. 3. Диаграммы Шоллера для подземных рассолов пластов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub>

Расчет коэффициентов В.А. Сулина по данным ионно-солевого состава проанализированных проб подземных вод выявил наличие в пластах полигенных вод всех генетических типов, которые можно представить в виде следующих формул М.Г. Курлова:

**1. Хлор-кальциевый тип**

$$\text{Б}_1, \text{ скв. 12 } 361,1 \quad \frac{\text{Cl}99,4\text{HCO}_3 0,5\text{SO}_4 0,1}{\text{Ca}67\text{Na}30\text{Mg}3} \quad \text{pH } 7,8 \quad (1),$$

$$\text{В}_5, \text{ скв. 10 } 387,9 \quad \frac{\text{Cl}98,9\text{HCO}_3 1\text{SO}_4 0,1}{\text{Mg}53,4\text{Ca}32,4\text{Na}14,2} \quad \text{pH } 5,5 \quad (1.1).$$

**2. Сульфат-натриевый тип**

$$\text{В}_5, \text{ скв. 18 } 318,7 \quad \frac{\text{Cl}92,3\text{SO}_4 7,4\text{HCO}_3 0,3}{\text{Na}94,8\text{Mg}5,1\text{Ca}0,1} \quad \text{pH } 7,0 \quad (2.1).$$

**3. Гидрокарбонат-натриевый тип**



$$B_1, \text{ скв. 3 } 345,7 \quad \frac{Cl_{95,3}HCO_3 3,7SO_4 1}{Na_{99}Mg_{0,7}Ca_{0,3}} \quad pH \ 6,9 \quad (3),$$

$$B_5, \text{ скв. 15 } 229,4 \quad \frac{Cl_{91,4}HCO_3 7,6SO_4 1}{Na_{98,8}Mg_{0,7}Ca_{0,5}} \quad pH \ 6,2 \quad (3.1).$$

#### 4. Хлор-магниевый тип

$$B_5, \text{ скв. 38 } 305,4 \quad \frac{Cl_{96,8}HCO_3 2,8SO_4 0,4}{Na_{94,4}Mg_{3,4}Ca_{2,2}} \quad pH \ 5,2 \quad (4.1).$$

Таблица 1

#### Химический состав подземных рассолов пластов B<sub>5</sub> и B<sub>1</sub> Среднеботубинского месторождения

N/n скважины	Пласт	М, г/дм <sup>3</sup>	Катионы, мг/дм <sup>3</sup>			Анионы, мг/дм <sup>3</sup>		
			Na <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>
	B <sub>1</sub>							
3		345,7	134108,4	364,8	415,8	205668	1414,2	3731,8
12		361,13	43792,0	2138	84784,6	227298,6	98,8	2138
62		338,4	87409,1	6859,5	296,3	187938,1	26400	29553,7
16		366,3	140044,7	486,4	2897,1	219852,0	3147,9	2783
10		226,8	88030,2	1004,9	596	134148	2030,7	1042,8
8		339,8	105530,9	3027,8	1212,2	209214,0	395,9	20419,2
	B <sub>5</sub>							
2		384,6	32771,3	7539,1	4461,0	242171,1	82,3	97501,7
15		229,4	105029,8	253,34	670,3	118968,6	3440,1	1017,4
18		318,7	117640,4	3344	25,0	177300	19801	561,4
10		387,9	9931,4	19668,1	19660,1	249406,5	121,7	89122,1
38		305,4	113863,8	2128	2319,9	177300	1091,2	8692,1
9		237,2	91592,7	409,18	2880,1	138558,9	3565,6	225,7

#### Основные процессы взаимодействия подземных вод и пород в системе порода-вода на стадиях литогенеза

На стадии *седиментогенеза* химический состав подземных рассолов хлор-кальциевого типа (по В.А. Сулину) формируется в субаквальном бассейне в результате взаимодействия природных вод с твердой фазой контактирующих с ними осадков.

На стадии *диагенеза* в процессе литификации донных осадков – глинистых и карбонатных илов – эти физически свободные высокоминерализованные воды частично захороняются в закрытых порах новообразующихся глинисто-карбонатных пород, а частично перераспределяются в ходе седиментационного уплотнения в открытые поры соседних пород-коллекторов. По В.А. Сулину эти воды относятся к хлор-кальциевому типу. Общая минерализация вод - более 350 г/л, величина  $K_{Cl}^{Na} < 1$ . Среди анионов преобладает хлор-ион

(98-99%), наименьшее содержание выявлено для сульфат-ионов (0,1-0,2%); среди катионов - кальций, содержание ионов магния и натрия - в 2 раза меньше.

По мере дальнейшего уплотнения глинистых и глинисто-карбонатных пород на начальной подстадии катагенеза – в *протокатагенезе* – из открытых и закрытых пор отжимаются не только физически свободные, но и цеолитные межслоевые рыхло- и физически связанные воды, обогащенные сульфат-ионом, что приводит к появлению в венд-нижнекембрийском бассейне вод сульфат-натриевого типа стадии катагенеза. Для них  $K_{Cl}^{Na} > 1$ , содержание сульфат-ионов на два порядка больше, чем в водах хлор-кальциевого типа. Среди катионов при доминировании иона натрия в несколько раз меньше содержание ионов магния и на порядок меньше – ионов кальция. Анализ поровых растворов, выделенных под большим давлением из пор терригенных пород Западно-Сибирского НГБ показал, что содержание в них сульфат- и гидрокарбонат-ионов составляет сотни и тысячи мг/л [Федорцов, Федорцов, 1992; Чистякова, Рудкевич, 1993]. Воды сульфат-натриевого типа, выделяющиеся при уплотнении глин на протокатагенетической подстадии, следует отнести к элизионным. Данный генетический тип подземных вод отражает начальный этап катагенетической трансформации нефтегазоматеринских пород.

Погружение глинистых и карбонатно-глинистых пород, обогащенных рассеянным органическим веществом, в интервалы *мезокатагенеза*, приводит к существенно более глубоким и фундаментальным преобразованиям минеральной и органической составляющих нефтегазоматеринских пород. Трансформация монтмориллонита в гидрослюда, происходящая на стадии катагенеза, сопровождается выделением в свободное состояние химически связанной воды – «возрожденной» - с минерализацией  $< 1$  г/л,  $K_{Cl}^{Na} > 1$ , углеводородным составом водорастворенных газов [Карцев, 1978; Шварцев, Пиннекер, Перельман, 1982]. «Возрожденные» воды и углеводороды стадии катагенеза заполняют закрытые поры нефтегазогенерирующих пород. По данным Б. Тиссо, Д. Вельте, Дж. Ханта [Тиссо, Вельте, 1981; Хант, 1982] «возрожденные» воды, обладая повышенной агрессивностью, способны растворять как газ, так и жидкие углеводороды, образуя сложный раствор. Различие температурного расширения жидкой и газообразной фаз, заполняющих закрытые поры глинистых пород, влияет на формирование внутри закрытых пор сверхгидростатического порового давления, которое, воздействуя на стенки пор изнутри, приводит к их растрескиванию и высвобождению пресных «возрожденных» вод гидрокарбонат-натриевого генетического типа с растворенными в них углеводородами, что обеспечивает первичную миграцию углеводородов в водо- и газорастворенном состоянии по нефтегазогенерирующей толще. Масштабы преобразования рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских пород и их минерального скелета на стадии катагенеза

значительны [Конторович, Трофимук, 1976]. По данным А.Э. Конторовича с соавторами на  $МК_2^2$  градации катагенеза из  $1 \text{ км}^3$  глин выделяется 70 тыс.  $\text{м}^3$  воды [Конторович и др., 1975]. Выделяясь из закрытых пор углеводородогенерирующих пород и смешиваясь с первичными подземными рассолами венд-нижекембрийских отложений, «возрожденные» воды стадии катагенеза снижают их минерализацию, влияют на изменение ионно-солевого состава крепких рассолов и приводят к смене хлор-кальциевого генетического типа вод на гидрокарбонат-натриевый. Их минерализация - меньше 230 г/л. В ионно-солевом составе вод этого типа содержание гидрокарбонат-иона на порядок больше, чем в водах других типов. Гидрокарбонат-ион образуется в больших количествах в ходе катагенетического преобразования рассеянного органического вещества нефтегазоматеринских пород и образования углеводородов нефтей и конденсатов, заполняющих закрытые поры пород. Среди катионов преобладает ион натрия. Состав водорастворенных газов в пластах В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub> углеводородный: метан – 61,5–76,8%; его гомологи – 3,2–5,8%; азот – 10,4–31,1%; углекислый газ (в среднем) - 0,6%. Воды хлор-магниевого типа характеризуются величиной общей минерализации, в среднем, более 330 г/л,  $K_{Cl}^{Na} < 1$  и образуются в зоне смешения вод реликтового хлор-кальциевого типа с водами гидрокарбонат-натриевого типа зоны катагенеза.

В разрезе венд-нижекембрийских отложений общая минерализация рассолов с глубиной снижается на 37-38 г/л (А.А. Конторович и др., ИНГГ СО РАН, Красноярскгеофизика, Новосибирск, Красноярск, 2007). Величина коэффициента метаморфизма подземных вод в этом направлении изменяется от 0,74 (пласт Б<sub>1</sub>) до 0,82 (пласт В<sub>5</sub>); в этом же направлении существенно повышается коэффициент сульфатности ( $rSO_4 \cdot 100 / rCl$ ) и отношение  $Cl/Br$ . Единичные пробы подземных вод подсолевого терригенного и межсолевого карбонатного горизонтов характеризуются локальной гидрохимической инверсией их состава, в которых в ионно-солевой части увеличивается доля проб с коэффициентом метаморфизма  $K_{Cl}^{Na}$ , превышающим 1, появляются воды сульфат-натриевого, гидрокарбонат-натриевого и хлор-магниевого типов. По данным М.Б. Букаты, гидрохимическая инверсия обусловлена следующими процессами: нисходящие потоки рассолов осинского горизонта способствовали перекристаллизации, растворению доломитов и выпадению гипса в твердой фазе [Букаты, 1999].

Одновременное сосуществование полигенных вод в одном пласте-коллекторе характерно для начальных этапов образования залежей углеводородов [Чистякова, 1999]. Преобладающие в породах-коллекторах талассогенные воды хлор-кальциевого типа отражают равновесную систему порода-вода стадии диагенеза и формируют региональный фон. Новообразованные воды сульфат-натриевого и гидрокарбонат-натриевого типов, аномалии

## Районирование подземных вод пластов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub>

**Пласт Б1**

**Пласт В5**

**Генетический тип воды по В.А. Сулину:**

- Гидрокарбонат-натриевый
- Хлор-магнийевый
- Сульфат-натриевый
- Хлор-кальциевый

**Минерализация, г/л**

- <200
- 200-250
- 250-300
- 300-350
- 350-400
- 400-450
- 450-500
- >500

**Рис. 4. Гидрогеохимические карты пластов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub>**

В целом для пласта В<sub>5</sub> минерализация вод варьирует в пределах 229,4 г/л (скв. 15 ЦБ I) – 500 г/л (скв. 103 ВБ II). Величина коэффициента метаморфизма подземных вод пласта колеблется в интервале значений от 0,11 (скв. 2773, ЗБ) до 1,36 (скв. 15, ЦБ I). Каждая блоковая залежь имеет свои гидрохимические особенности: в центральных блоках, залежи расположены на наиболее высоких гипсометрических отметках, присутствуют полигенные воды трех генетических типов: хлор-кальциевого (формулы 1; 1.1) – в ЦБ I и ЦБ V,  $K_{Cl}^{Na} = 0,19–0,9$ ; сульфат-натриевого (формула 2.1) – ЦБ IV,  $K_{Cl}^{Na} = 1,02$  (скв. 18); гидрокарбонат-натриевого (формулы 3; 3.1) в юго-восточной части ЦБ I вблизи восточного субмеридианального разлома,  $K_{Cl}^{Na} = 1,36$  (скв. 15) и в центре ЦБ III, (скв. 9)  $K_{Cl}^{Na} = 1,02$ . Воды хлор-магниевые типа (формула 4.1) установлены в восточной части (скв. 38), за разломом со стороны ВБ IV,  $K_{Cl}^{Na} = 0,99$ . Общая минерализация подземных вод центральных блоков снижается от ЦБ I (350–400 г/л) к ЦБ V (менее 300 г/л) и ЦБ III, ЦБ IV (менее 250 г/л). Латеральное изменение коэффициента метаморфизма подземных вод по площади пласта В<sub>5</sub> от величин меньше 1 до величин больше 1 подтверждает наличие полигенных вод, присутствующих одновременно в различных блоках пласта. Подземные воды с коэффициентом метаморфизма больше 1 (гидрокарбонат-натриевого и сульфат-натриевого типов зоны катагенеза) тяготеют к проводящим разломам, отражая современный этап перераспределения вод зоны катагенеза, с растворенными в них углеводородами и водорастворенными газами с содержанием метана (89–91%), его гомологов (4–4,2%), азота (2–5%), в пластах-коллекторах. В западном блоке присутствуют воды хлор-кальциевого типа с  $K_{Cl}^{Na} = 0,11$  (скв. 2773); 0,13 (скв. 10); 0,26 (скв. 7) и 0,93 (скв. 23). Общая минерализация пластовых вод нарастает от 266 г/л со стороны восточного субмеридианального разлома до 397 г/л в западной части структуры. В северном блоке СБ II проба воды, отобранная из скв. 87, характеризуется средним значением минерализации 378 г/л, величиной  $K_{Cl}^{Na} = 0,03–0,31$  и имеет хлор-кальциевый тип. В залежи восточного блока ВБ V минерализация пластовых вод составляет 338 г/л, коэффициент метаморфизма  $K_{Cl}^{Na} = 0,50$  в (скв. 13), соответствует водам хлор-кальциевого типа. Воды этого же типа установлены в ловушке ВБ II, где коэффициент метаморфизма подземных вод изменяется от 0,01–0,09 (южная часть ловушки) до 0,34 (в ее центре). Пластовые воды в скв. 38, расположенной восточнее ВБ IV, с минерализацией 305 г/л и  $K_{Cl}^{Na} = 0,98$  характеризуются хлор-магниевым типом. Залежи углеводородного сырья северного СБ II и восточного ВБ III блоков, «подстилаемые» водами только хлор-кальциевого типа, по размеру меньше, чем залежи центральных блоков, пластовые воды которых полигенны, что можно объяснить современными особенностями перераспределения вод зоны катагенеза, с которыми углеводороды движутся по разломам в пласт В<sub>5</sub> [Оценка потенциальных ресурсов..., 2006].



По мнению авторов, высокометаморфизованные реликтовые воды хлор-кальциевого типа, преобладающие в породах-коллекторах различных блоков пласта В<sub>5</sub>, в котором и в настоящее время продолжают перераспределяться элизионные воды сульфат-натриевого и гидрокарбонат-натриевого типов стадии катагенеза, являются «недовытесненными» из этого пласта.

До недавнего времени во всех выделенных залежах пласта В<sub>5</sub> принимались различные газонефтяные, газоводяные и водонефтяные контакты. Однако, в пределах центрального блока по мере увеличения данных, полученных в результате бурения и обработки материалов сейсморазведки МОГТ-3D, недропользователем обосновывается единый ВНК, наклоненный в юго-восточном направлении (см. рис. 2). По мнению авторов, природа наклонного ВНК в данном пласте обусловлена современным этапом перераспределения вод зоны катагенеза, переносящих углеводороды из нефтегенерирующих пород в Среднеботуобинскую структуру в блоковые ловушки пласта В<sub>5</sub> по разломам.

Первичная нефтяная палеозалежь сформирована сначала в юго-восточной части Среднеботуобинской структуры, которая впоследствии в ходе тектонических подвижек расширилась, и поступающие новые порции углеводородов перераспределялись по разломам в центральную часть этой структуры.

Для природного резервуара Б<sub>1</sub> Среднеботуобинского НГКМ гидрогеохимическая карта построена авторами по результатам опробования 15 скважин (см. рис. 4).

Величина общей минерализации подземных вод изменяется в пределах 226,8 г/л (скв. 10, ЗБ) – 544 г/л (скв. 6, ЦБ I), снижаясь в западном и северном направлениях. В целом для пласта Б<sub>1</sub> величина  $K_{Cl}^{Na}$  изменяется от 0,49 до 1,026, что также характеризует присутствие в пласте полигенных вод различных генетических типов. Значения всех коэффициентов В.А. Сулина позволили выделить следующие генетические типы подземных вод: хлор-кальциевый (скв. 2773 – ЗБ; скв. 4, 56, 30 – ЦБ IV, скв. 25 – ЦБ III, скв. 58, 60, 76, 6 – ЦБ I, скв. 92 – ЦБ II); и гидрокарбонат-натриевый (скв. 10 – ЗБ; скв. 3 – ЦБ IV). Снижение минерализации подземных вод сопровождается увеличением  $K_{Cl}^{Na}$  от 0,37 до 0,98 для хлор-кальциевого типа и до 1,026 для вод гидрокарбонат-натриевого типа.

В разрезе и на площади Мирнинского свода ареалы вод сульфат-натриевого, гидрокарбонат-натриевого и хлор-магниевого типов отражают этапы нефтегазонакопления. Они локально выделяются по простиранию пластов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub> Среднеботуобинского НГКМ, тяготеют к зонам субширотных и субмеридианальных разломов, по которым из нефтегазоматеринских пород венда поступали в ловушки, перенося в них углеводороды, приводя к переформированию первичных залежей углеводородов в блоковых ловушках пластов-коллекторов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub>.

### Заклучение

1. Гидрохимический облик водной компоненты природной геофлюидальной системы венд-нижнекембрийских отложений Среднеботубинского НГКМ отражает те геолого-геохимические преобразования в системе порода-вода, которые в течение геологического времени происходят в осадочно-породном бассейне Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на различных стадиях литогенеза. На стадии катагенеза продолжается формирование ионно-солевого состава подземных вод в результате взаимодействия компонентов системы порода-вода.

2. При сохранении в крепких рассолах венд-нижнекембрийских отложений Непско-Ботубинской антеклизы, высокой минерализации и преобладании в региональном плане вод хлоридно-кальциевого, хлоридно-кальциево-магниевого и магниево-натриевого составов, соответствующих хлор-кальциевому генетическому типу (по В.А. Сулину), на локальном уровне – в пластах В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub> Среднеботубинского НГКМ – присутствуют полигенные воды трех других генетических типов по В.А. Сулину: сульфат-натриевого, гидрокарбонат-натриевого, хлор-магниевого, каждый из которых имеет свои гидрохимические особенности: величину общей минерализации; содержание макроионов; значения коэффициентов В.А. Сулина; рН, отражающие геолого-геохимические условия их формирования..

3. Подземные воды сульфат-натриевого и гидрокарбонат-натриевого типов с водорастворенными в них углеводородными газами, отжатые из глинистых нефтегазопродуцирующих пород на стадии катагенеза, имеют элизионную природу, характеризуют новый этап преобразования карбонатно-глинистых пород и содержащегося в них рассеянного органического вещества и изменяют вещественно-энергетический состав пластовых вод при переходе артезианского бассейна в нефтегазоносный.

4. Полигенность пластовых вод отражает последовательную закономерную смену одних компонентов их ионно-солевого состава другими при переходе артезианского бассейна в нефтегазоносный бассейн. Наиболее чувствительными ионами химического состава подземных вод на этапе перехода артезианского бассейна в нефтегазоносный являются сульфат-, гидрокарбонат- и натрий ионы, содержание которых в новообразованных водах этих типов кратно увеличивается.

5. Латеральное изменение минерализации подземных рассолов в пластах В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub> сопровождается ее увеличением от зон проводящих разломов к удаленным от них зонам пласта-коллектора. В этом же направлении коэффициент метаморфизма подземных вод изменяется до более 1, и происходит смена генетических типов подземных рассолов.

6. Гидрохимическая инверсия – особенность нефтегазоносного бассейна,

отражающая этап перераспределения новообразованных вод зоны катагенеза в породах-коллекторах при переходе артезианского бассейна в нефтегазоносный бассейн.

7. Наклонные ВНК, зафиксированные в отдельных блоках залежей пластов В<sub>5</sub> и Б<sub>1</sub>, подтверждают недавний и современный этапы переформирования залежей углеводородов в блоковых ловушках этих пластов.

### Литература

*Анциферов А.С.* Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. - М.: Недра, 1989. – 176 с.

*Бакин В.Е., Воробьев В.Н., Конторович А.Э., Ларичев А.И., Леонтович В.Б., Мандельбаум М.М., Моисеев С.А., Рыбьяков Б.Л., Ситников В.С., Соболев П.Н., Старосельцев В.С., Сурков В.С., Топешко В.А., Трофимук А.А., Фрадкин Г.С., Чеканов В.И., Шемин Г.Г.* Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 7. Непско-Ботуобинский регион. - Новосибирск: ОИ ГГМ СО РАН, 1994. – 76 с.

*Букааты М.Б.* Геология и геохимия подземных рассолов западной части Сибирской платформы // Дисс...доктора геол.-мин.наук. – Томск: ТФ ИГНГ СО РАН, ТПУ, 1999. – 289 с.

*Букааты М.Б.* Гидрогеологическое строение Западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. - 2009. - Т.50. - №11. - С. 1201-1217.

*Букааты М.Б.* Формирование ресурсов и генезис крепких подземных рассолов Сибирской платформы // Фундаментальные проблемы нефтегазовой гидрогеологии. - М.: ГЕОС, 2005. - С. 39-43.

*Вожов В.И.* Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы. - М.: Недра, 1987. – 204 с.

*Вожов В.И.* Подземные воды и гидроминеральное сырье Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. – Новосибирск: СНИИИГГиМС, 2006. – 208 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под. ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. - М.: Недра, 1981. – 552 с.

*Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Фролов С.В., Ахманов Г.Г., Фадеева Н.П., Марданова С.Р., Лугина Э.Р.* Обстановки седиментации венд-нижнекембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири // Международная конференция геофизиков и геологов. - Тюмень, 2007. - С. 994-997.

*Карцев А.А.* Основы геохимии нефти и газа. - М.: Недра, 1978. – 279 с.

*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.: Наука, 1975. – 680 с.

*Конторович А.Э., Трофимук А.А.* Литогенез и нефтеобразование // Горючие ископаемые:

доклады 25МГК. - М.: Наука, 1976. - С. 73-83.

Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции / С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов, О.А. Андреева, Л.И. Климова. - Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 364 с.

*Пустыльников А.М., Чернова Л.С.* Магнетитоносный горизонт – новый тип флюидоупоров в отложениях венда-нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. - 1991. - №6. - С.17-20.

*Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф., Корнев В.А., Максимов Е.М.* Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. - М.: Недра, 1988. – 303 с.

*Сафронов А.Ф., Бубнов А.В., Герасимов И.А., Мироненко В.Ю.* Продуктивные горизонты Чаяндинского месторождения (Саха-Якутия): строение, генезис // Геология и геофизика. - 2000. - Т.42. - №11-12. - С.1954-1966.

*Сулин В.А.* Условия образования, основы классификации и состав природных вод в частности вод нефтяных месторождений. Часть 1. Образование и основы классификации природных вод. - М.: Изд-во АН СССР, 1948. – 108 с.

*Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распределение нефти / Под ред. Н.Б. Вассоевича и Р.Б. Сайфуль-Мулюкова. - М.: Мир, 1981. – 504 с.

*Федорцов И.В., Федорцов В.В.* Изменение количества и минерализации связанной воды по высоте залежи // Гидрогеологические условия разработки месторождения нефти Западной Сибири: межвузовский сборник научных трудов. - Тюмень, 1992. - С. 18-21.

*Хант Д.* Геохимия и геология нефти и газа. Перевод с англ. Н.Б. Вассоевича, А.Я. Архипова. - М.: Мир, 1982. – 704 с.

*Чистякова Н.Ф.* Гидрогеохимические особенности подземных вод зоны катагенеза // Нефть и газ. Тюменский государственный нефтегазовый университет. - 1999. - №6. - С. 4-12.

*Чистякова Н.Ф., Рудкевич М.Я.* Гидрохимическая характеристика и условия формирования залежей нефти в отложениях викуловской свиты Красноленинского свода // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1993. - №5. - С. 23-27.

*Шварцев С.Л., Пиннекер Е.В., Перельман А.Н.* Основы гидрогеохимии. Гидрогеохимия. Т.3. - Новосибирск: Наука, 1982. – 285 с.

*Шемин Г.Г.* Модель строения и прогноз нефтегазоносности карбонатных резервуаров венд-кембрия Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Международная конференция геофизиков и геологов. - Тюмень, 2007. - С.814-818.

**Chistyakova N.F., Dravante V.V.**

Tyumen State University, Institute of Earth Sciences, Tyumen, Russia, n.f.chistyakova@utmn.ru, vitekplus@mail.ru

**Sivtsev A.I.**

LLC Taas-Yuryakh Neftegazodobycha, Yakutsk, Russia, sivtsevai@tyngd.rosneft.ru

## **FEATURES OF THE BRINE WATER COMPOSITION OF THE VENDIAN - LOWER CAMBRIAN MIDDLE BOTUOBA OIL-GAS-CONDENSATE FIELD DURING THE CATAGENESIS TIME**

*The salt water composition of underground brines of the Vendian - Lower Cambrian sections of the Middle Botuoba oil-gas-condensate field during the catagenesis stage is considered; the peculiarity of which is the presence of polygenic waters in certain block traps of B<sub>5</sub> and B<sub>1</sub> levels: sodium sulfate, sodium hydrogencarbonate and chlorine-magnesium genetic types together with the prevailing chlorine-calcium genetic type. The zoning of the groundwater of the strata by mineralization and four genetic types of groundwater has been carried out. The directions of water entry into the reservoirs formed at the stage of catagenesis and entering together with hydrocarbons in the corresponding traps are established. It is shown that, while maintaining the mechanism of formation of the salt water composition in the "rock-water" system, the polygenicity of the formation waters present simultaneously in one reservoir layer reflects a regular change in the components of their chemical composition during the transition from the artesian basin to the oil and gas basin. The most sensitive ions of the chemical composition of groundwater, reflecting the transition of the artesian basin to the new geological state of the catagenesis stage, are sulfate, bicarbonate, and sodium ions.*

**Keywords:** groundwater, ion-salt water composition, rock-water system, water genetic types, polygenic water, hydrochemical inversion, Middle Botuoba oil-gas-condensate field.

### **References**

Antsiferov A.S. *Gidrogeologiya drevneyshikh neftegazonosnykh tolshch Sibirskoy platformy* [Hydrogeology of the oldest oil and gas productive levels of the Siberian platform]. Moscow: Nedra, 1989, 176 p.

Bakin V.E., Vorob'ev V.N., Kontorovich A.E., Larichev A.I., Leontovich V.B., Mandel'baum M.M., Moiseev S.A., Ryb'yakov B.L., Sitnikov V.S., Sobolev P.N., Starosel'tsev V.S., Surkov V.S., Topeshko V.A., Trofimuk A.A., Fradkin G.S., Chekanov V.I., Shemin G.G. *Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Vyp. 7. Nepsko-Botuobinskiy region* [Oil and gas bearing basins and regions of Siberia. Issue 7. Nepsko-Botuobinsky Region]. Novosibirsk: OI GGM SO RAN, 1994, 76 p.

Bukaty M.B. *Formirovanie resursov i genezis krepkikh podzemnykh rassolov Sibirskoy platformy* [Formation of petroleum resources and the genesis of strong underground brines of the Siberian Platform]. *Fundamental'nye problemy neftegazovoy gidrogeologii*. Moscow: GEOS, 2005, pp. 39-43.

Bukaty M.B. *Geologiya i geokhimiya podzemnykh rassolov zapadnoy chasti Sibirskoy platformy* [Geology and geochemistry of underground brines in the western part of the Siberian Platform]. Diss...doktora geol.-min.nauk. Tomsk: TF IGNG SO RAN, TPU, 1999, 289 p.

Bukaty M.B. *Gidrogeologicheskoe stroenie Zapadnoy chasti Sibirskoy platformy* [Hydrogeological structure of the western part of the Siberian Platform]. *Geologiya i geofizika*, 2009, vol. 50, no.11, pp. 1201-1217.

Chistyakova N.F. *Gidrogeokhimicheskie osobennosti podzemnykh vod zony katageneza* [Hydrogeochemical features of catagenesis zone groundwater]. *Neft' i gaz. Tyumenskiy gosudarstvennyy neftegazovyy universitet*, 1999, no. 6, pp. 4-12.

Chistyakova N.F., Rudkevich M.Ya. *Gidrokhimicheskaya kharakteristika i usloviya formirovaniya zalezhey nefti v otlozheniyakh vikulovskoy svity Krasnoleninskogo svoda*



[Hydrochemical characteristics and conditions for the formation of oil accumulation of the Vikulov section of the Krasnolenin arch]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 1993, no. 5, pp. 23-27.

Fedortsov I.V., Fedortsov V.V. *Izmenenie kolichestva i mineralizatsii svyazannoy vody po vysote zalezhi* [Changes in the amount and mineralization composition of bound water by the height of the reservoir]. *Gidrogeologicheskie usloviya razrabotki mestorozhdeniya nefti Zapadnoy Sibiri: mezhvuzovskiy sbornik nauchnykh trudov*. Tyumen', 1992, pp. 18-21.

*Geologiya nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. Editors A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. Moscow: Nedra, 1981, 552 p.

Karnyushina E.E., Korobova N.I., Frolov S.V., Akhmanov G.G., Fadeeva N.P., Mardanov S.R., Lugina E.R. *Obstanovki sedimentatsii vend-nizhnnekembriyskogo neftegazonosnogo kompleksa Vostochnoy Sibiri* [The conditions of sedimentation of the Vendian-Lower Cambrian oil and gas structures of Eastern Siberia]. *Mezhdunarodnaya konferentsiya geofizikov i geologov*. Tyumen', 2007, pp. 994-997.

Kartsev A.A. *Osnovy geokhimii nefti i gaza* [Fundamentals of geochemistry of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1978, 279 p.

Khant D. *Geokhimiya i geologiya nefti i gaza* [Geochemistry and geology of oil and gas]. Editors N.B. Vassoevich, A.Ya. Arkhipov. Moscow: Mir, 1982, 704 p.

Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Erv'e Yu.G. *Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri* [Geology of oil and gas in Western Siberia]. Moscow: Nauka, 1975, 680 p.

Kontorovich A.E., Trofimuk A.A. *Litogenez i nefteobrazovanie* [Lithogenesis and petroleum formation]. *Goryuchie iskopaemye: doklady 25MGK*. Moscow: Nauka, 1976, pp. 73-83.

*Otsenka potentsial'nykh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya protsessov ikh generatsii, migratsii i akkumulyatsii* [Assessment of potential hydrocarbon resources based on modeling the processes of their generation, migration and accumulation]. S.G. Neruchev, T.K. Bazhenova, S.V. Smirnov, O.A. Andreeva, L.I. Klimova. Saint-Petersburg: Nedra, 2006, 364 p.

Pustyl'nikov A.M., Chernova L.S. *Magnezitonosnyy gorizont – novyy tip flyuidouporov v otlozheniyakh venda-nizhnego kembriya Nepsko-Botuobinskoy anteklizy* [Magnesite level - a new type of fluid seal in the Vendian - Lower Cambrian sections of the Nepa-Botuoba anticline]. *Geologiya nefti i gaza*, 1991, no. 6, pp. 17-20.

Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F., Kornev V.A., Maksimov E.M. *Neftegazonosnye komplekсы Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Oil and gas structures of the West Siberian basin]. Moscow: Nedra, 1988, 303 p.

Safronov A.F., Bubnov A.V., Gerasimov I.A., Mironenko V.Yu. *Produktivnye gorizonty Chayandinskogo mestorozhdeniya (Sakha-Yakutiya): stroenie, genesis* [Productive levels of the Chayanda field (Sakha-Yakutia): structure, genesis]. *Geologiya i geofizika*, 2000, vol. 42, no. 11-12, pp. 1954-1966.

Shemin G.G. *Model' stroeniya i prognoz neftegazonosnosti karbonatnykh rezervuarov vend-kembriya Leno-Tungusskoy neftegazonosnoy provintsii* [Structure model and forecast of the oil and gas potential of the Vendian carbonate reservoirs of the Lena-Tunguska Petroleum Province]. *Mezhdunarodnaya konferentsiya geofizikov i geologov*. Tyumen', 2007, pp. 814-818.

Shvartsev S.L., Pinneker E.V., Perel'man A.N. *Osnovy gidrogeokhimii. Gidrogeokhimiya* [Basics of hydrogeochemistry. Hydrogeochemistry]. Vol. 3, Novosibirsk: Nauka, 1982, 285 p.

Sulin V.A. *Usloviya obrazovaniya, osnovy klassifikatsii i sostav prirodnnykh vod v chastnosti vod neftyanykh mestorozhdeniy. Chast' 1. Obrazovanie i osnovy klassifikatsii prirodnnykh vod* [The conditions of formation, the basis for the classification and composition of natural waters, in particular the formation waters of oil fields. Part 1. The formation and principles of classification of natural waters]. Moscow: Izd-vo AN SSSR, 1948, 108 p.

Tisso B., Vel'te D. *Obrazovanie i raspredelenie nefti* [Oil formation and distribution]. Editors N.B. Vassoevich, R.B. Sayful'-Mulyukov. Moscow: Mir, 1981, 504 p.

Vozhov V.I. *Gidrogeologicheskie usloviya mestorozhdeniy nefti i gaza Sibirskoy platformy*

[Hydrogeological conditions of the Siberian Platform petroleum fields]. Moscow: Nedra, 1987, 204 p.

Vozhov V.I. *Podzemnye vody i gidromineral'noe syr'e Leno-Tungusskoy neftegazonosnoy provintsii* [Groundwater and hydromineral resources of the Lena-Tunguska petroleum Province]. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2006, 208 p.

© Чистякова Н.Ф., Драванте В.В., Сивцев А.И., 2020

