

Научная статья / Original research article

УДК 556

DOI: <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-3-9-20>

EDN: YBCXXQ



**Влияние химического состава пластовой воды
на удельное электрическое сопротивление**

**М. В. Ицкович*, А. В. Ершов, И. В. Качинскас, П. Н. Кокарев,
Д. А. Панюков, А. В. Янковский**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Российская Федерация

**M_Itskovich@vniigaz.gazprom.ru*

Аннотация. При оценке запасов углеводородов выделение коллекторов по характеру насыщенности наиболее часто осуществляют по граничному значению удельного электрического сопротивления пластовых вод, определение которого выполняется с учетом химического состава пластовых вод, пересчитанного на NaCl. При этом при повышенных содержаниях в составе пластовых вод гидрокарбонат-иона (HCO_3) имеющаяся методика дает существенные погрешности. Соответственно для месторождений углеводородов, расположенных в северных районах Западно-Сибирского бассейна, часто характеризующихся наличием подземных вод с повышенными содержаниями растворенного в воде гидрокарбоната, методика не может применяться корректно. Для изучения влияния химического состава пластовых вод на величину удельного электрического сопротивления в работе рассматриваются результаты определения УЭС пластовых вод, полученные в лабораторных условиях на основе 127 моделей вод, приближенных к составу пластовых при разных температурах от 20 °C до 100 °C. В ходе проведенных исследований установлено, что для получения значений УЭС пластовых вод при любом содержании в них гидрокарбонат-иона целесообразно использовать формулу, учитывающую минерализацию, полученную по сухому остатку в лабораторных условиях. При низких концентрациях гидрокарбоната (менее 10 %) для определения УЭС достоверных результатов также можно добиться при использовании стандартного метода.

Ключевые слова: удельное электрическое сопротивление, пластовые воды, подсчет запасов углеводородов, гидрокарбонат-ион, Западная Сибирь

Для цитирования: Ицкович М. В., Ершов А. В., Качинскас И. В., Кокарев П. Н., Панюков Д. А., Янковский А. В. Влияние химического состава пластовой воды на удельное электрическое сопротивление. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ.* 2026;30(3):9–20. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-3-9-20> EDN: YBCXXQ

**Influence of the chemical composition of reservoir water on specific
electrical resistance**

**Marina V. Itskovich*, Anatoly V. Ershov, Igor V. Kachinskas, Pavel N. Kokarev,
Dmitry A. Panyukov, Alexander V. Yankovsky**

Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, Russian Federation

**M_Itskovich@vniigaz.gazprom.ru*

Abstract. In hydrocarbon reserves evaluation, reservoir rocks are commonly distinguished according to their fluid saturation using a threshold value of reservoir water resistivity. This parameter is usually derived from the chemical composition of formation water recalculated to an equivalent NaCl concentration. However, the existing method introduces significant errors when reservoir water contain elevated concentrations of hydrocarbonate ions (HCO_3^-). Accordingly, this method cannot be used for hydrocarbon fields in the northern part of the West Siberian Basin, where groundwater often contains high levels of dissolved hydrocarbonate. To study the influence of reservoir water chemical composition on value of electrical resistivity, the authors of this article consider the results of determining the resistivity of reservoir water done in laboratory conditions obtained from 127 water models that closely replicate the composition of natural reservoir water under different temperatures from 20 to 100 °C. As a result of studies, the authors found that to obtain the values of the resistivity of reservoir water at any content of hydrocarbonate ion, it is expedient to use a formula that takes into account mineralization obtained from the dry residue in laboratory conditions. When the hydrocarbon content is below 10% for determining standard method also produces reliable results.

Keywords: specific electrical resistance, reservoir water, hydrocarbon reserves calculation, interpretation of geophysical studies, hydrocarbon ion, Western Siberia

For citation: Itskovich M. V., Ershov A. V., Kachinskas I. V., Kokarev P. N., Panyukov D. A., Yankovsky A. V. Influence of the chemical composition of reservoir water on specific electrical resistance. *Oil and Gas Studies*. 2026;30(3):9–20 (In Russ.). <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2026-3-9-20>

Введение

Изучение гидрогеологических условий месторождений углеводородов (УВ) — важная составляющая геологоразведочных работ. Минерализация и удельное электрическое сопротивление пластовых вод являются важной составляющей наиболее часто используемых методик определения коэффициента нефтегазонасыщенности коллекторов [1–6].

На сегодняшний день удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластовых вод часто определяют в лабораторных условиях, однако накопившийся материал о химическом составе пластовых вод (ПлВ) включает преимущественно определение параметра минерализации и шестикомпонентного состава. Поэтому значения УЭС пластовых вод для подсчета запасов углеводородов в соответствии с методическими указаниями [7] определяются по палетке на основе химического состава пластовых вод, пересчитанного на NaCl. Однако при высоких содержаниях в водах гидрокарбоната (более 10 %) определения УЭС по данной палетке дают существенную погрешность, как указано в [7].

При этом для пластовых вод северной части Западной Сибири в водоносных горизонтах нижнего гидрогеологического этажа в отложениях нижнего мела, к которому большей частью приурочены запасы углеводородов, характерно наличие повышенных содержаний гидрокарбоната. Так, на месторождениях Бованенковское, Медвежье, Заполярное и т. д. концентрация гидрокарбоната может достигать 25–50 %-экв. Соответственно, в этих условиях использование имеющейся палетки приводит к получению завышенных значений удельного электрического сопротивления воды, что

в конечном итоге приводит к завышению коэффициента водонасыщенности (занижению коэффициента нефтегазонасыщенности) и некорректной оценке запасов углеводородов.

Цель работы — оценка влияния компонентов химического состава пластовых вод, в том числе повышенных содержаний гидрокарбонат-иона, на УЭС при различных температурах.

Объект и методы исследования

Исследования проводились в два этапа. На первом в качестве их объектов была выбрана 41 проба моделей пластовых вод, из которых 5 проб содержали только NaCl в разных концентрациях, 3 пробы с низкими концентрациями NaCl и разным содержанием гидрокарбонат-иона. Состав остальных проб был приближен к пластовым условиям с содержанием хлорида натрия от 5 до 15 г/дм³, гидрокарбоната от 0,5 до 8 г/дм³, калия и кальция до 0,24 г/дм³, сульфата до 0,16 г/дм³, магния и брома до 40 мг/дм³, аммония до 60 мг/дм³. На втором этапе состав моделей был представлен различными концентрациями хлорида натрия и гидрокарбонат-иона, всего использовалось 86 моделей.

Лабораторные исследования выбранных составов пластовых вод проводились в лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Модели пластовых вод из хлористого натрия или с добавлением сопутствующих примесей готовили путем взвешивания точной навески и последующим растворением ее в деионизированной воде до нужной концентрации.

Для измерения удельной электрической проводимости (УЭП) вод в лабораторных условиях использовалась ячейка измерения УЭП растворов с термостатированием и лабораторный анализатор жидкости Hanna edge, который обеспечивает измерение УЭП растворов в диапазоне от 0,1 мкСм/см до 500 мСм/см, с точностью $\pm 1\%$, при температуре растворов в диапазоне от 0 до 100 °С, с точностью $\pm 0,5$ °С.

Предварительно подготовленный раствор модели пластовой воды заливался в измерительную ячейку, на ячейку устанавливалась крышка с измерительным датчиком. После установки крышки регистрировалось значение УЭП раствора при комнатной температуре. После регистрации УЭП раствора при комнатной температуре измерительная ячейка помещалась в сушильный шкаф. Далее измерения УЭП раствора проводились при температуре от 20 до 100 °С и с шагом изменения температуры 10 °С. Результат измерений при установившейся температуре регистрировался после стабилизации значения УЭП раствора.

Далее удельное электрическое сопротивление (УЭС) модели воды рассчитывалось по формуле

$$R_{уд} = 1/U_{ЭП}, \quad (1)$$

где $R_{уд}$ — удельное электрическое сопротивление модели воды, Ом*м;
УЭП — удельная электрическая проводимость модели воды, См/м.

Полученные в лабораторных условиях величины удельного электрического сопротивления сопоставлялись со значениями, полученными различными способами:

- снятые с палетки, представленной в методических указаниях [7] и ее цифровым аналогом, приведенным в программном комплексе «Геопоиск»;
- с расчетными значениями по формуле (2) [2, 3] с учетом минерализации пластовых вод, рассчитанной с пересчетом на хлорид натрия и полученной по сухому остатку в лабораторных условиях

$$R = \frac{1}{2.74 \cdot 10^{-4} \cdot C_s^{0.955}} + 0,0123, \quad (2)$$

где C_s — значение минерализации пластовых вод.

Пересчет минерализации моделей ПлВ на NaCl выполнялся по содержанию компонентов химического состава в соответствии с методическими указаниями [7]. Это достигается путем сложения содержания различных ионов, умноженных на следующие переводные коэффициенты: Na^+ — 1; Ca^{2+} — 0,95; Mg^{2+} — 2,0; Cl — 1,0; SO_4^{2-} — 0,5; HCO_3^- — 0,27.

Для оценки влияния температуры на УЭС пластовой воды использована формула Арпа (3) [4, 5]

$$R_{T2} = R_{T1} \left(\frac{T_1 + 21,5}{T_2 + 21,5} \right), \quad (3)$$

где R_{T1} , R_{T2} — удельное электрическое сопротивление пластовой воды (Ом*м) при температурах T_1 и T_2 (°C).

Результаты и их обсуждение

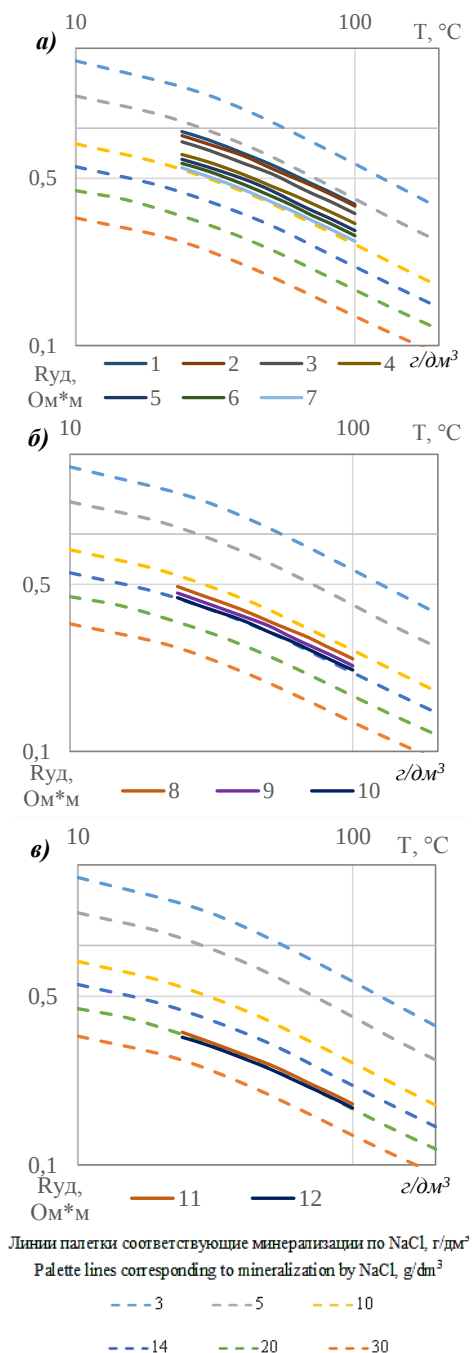
Значения УЭС однокомпонентных растворов хлорида натрия при его концентрациях, равных: 5, 10, 15, 20 и 25 г/дм³, выполненные в лаборатории при температурах от 20 до 100 °C, в сопоставлении с данными палетки [3, 7] показали хорошую сходимость полученных значений, что свидетельствует о точности определения значений УЭС в лаборатории, отличие не превышает ± 1%.

Для анализа влияния основных компонентов химического состава пластовых вод на величину УЭС проведены лабораторные исследования проб при разном содержании хлорида натрия — 5, 10 и 15 г/дм³, с постепенным увеличением в них калия, кальция, магния, сульфата, брома и гидрокарбоната до концентраций, характерных для пластовых вод северной части Западной Сибири, результаты которых приведены на рисунке 1.

При сравнении исходных проб с хлоридом натрия 5 г/дм³ и калия 60 мг/дм³ при постепенном увеличении в нем кальция до 60 мг/дм³, магния до 10 мг/дм³, аммония до 15 мг/дм³ и сульфата до 40 мг/дм³ отмечается незначительное изменение удельного сопротивления с относительным расхождением значений до 5 %. При добавлении к этому составу гидрокарбонат-иона в количестве 7 г/дм³ относительное расхождение в значениях УЭС увеличивается до 25 % (рис. 1а).

Рис. 1. Изменение значений УЭС моделей ПЛВ при увеличении содержания HCO_3 (при концентрации NaCl : а — 5 г/дм^3 , б — 10 г/дм^3 , в — 15 г/дм^3)
 Содержание HCO_3 : 1 — $0,5 \text{ г/дм}^3$; 2 — 1 г/дм^3 ; 3 — 2 г/дм^3 ; 4 — 4 г/дм^3 ; 5 — 5 г/дм^3 ; 6 — 6 г/дм^3 ; 7 — 7 г/дм^3 ; 8 — 1 г/дм^3 ; 9 — 3 г/дм^3 ; 10 — 5 г/дм^3 ; 11 — 6 г/дм^3 ; 12 — 8 г/дм^3

Fig. 1. Change in the resistivity values of reservoir water models with an increase in the HCO_3 content (at NaCl concentration: а — 5 g/dm^3 , б — 10 g/dm^3 , в — 15 g/dm^3)
 Contents HCO_3 : 1 — $0,5 \text{ g/dm}^3$; 2 — 1 g/dm^3 ; 3 — 2 g/dm^3 ; 4 — 4 g/dm^3 ; 5 — 5 g/dm^3 ; 6 — 6 g/dm^3 ; 7 — 7 g/dm^3 ; 8 — 1 g/dm^3 ; 9 — 3 g/dm^3 ; 10 — 5 g/dm^3 ; 11 — 6 g/dm^3 ; 12 — 8 g/dm^3



Аналогичные зависимости отмечаются и при более высоких содержаниях в пробах хлорида натрия 10 г/дм^3 и гидрокарбонат-иона 3 г/дм^3 , и при постепенном увеличении остальных компонентов химического состава в два раза по сравнению с предыдущими пробами расхождение в значениях УЭС не превышает 5 %. После добавления к раствору гидрокарбонат-

иона в количестве 3 г/дм^3 относительное расхождение в значениях УЭС увеличивается до 10–12 % (рис. 1б).

При увеличении содержания дополнительных компонентов в 2–3 раза в моделях пластовых вод с концентрацией хлорида натрия 15 г/дм^3 и гидрокарбоната 6 г/дм^3 УЭС изменяется в пределах 2–4 %. В этом составе при увеличении гидрокарбонат-иона до 8 г/дм^3 величина УЭС меняется на 7 % (рис. 1в).

Таким образом, при анализе данных моделей пластовых вод с различным содержанием хлорида натрия и максимальными встречаемыми природными значениями К, Са, Mg, NH_4 , SO_4 и Br отмечается несущественное их влияние на удельное сопротивление вод, с относительным расхождением значений до 2–5 %. При содержании в модели до 10 % гидрокарбонат-иона от всего объема пробы отмечается несущественное его влияние на величину УЭС. При увеличении содержания гидрокарбоната в водах от 10 до 50 % расхождение в значениях УЭС достигает 7–25 %. Наибольшие расхождения фиксируются в моделях с низкой минерализацией (при содержании NaCl до 10 г/дм^3).

На рисунке 2 представлены результаты лабораторных исследований УЭС со ступенчатым увеличением содержания компонентов.

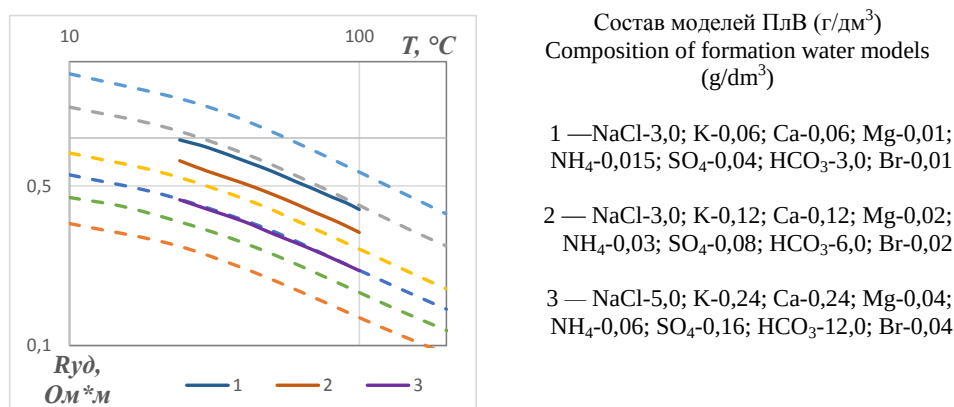


Рис. 2. Изменение значений УЭС при разных составах моделей ПЛВ
условные обозначения см. на рис. 1

Fig. 2. Changes in the values of specific electrical resistance for different compositions of reservoir water models. For legend, see Fig. 1

В образце 2 по сравнению с образцом 1 содержание компонентов (в том числе HCO_3) увеличивается в два раза при постоянном содержании хлорида натрия 3 г/дм^3 (составы 1 и 2, рис. 2), при этом разница в значениях УЭС составляет 25–30 %. При сопоставлении образца 2 и 3, где количество хлорида натрия 5 г/дм^3 и содержание остальных компонентов увеличено в два раза (составы 2 и 3, рис. 2), относительное расхождение значений УЭС составляет 42–43 %.

Исходя из приведенных данных, можно сделать вывод, что на величину УЭС пластовых вод основное влияние оказывает содержание в водах хлорида натрия и гидрокарбонат-иона. При этом вопросы изменения УЭС от содержания в водах хлорида натрия изучены достаточно детально [1, 5, 8–12], в то время как влияние гидрокарбоната на удельное сопротивление пластовых вод практически не изучено [3, 4, 13].

Поскольку большинство содержащихся компонентов химического состава пластовых вод в концентрациях, характерных для Западной Сибири, не оказывает существенного влияния на величину УЭС, то на втором этапе исследований рассматривалась зависимость сопротивления от температуры в двухкомпонентных составах, включающих хлорид натрия и гидрокарбонат-ион. Всего использовано 86 моделей ПлВ с содержанием хлорида натрия от 3 до 30 г/дм³, с постепенным увеличением в каждой модели гидрокарбонат-иона от 0,5 до 4–6 г/дм³ (в зависимости от реального содержания в пластовых водах), с шагом 0,5–1 г/дм³.

На рисунке 3 приведено изменение УЭС моделей ПлВ при разном %-эквивалентном содержании в них гидрокарбонат-иона. Полученные лабораторные данные УЭС сопоставлялись с расчетными значениями по формуле (2), где значение минерализации принималось по данным, полученным в лабораторных условиях по сухому остатку и по содержанию основных компонентов химического состава, пересчитанных на хлорид натрия.

При анализе данных моделей ПлВ с содержанием в них гидрокарбонат-иона в концентрациях менее 10 %-экв относительная разница в значениях УЭС между лабораторными данными и расчетными значениями не превышает 5 % (рис. 3а). При увеличении содержания гидрокарбоната в моделях ПлВ более 14 %-экв отмечается небольшая разница значений УЭС между лабораторными исследованиями и рассчитанными по минерализации, полученной в лабораторных условиях по сухому остатку (до 2–4 %). При этом отмечается увеличение разницы до 10–14 % со значениями УЭС, полученными при расчетах по содержанию основных компонентов химического состава, пересчитанных на хлорид натрия (рис. 3б).

По данным моделей ПлВ с содержанием гидрокарбоната более 30 %-экв, относительная разница в значениях УЭС между лабораторными данными и расчетными значениями не превышает 3–4 % (в единичных замесах до 7 %). При этом разница со значениями УЭС, полученными при расчетах по содержанию основных компонентов химического состава, пересчитанных на хлорид натрия, увеличивается до 10–18 % (рис. 3в).

В целом, по проведенным исследованиям моделей ПлВ при низких содержаниях в них гидрокарбонат-иона (до 10 %-экв) наблюдаются наименьшие расхождения в определении параметра УЭС по лабораторным исследованиям и расчетным значениям. Наибольшие расхождения фиксируются при невысоких минерализациях (до 5–10 г/дм³) и повышенном со-

держании гидрокарбоната в водах (10–50 %-экв). При высоких минерализациях более 15 г/дм³ содержание гидрокарбоната в пробах подземных вод не достигает высоких значений, поэтому значения УЭС зависят в большей степени от содержания хлорида натрия и имеют близкие значения расчетных и лабораторных данных.

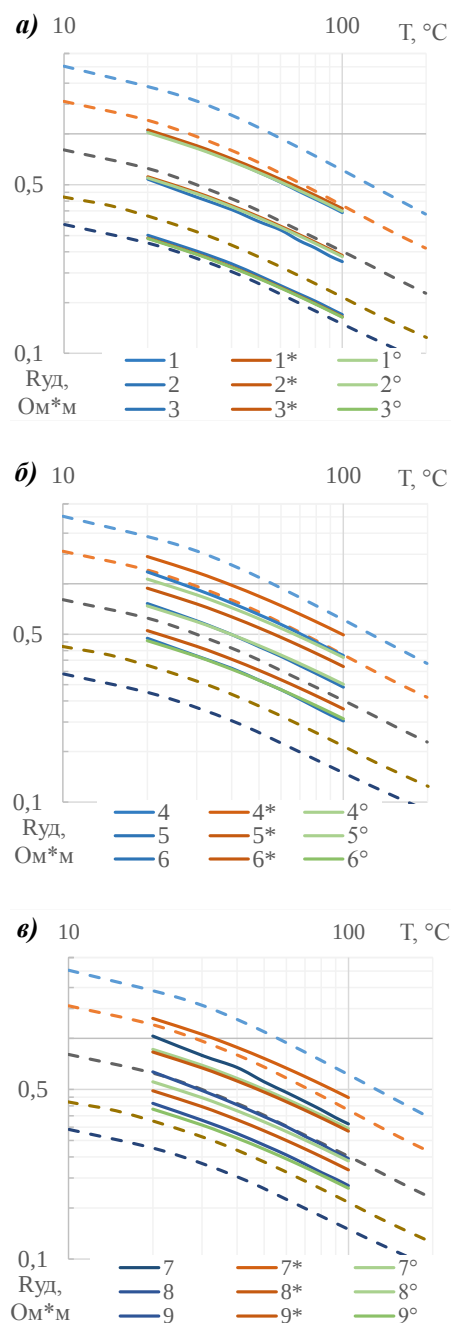


Рис. 3.

Изменение значений УЭС воды при разном количестве гидрокарбоната:

a — <10 %; *б* — 14–44 %; *в* — 37–56 %

Состав моделей ПЛВ в г/дм³:

1 — NaCl-5,0, HCO₃-0,5;

2 — NaCl-10,0, HCO₃-0,5;

3 — NaCl-25,0, HCO₃-0,5;

4 — NaCl-3,0, HCO₃-2,5;

5 — NaCl-5,0, HCO₃-3,0;

6 — NaCl-10,0, HCO₃-3,0;

7 — NaCl-3,0, HCO₃-4,0;

8 — NaCl-5,0, HCO₃-6,0;

9 — NaCl-10,0, HCO₃-6,0

° — рассчитанные по лабораторному значению минерализации (по сухому остатку);

* — рассчитанные по химическому составу, пересчитанному на хлорид натрия

условные обозначения см. на рис. 1

Fig. 3.

Changes in the values of specific electrical resistance of water with different amounts of hydrocarbonate:

a — <10 %; *б* — 14–44 %; *в* — 37–56 %

Composition of formation water models in g/dm³: 1 — NaCl-5,0, HCO₃-0,5;

2 — NaCl-10,0, HCO₃-0,5;

3 — NaCl-25,0, HCO₃-0,5;

4 — NaCl-3,0, HCO₃-2,5;

5 — NaCl-5,0, HCO₃-3,0;

6 — NaCl-10,0, HCO₃-3,0;

7 — NaCl-3,0, HCO₃-4,0;

8 — NaCl-5,0, HCO₃-6,0;

9 — NaCl-10,0, HCO₃-6,0

° — calculated based on the laboratory value of mineralization (based on dry residue);

* — calculated based on chemical composition converted to sodium chloride

For legend, see Fig. 1

Таким образом, использование палетки допустимо при низких концентрациях гидрокарбоната в пластовых водах. При увеличении в составе гидрокарбоната более 10 % более точный результат определения УЭС дают расчетные значения по величине минерализации пластовой воды по сухому остатку.

Выводы

По результатам определения УЭС в моделях ПлВ, приближенных к химическому составу и минерализации пластовых вод продуктивных отложений месторождений северных районов Западно-Сибирского бассейна, выявлено, что содержание в подземных водах таких макрокомпонентов, как калий, кальций, магний, сульфат, аммоний и бром в концентрациях, характерных для природных вод, не оказывает существенного воздействия на величину УЭС. Установлено, что существенно влияют на величину УЭС содержащиеся в водах ионы хлорида, натрия и гидрокарбоната.

На основе 86 моделей пластовых вод с разными концентрациями в них гидрокарбонат-иона можно сделать вывод, что для расчета значений УЭС при высоких содержаниях гидрокарбоната наиболее точный результат получен при использовании формулы по минерализации пластовых вод, определенной в лабораторных условиях по сухому остатку.

По результатам сопоставления лабораторных данных, расчетных значений УЭС и палетки установлено, что для расчета значений УЭС при любом содержании гидрокарбоната целесообразно использовать формулу (2) на основе общей минерализации по типу сухого остатка. При концентрации гидрокарбоната менее 10 % подтверждена достоверность результатов определения УЭС с использованием рекомендованной палетки [3, 7] зависимости УЭС от температуры для растворов, содержащих NaCl.

Вклад авторов

Ицкович М. В.: написание оригинального текста; концептуализация; проверка достоверности; формальный анализ; визуализация.

Ершов А. В.: концептуализация; редактирование и обзор.

Качинская И. В.: редактирование и обзор.

Кокарев П. Н.: редактирование и обзор.

Панюков Д. А.: обработка данных; проверка достоверности.

Янковский А. В.: исследование.

Authors' contributions

Marina V. Itskovich: writing — original draft; conceptualization; verification; formal analysis; visualization.

Anatoly V. Ershov: conceptualization; editing and overview.

Igor V. Kachinskas: editing and overview.

Pavel N. Kokarev: editing and overview.

Dmitry A. Panyukov: data processing; validation.

Alexander V. Yankovsky: study.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Conflict of interests. The authors declare no conflicts of interest.

Список источников

1. Гиматудинов Ш. К. *Физика нефтяного и газового пласта*. Москва: Недра; 1971. 312 с.
2. Дахнов В. Н. *Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин*. Москва: Недра; 1982. 448 с.
3. Джеббар Т., Дональдсон Э. Ч. *Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения флюидов*. Москва: Премимум Инжиниринг; 2011. 995 с.
4. Родивилов Д. Б., Кокарев П. Н., Шай Т. А., Сидорова Т. Н. Изучение влияния пластовых вод низкой минерализации на геофизические и петрофизические характеристики терригенных пород. *Каротажник*. 2013;9(231):50–64.
5. Иселидзе О. В., Жуков В. С., Цыбульский С. П., Баянова Н. Г. Влияние температуры на удельное электрическое сопротивление водонасыщенных образцов песчаника. *Вести газовой науки*. 2014;4(20):184–187.
6. Латышова М. Г. *Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин*. Москва: Недра; 1991. 219 с.
7. *Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом*; под ред. В. И. Персилье, В. И. Порокуна, Г. Г. Яценко. Москва–Тверь: ВНИГНИ, НПЦ; 2003. 258 с.
8. Антропов Л. И. *Теоретическая электрохимия*. Москва: Высшая Школа; 1984. 519 с.
9. Воробьев Н. И. *Применение измерения электропроводности для характеристики химического состава природных вод*. Москва: Издательство академии наук СССР; 1963. С. 24–94.
10. *Краткий справочник физико-химических величин*; под ред. А. А. Равделя и А. М. Пономарёвой. Санкт-Петербург: Иван Фёдоров; 2003. 240 с.
11. Кузнецова А. М., Мамяшев В. Г., Шкилев В. М. Моделирование удельного электрического сопротивления ионопроводящих терригенных осадочных пород с целью оценки особенностей применения уравнения Арчи-Дахнова. В сб.: *Геодинамика. Геомеханика и геофизика: материалы XIX Всероссийской конференции, Новосибирск, 22–28 июля 2019 года*. Новосибирск: Издательство ИНГГ СО РАН; 2019. – С. 42–44.
12. Пономаренко О. М., Истомина К. А., Макашева Л. Д., Большаков М. Н. Экспериментальное изучение влияния минерализации раствора NaCl и других солей на удельное электрическое сопротивление раствора. *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2019;4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art7>
13. Тихонов И. А. Влияние ионного состава воды на ее электропроводность. *Сантехника. Отопление. Кондиционирование. (С.О.К.)*. 2021;(2):42–47.

References

1. Gimatudinov Sh. K. *Physics of Oil and Gas Reservoirs*. Moscow: Nedra; 1971. 312 p. (In Russ.).
2. Dakhnov, V. N. *Interpretation of the results of geophysical studies of well sections*. Moscow: Nedra; 1982. 448 p. (In Russ.).
3. Djebbar T., Donaldson E. C. *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Elsevier, 2004.

4. Rodivilov D. B., Kokarev P. N., Shay T. A., Sidorova T. N. Study of the effect of low salt content formation waters on geophysical and petrophysical characteristics of the terrigenous rock. *Karotazhnik*. 2013;9(231):50–64. (In Russ.).
5. Iselidze O. V., Zhukov V. S., Tsybulsky S. P., Bayanova N. G. Influence of temperature on specific electroresistance of the water-saturated sandstone. *Vesti gazovoi nauki*. 2014;4(20):184–187. (In Russ.).
6. Latyshova M. G. *Practical Guide to the Interpretation of Well Geophysical Studies*. Moscow: Nedra; 1991. 219 p. (In Russ.).
7. *Guidelines for calculating geological reserves of oil and gas using the volume method*. Moscow–Tver: VNIGNI, NTC; 2003.
8. Antropov L. I. *Theoretical Electrochemistry*. Moscow: Higher School; 1984. 519 p. (In Russ.).
9. Vorobyov N. I. *Application of Electrical Conductivity Measurements for Characterizing the Chemical Composition of Natural Waters*. Moscow: USSR Academy of Sciences Publishing House; 1963, pp. 24–94. (In Russ.).
10. *A Concise Handbook of Physical and Chemical Quantities*; edited by A. A. Ravdel and A. M. Ponomaryova. St. Petersburg: Ivan Fedorov; 2003. 240 p. (In Russ.).
11. Kuznetsova A.M., Mamashev V.G., Shkilev V.M. Modeling the electrical resistivity of the ion conductive terrigenous sedimentary rocks to assess the characteristics of application of the Archie-Dahnov equation. In: *Geodynamics. Geomechanics and Geophysics: Proceedings of the 19th All-Russian Conference, Novosibirsk, July 22–28, 2019*. Novosibirsk: Publishing House of the Institute of Mining, Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences; 2019:42–44. (In Russ.).
12. Ponomarenko O. M., Istomina K. A., Makasheva L. D., Bolshakov M. N. Experimental exploration of the effect of NaCl and other salts solution mineralization on the electrical resistivity of the solution. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019;4(27). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art7> (In Russ.).
13. Tikhonov I. A. Influence of the ionic composition of water on its electrical conductivity. *Sanitation. Heating. Air Conditioning. (S.O.K.)*. 2021;(2):42–47. (In Russ.).

Информация об авторах / Information about the authors

Ицкович Марина Владимировна, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник отдела подсчета и аудита запасов углеводородного сырья ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, M_Itskovich@vniigaz.gazprom.ru
SPIN-код: 7278-5172;
ResearcherID: AAO-9388-2020;
ORCID iD: 0000-0001-7743-3195

Ершов Анатолий Владимирович, кандидат геолого-минералогических наук, начальник Центра подсчета и аудита запасов углеводородного сырья ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, AVershov@vniigaz.gazprom.ru
SPIN-код: 4421-4759

Marina V. Itskovich, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Leading Researcher of Department for Hydrocarbon Reserves Calculation and Audit, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, M_Itskovich@vniigaz.gazprom.ru
SPIN code: 7278-5172;
Researcher ID: AAO-9388-2020;
ORCID ID: 0000-0001-7743-3195

Anatoly V. Ershov, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of the Center for Hydrocarbon Reserves Calculation and Audit, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, AVershov@vniigaz.gazprom.ru
SPIN code: 4421-4759

Качинскас Игорь Викторович – кандидат геолого-минералогических наук, начальник отдела подсчета запасов Центра подсчета и аудита запасов углеводородного сырья ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, I_Kachinskas@vniigaz.gazprom.ru
AuthorID: 802493

Кокарев Павел Николаевич, заместитель начальника отдела центра обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, P_Kokarev@vniigaz.gazprom.ru
SPIN-код: 7255-1305

Панюков Дмитрий Анатольевич, заместитель начальника Тюменского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, D_Panyukov@vniigaz.gazprom.ru
SPIN-код: 1305-6485
AuthorID: 1237630)

Янковский Александр Викторович, ведущий инженер лаборатории петрофизических исследований керна ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень, A_Yankovsky@vniigaz.gazprom.ru

Igor V. Kachinskas, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Head of Department for Hydrocarbon Reserves Calculation of Center for Hydrocarbon Reserves Calculation and Audit, Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, I_Kachinskas@vniigaz.gazprom.ru
AuthorID: 802493

Pavel N. Kokarev, Deputy Head of the Department of Center for Processing and Interpretation of Well Geophysical Research Data, Gazprom VNIIGAZ LLC. Tyumen, P_Kokarev@vniigaz.gazprom.ru
SPIN-code: 7255-1305

Dmitry A. Panyukov, Deputy Head of the Tyumen Center for Reservoir Systems Research (Core and Fluids), Gazprom VNIIGAZ LLC, Tyumen, D_Panyukov@vniigaz.gazprom.ru
SPIN-код: 1305-6485
AuthorID: 1237630

Alexander V. Yankovsky, Lead Engineer of the Core Petrophysical Research Laboratory Gazprom VNIIGAZ LLC. Tyumen, A_Yankovsky@vniigaz.gazprom.ru

Поступила в редакцию / Received 14.01.2026

Поступила после рецензирования / Revised 29.01.2026

Принята к публикации / Accepted 02.02.2026