



# МОДИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДАХНОВА–АРЧИ ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОМ ИЗМЕНЕНИИ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПОРОВЫХ ВОД В ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

© Коллектив авторов,  
2025



**Д.Б. Родивиллов\*, Е.Н. Саломатин, Р.С. Шульга**  
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», РФ, Тюмень

**Электронный адрес:** [dbrodivilov@tnnc.rosneft.ru](mailto:dbrodivilov@tnnc.rosneft.ru).

**Введение.** В статье поднимается вопрос корректной оценки водонасыщенности по данным электрокаротажа в интервалах глинистых песчано-алевролитовых коллекторов. Сочетание глинистой компоненты и низкой минерализации поровых вод вызывает эффект дополнительной проводимости в терригенных коллекторах. Это приводит к необходимости корректировки классического уравнения Дахнова–Арчи, что на практике производится с помощью полумпирических моделей, обладающих рядом неопределенностей.

**Целью** экспериментальной части работы является проверка гипотезы влияния минерализации пластовых вод на параметры « $m$ » и « $n$ » электрической модели Дахнова–Арчи в различных условиях: атмосферных и пластовых термобарических. Теоретическая часть посвящена разработке метода эмпирической модификации уравнения Дахнова–Арчи.

**Материалы и методы.** В работе представлены уникальные результаты лабораторного изучения электрических свойств глинистых песчаников ачимовской толщи. Исследования проведены в термобарических условиях на индивидуальном капилляриметре PCRI-807 производства фирмы Weatherford Laboratories по циклической программе с изменением минерализации модели пластовых вод. Диапазоны изменения минерализации составляли в атмосферных условиях от 3 до 200 г/л, в термобарических условиях — от 3 до 10 г/л.

**Результаты работ** представлены в виде диаграмм и выявленных закономерностей вариаций параметров электрической модели Дахнова–Арчи. Продемонстрированы корреляционные зависимости параметров « $m$ » и « $n$ » от удельного электрического сопротивления моделей пластовых вод.

**Заключение.** На основе выявленных закономерностей разработан и представлен способ модификации электрической модели Дахнова–Арчи, который может быть востребован в случаях сложных геологических условий с доказанной изменчивостью минерализации пластовых вод.

**Ключевые слова:** глинистый песчаник, удельное электрическое сопротивление ( $\rho_{\Sigma}$ ), электрическая модель насыщенности, уравнение Дахнова–Арчи, петрофизическое моделирование

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Родивиллов Д.Б., Саломатин Е.Н., Шульга Р.С. Модификация электрической модели Дахнова–Арчи при последовательном изменении минерализации поровых вод в термобарических условиях. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(3):60–67. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-60-67>

*Статья поступила в редакцию 14.06.2025*

*Принята к публикации 25.07.2025*

*Опубликована 29.09.2025*

MODIFICATION OF THE DAKHNOV–ARCHIE ELECTRICAL MODEL WITH SUCCESSIVE CHANGES IN THE MINERALIZATION OF PORE WATERS UNDER THERMOBARIC CONDITIONS

**Danil B. Rodivilov\*, Evgenii N. Salomatin, Roman S. Shul'ga**  
Tyumen Petroleum Research Center LLC, RF, Tyumen

**E-mail:** [dbrodivilov@tnnc.rosneft.ru](mailto:dbrodivilov@tnnc.rosneft.ru)

**Introduction.** The article raises the issue of correct assessment of water saturation based on electrical logging data in intervals of clayey sandy-siltstone reservoirs. The combination of clay component and low mineralization of pore waters causes the effect of additional conductivity in terrigenous reservoirs. This leads to the need to adjust the classical Dakhnov–Archie equation, which in practice is done using semi-empirical models with a number of uncertainties.

**The aim** of the experimental part of the work is to test the hypothesis of the influence of formation water mineralization on the parameters “ $m$ ” and “ $n$ ” of the Dakhnov–Archie electrical model under various conditions: atmospheric and formation thermobaric. The theoretical part is devoted to the development of a method for empirical modification of the Dakhnov–Archie equation.

**Materials and methods.** The paper presents unique results of a laboratory study of the electrical properties of clayey sandstones of the Achimov formation. The studies were conducted under thermobaric conditions using an individual PCRI-807 capillary meter manufactured by Weatherford Laboratories using a cyclic program with a

change in the mineralization of the formation water model. The ranges of mineralization changes were from 3 to 200 g/l under atmospheric conditions and from 3 to 10 g/l under thermobaric conditions.

**The results** of the work are presented in the form of diagrams and the identified patterns of variations in the parameters of the Dakhnov–Archie electrical model. The correlation dependencies of the parameters “ $m$ ” and “ $n$ ” on the resistivity of the formation water models are demonstrated.

**Conclusion.** Based on the identified patterns, a method for modifying the Dakhnov–Archie electrical model has been developed and resented, which may be in demand in cases of complex geological conditions with proven variability of formation water mineralization.

**Keywords:** clayey sandstone, resistivity, electrical saturation model, Dakhnov–Archie equation, petrophysical modeling

**Conflict of interest:** the authors declare no conflict of interest.

**For citation:** Rodivilov D.B., Salomatina E.N., Shul’ga R.S. Modification of the Dakhnov–Archie electrical model with successive changes in the mineralization of pore waters under thermobaric conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(3):60–67. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-60-67>

*Manuscript received 14.06.2025*

*Accepted 25.07.2025*

*Published 29.09.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Зависимость удельного электрического сопротивления (УЭС) в различной степени водонасыщенных терригенных пород-коллекторов от их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) изучается на протяжении вот уже 85 лет, начиная с фундаментального для петрофизики уравнения Дахнова–Арчи [1, 2]. При этом проблема корректной оценки водонасыщенности по данным электрокаротажа в интервалах глинистых песчано-алевролитовых коллекторов остается до сих пор актуальной, несмотря на значительное количество разработанных полуэмпирических моделей [3].

Известно, что наличие в терригенных коллекторах глинистой компоненты в сочетании с низкой минерализацией поровых вод приводит к эффекту «дополнительной» проводимости, которая нарушает линейный характер зависимости удельной электрической проводимости (УЭП) породы от УЭС насыщающих вод [4]. Основанные трудности реализации электрических моделей глинистого коллектора (Ваксмана–Смитса, «Двойной воды», Б.Ю. Вендельштейна, М.М. Элланского и др.) связаны со сложностями лабораторного определения параметров, отражающих «дополнительную» проводимость глинистой компоненты. Также открытыми остаются методические вопросы, связанные с неспособностью данных моделей учесть естественную анизотропию пород и влияния термобарических условий (изменение проводимости глинистых кластеров при объемном сжатии породы).

В этой ситуации уместно рассмотреть эмпирический подход, косвенно учитывающий проводимость глинистой компоненты

для конкретного объекта, посредством натурного моделирования на образцах керна при контролируемом варьировании условий измерения — минерализации насыщающей воды.

Возможность реализации такого подхода показана нами в работе [5]. Базируется подход на закономерности снижения параметра пористости при ступенчатом уменьшении минерализации насыщающих вод. Этот эффект известен уже достаточно давно и показан как для моделей глинистых суспензий [6], так и на современных лабораторных данных по исследованию образцов глинистых песчанников [7, 8, 9].

**ДЛЯ КОРРЕКТНОЙ ОЦЕНКИ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ПО ДАННЫМ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА В ГЛИНИСТЫХ ПЕСЧАНО-АЛЕВРОЛИТОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА ОСНОВЕ ЛАБОРАТОРНЫХ ДАННЫХ ПРОДЕМОНСТРИРОВАН СПОСОБ МОДИФИКАЦИИ МОДЕЛИ ДАХНОВА–АРЧИ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛЯЕТ С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ ДОСТОВЕРНОСТИ ВОССТАНОВИТЬ УЭС, УЧИТЫВАЯ ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД НА ПАРАМЕТРЫ « $m$ » И « $n$ ».**

Новизна авторского подхода заключается в математическом описании данного эффекта путем установления аппроксимационных зависимостей коэффициентов « $a$ » и « $m$ » от УЭС воды при ступенчатом снижении минерализации до минимального значения 4 г/л. Эти зависимости позволили провести модификацию электрической модели на основе уравнения Дахнова–Арчи для непрерывного расчета коэффициента водонасыщенности в условиях изменчивости минерализации вод по площади геологического объекта [5, 10].

Однако разработанная модель требует уточнения в части учёта влияния термобарических условий (ТБУ), так как циклический эксперимент по определению параметра пористости при различных значениях минерализации ранее был проведён исключительно в атмосферных условиях [5]. Также гипотетическим остаётся вопрос «чувствительности» параметра насыщения и коэффициента «*n*» к изменению минерализации, при прочих равных условиях. Найти исследования на эту тему в открытых литературных источниках не удалось.

Основной задачей данной статьи является описание способа модификации электрической модели Дахнова–Арчи для глинистого песчаника (с проверкой гипотезы о зависимости параметра насыщения от минерализации вод) на основе уникальных результатов лабораторного изучения УЭС образцов керн ачимовских отложений при последовательном снижении минерализации в ТБУ.

## МЕТОДЫ

Для изучения электрических свойств горных пород в ТБУ при разных минерализациях насыщающих растворов была выбрана коллекция из 14 образцов песчаников тонко-мелкозернистых алевритистых и алевритовых, с карбонатно-глинистым цементом. Эксперименты были выполнены на индивидуальном капилляриметре PCRI-807 производства фирмы Weatherford Laboratories (Норвегия). Установка представляет собой восьмиканальный испытательный стенд, позволяющий проводить определение капиллярных свойств и электрического сопротивления образцов горных пород. Каждый канал состоит из семи кернодержателей, помещённых в суховоздушный шкаф с вентилятором,

в котором имеется возможность поддерживать температуру до 150 °С.

При подготовке к эксперименту измерялись плотность и УЭС ( $\rho_B$ ) модели пластовой воды (МПВ) — раствора NaCl с заданной минерализацией. Плотность МПВ измерялась в атмосферных условиях и в ТБУ, а  $\rho_B$  — только в атмосферных условиях. Расчёт значения  $\rho_B$  при пластовой температуре проводился по формуле Арпа [4]:

$$\rho_B^t = \rho_B^{20} \frac{20 + 21,5}{t + 21,5}. \quad (1)$$

В **табл. 1** приведены некоторые свойства образцов и условия проведения экспериментов.

## ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

1. Образцы, выбранные для эксперимента, сушились до постоянного веса и насыщались под вакуумом моделью пластовой воды согласно ГОСТ 26450.1-85 [11]. Одновременно пластовой водой насыщались керамические гидрофильные полупроницаемые мембраны. Измерялось электрическое сопротивление водонасыщенных образцов по двухэлектродной схеме на частоте 1,0 кГц. Каждый образец загружался в кернодержатель индивидуального капилляриметра таким образом, чтобы исключить попадание воздуха в подводящие трубки. Семь кернодержателей составляли одну секцию и во время эксперимента имели общее давление вытесняющего флюида (азота) на входе и общее давление обжима, размещались в одном термошкафу и имели общую температуру. Каждый кернодержатель на выходе соединялся с мерной стеклянной трубкой сепаратора, уровень воды в которой определялся визуально по градуированной шкале. На выходном торце образца устанавливалась полупроницаемая мембрана, электрическое сопротивление которой шунтировалось тонкими полосками никелевой фольги, концы которых выходили на обе стороны мембраны: один конец такой полоски соприкасался с выходным торцом образца, а другой — с поверхностью металлического выходного плунжера. Для обеспечения капиллярного контакта между образцом и мембраной помещалась насыщенная МПВ прокладка из фильтровальной бумаги. Электрическое сопротивление образца измерялось по двухэлектродной схеме на частоте 1 кГц измерителем LCR фирмы Wayne Kerr (Великобритания).

2. Эксперимент начинался с определения пористости в ТБУ. Для этого замерялся объём выделившейся из образцов воды за счёт повышения эффективного давления

**Таблица 1 .** Основные характеристики проведения экспериментов.

Составлено авторами

**Table 1.** Main characteristics of the experiments. Prepared by the authors

№ п/п	Характеристика	Значение
1	$K_n$ по гелию, д.ед.	0,131–0,175
2	$K_{np}$ с поправкой Клинкенберга, мД	0,046–0,394
3	Диаметр образца, см	2,92
4	Длина образца, см	3,11–3,25
5	Температура, °С	108
6	Поровое давление, МПа	0,5–1,7
7	Эффективное давление, МПа	26,3
8	Минерализация модели пластовой воды, г/л	3, 5, 7, 10, 50, 200

от начального значения 2,0 МПа до пластового 26,3 МПа при неизменной начальной температуре 30 °С. Пористость в ТБУ рассчитывалась по формуле:

$$K_n = 100 \cdot \frac{V_{nпл}}{V_{обрпл}} = 100 \cdot \frac{V_n - \Delta V_n}{V_{обр} - \Delta V_n}, \quad (2)$$

где  $V_{nпл}$  и  $V_{обрпл}$  — объём пор и объём образца в ТБУ, см<sup>3</sup>;  $\Delta V_n = K \cdot \Delta h$  — объём выделившейся из образца воды, см<sup>3</sup>;  $\Delta h$  — увеличение уровня воды в сепараторе, см;  $K$  — коэффициент пересчёта, см<sup>3</sup>/см, определяется в результате калибровки мерной трубки по ГОСТ 8.234-2013 [12].

В последующем повышалась температура до пластового значения 108 °С и после стабилизации уровня воды в сепараторе  $h_0$  и электрического сопротивления  $R_0$  для каждого образца принимали их за начальные значения в дальнейших расчётах водонасыщенности и параметра насыщения в ходе эксперимента. Рассчитывалось удельное сопротивление водонасыщенного образца  $\rho_{вп}$  в ТБУ:

$$\rho_{вп} = R \cdot \frac{l}{d}, \quad (3)$$

где  $l$  и  $d$  — длина и диаметр образца, см.

3. Далее подавался газ (азот) с давлением  $P_{вхi}$  на вход каждого образца. С учётом противодействия  $P_{пд}$  на выходе, равного 0,5 МПа, разность давлений, приложенных к образцу, составляла  $\Delta P_i = P_{вхi} - P_{пд}$ . Под действием приложенной разности давлений газ вытеснял воду из образца в сепаратор до тех пор, пока капиллярное давление  $P_{ки}$  в оставшихся заполненных порах не уравновешивало  $\Delta P_i$  и не стабилизировались уровень воды в сепараторе  $h_i$  и электрическое сопротивление образца  $R_i$ .

Этап повторялся три раза с возрастающими значениями капиллярного давления: 0,4, 0,7 и 1,2 МПа. При каждом  $P_{ки}$  рассчитывались водонасыщенность  $K_{вi}$  и удельное сопротивление частично водонасыщенного образца  $\rho_{пi}$  в ТБУ:

$$K_{вi} = \frac{V_{nпл} - V_{вi}}{V_{nпл}}, \quad (4)$$

$$\rho_{пi} = R_i \cdot \frac{l}{d}, \quad (5)$$

где  $V_{вi} = K \cdot (h_i - h_0) \cdot \delta v_{атм} / \delta v_{пл}$  — суммарный объём воды, выделившейся из образца в сепаратор в конце  $i$ -го этапа с капиллярным давлением  $P_{ки}$ , см<sup>3</sup>;  $\delta v_{атм} / \delta v_{пл}$  — поправка, учитывающая отличие плотностей МПВ в образце (108 °С) и в сепараторе (20 °С).

По окончании эксперимента образцы выгружались из кернодержателей, взвешивались и отправлялись на определение

водонасыщенности дистилляционным методом Дина–Старка. Далее образцы обессоливались в дистиллированной воде и вновь проходили последовательно этапы 1–3 с новой минерализацией МПВ от 3 до 10 г/л. После экспериментов в ТБУ были проведены измерения УЭС образцов в атмосферных условиях при полном насыщении моделью пластовой воды с минерализацией 50 и 200 г/л.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Для описания результатов лабораторных исследований используем уравнения Дахнова–Арчи в «базовом» представлении, в котором коэффициенты «а» и «b» приравнены к единице:

$$P_n = \rho_{вп} / \rho_{в} = a / K_n^m = 1 / K_n^m, \quad (6)$$

$$P_n = \rho_n / \rho_{вп} = b / K_n^n = 1 / K_n^n, \quad (7)$$

где  $P_n$  и  $P_n$  — параметры пористости и насыщения;  $\rho_{в}$ ,  $\rho_{вп}$ ,  $\rho_n$  — УЭС воды, полностью водонасыщенной и частично водонасыщенной породы (образца), Ом·м;  $K_n$  и  $K_n$  — коэффициенты пористости и водонасыщенности, д.ед.;  $m$  и  $n$  — эмпирические степенные коэффициенты, показатели цементации и насыщения. На **рис. 1 (а)** и **1 (б)** представлены распределения значений коэффициентов « $m$ », рассчитанных в соответствии с уравнением (6) индивидуально для каждого образца в атмосферных и термобарических условиях. В случае параметра насыщения коэффициент « $n$ » (**рис. 1(в)**) определялся путем аппроксимации уравнением (7) по трём измерениям на различных режимах дренирования. Также на **рис. 1-г** аналогично отражены значения коэффициента водонасыщенности на последнем режиме дренирования при капиллярном давлении 1,2 МПа, данный параметр условно обозначим как  $K_{во}$  — коэффициент остаточной водонасыщенности. На **рис. 2** — результат аппроксимации уравнениями (6) и (7) по всем 14 образцам коллекции для различных рангов минерализации моделей пластовых вод в ТБУ. Коэффициенты « $m$ » и « $n$ », определенные на данном этапе, представлены в **табл. 2**.

## ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Параметр пористости и коэффициент « $m$ » ожидаемо зависят от минерализации поровых вод как в атмосферных, так и в пластовых условиях (**рис. 1 (а)** и **1 (б)**). Отмечается увеличение коэффициента « $m$ » при переходе

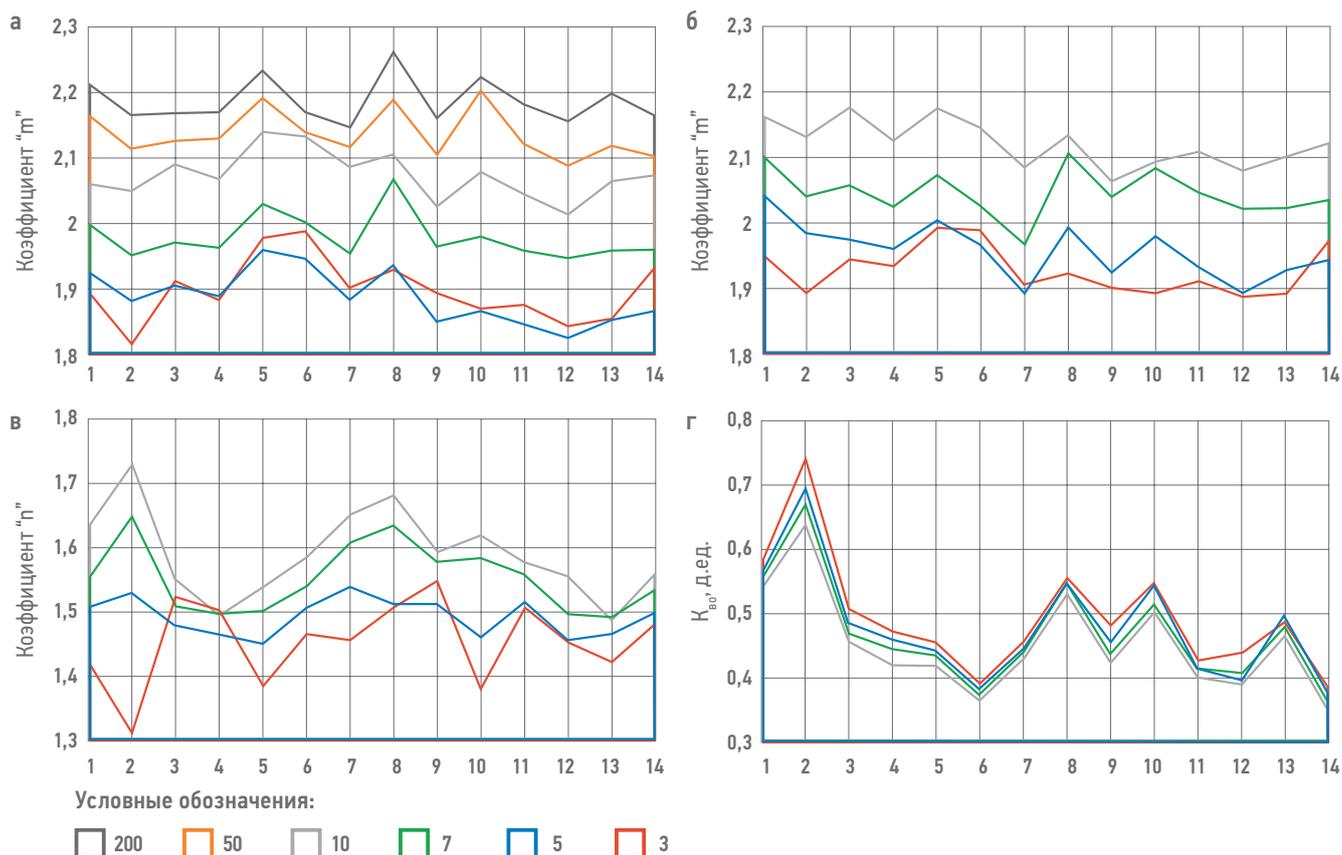


Рис. 1. Диаграммы изменения петрофизических параметров при изменении минерализации моделей пластовых вод: а) коэффициент « $m$ » в атмосферных условиях, б) коэффициент « $m$ » в ТБУ, в) коэффициент « $n$ » в ТБУ, г)  $K_{\text{во}}$  в ТБУ. Шифр цвета диаграмм — минерализация воды (г/л). Составлено авторами

Fig. 1. Diagrams of changes in petrophysical parameters with changes in mineralization of formation water models: а) coefficient “ $m$ ” for atmospheric conditions, б) coefficient “ $m$ ” for TBC, в) coefficient “ $n$ ” in TBC, д)  $S_{\text{wi}}$  for TBC. Color code of diagrams — water mineralization (g/l). Prepared by the authors

из атмосферных условий к термобарическим для равных значений минерализации. В случае низких минерализаций 3 и 5 г/л для атмосферных условий коэффициенты « $m$ » практически не отличаются и накладываются друг на друга (рис. 1 (а)). При этом в ТБУ (рис. 1 (б)) для большей части образцов на этих же минерализациях разница между коэффициентами « $m$ » присутствует. Данные эффекты, вероятно, свидетельствуют о том, что в процессе сжатия пород происходит уплотнение глинистых кластеров с уменьшением их удельной поверхности и «дополнительной» проводимости,

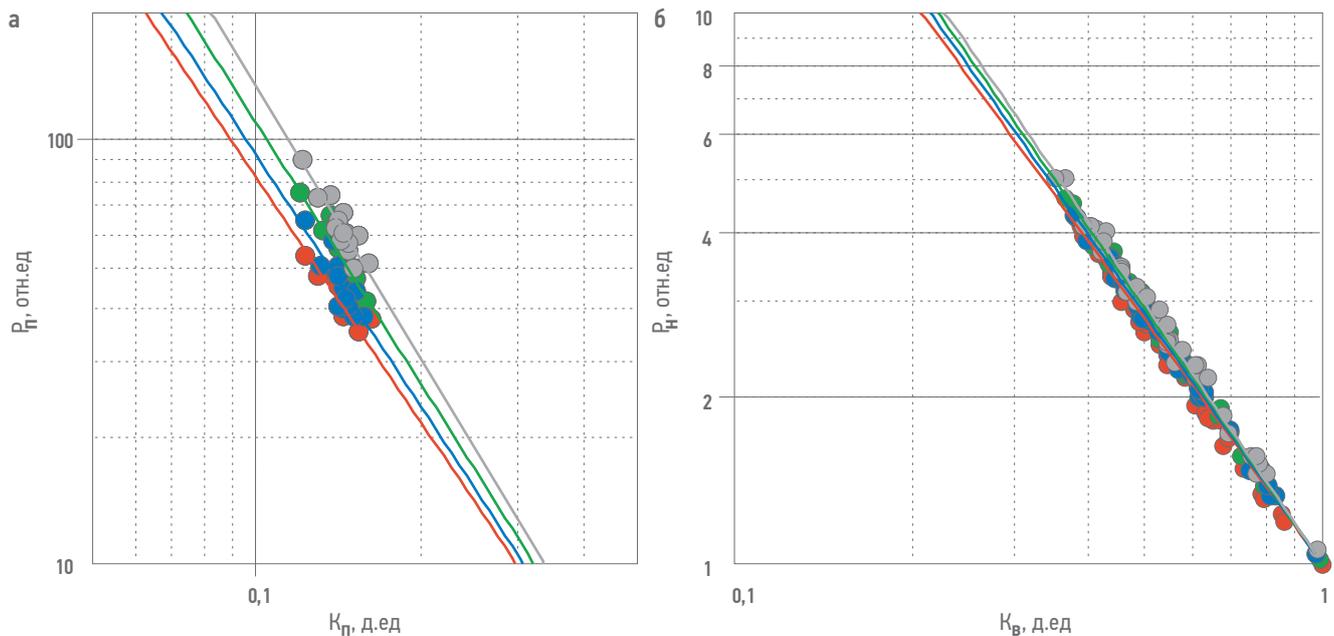
что коррелируется с общеизвестными представлениями об этом процессе [13]. Параметр насыщения, основная «интрига» исследования, также показал зависимость от минерализации поровых вод (рис. 1 (в) и рис. 3 (б)). Влияние кажется незначительным, однако изменение коэффициента « $n$ » в диапазоне от 1,47 до 1,56 (табл. 1) имеет место быть и требует учета. Отдельного внимания стоит рис. 1-г, на котором отражено изменение остаточной водонасыщенности от минерализации свободного порового раствора. Вероятной причиной такого эффекта является повышение адсорбционной способности твердой фазы (глинистых минералов) по механизму утолщения двойного электрического слоя (ДЭС) при снижении минерализации свободного раствора [14, 15].

Таблица 2. Параметры уравнений Дахнова–Арчи, определённые при аппроксимации (рис. 2–3). Составлено авторами  
Table 2. Parameters of the Dakhnov–Archie equations determined during approximation (fig. 2–3). Prepared by the authors

Минерализация, г/л	УЭС воды, Ом	« $m$ »	« $n$ »
10	0,204	2,13	1,56
7	0,284	2,04	1,53
5	0,389	1,96	1,50
3	0,628	1,91	1,47

### МОДИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДАХНОВА–АРЧИ

Основной принцип модификации заключается в том, что коэффициенты « $m$ » и « $n$ » предлагаются не как константы, а как функции



**Рис. 2.** Обобщение аппроксимации результатов лабораторных исследований уравнениями Дахнова–Арчи для различных рангов минерализации моделей пластовых вод: а) параметра пористости от коэффициента пористости, б) параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности. Шифр цвета точек — минерализация воды (г/л): ● — 3, ● — 5, ● — 7, ● — 10. Составлено авторами

**Fig. 2.** Generalization of the approximation of the results of laboratory studies by the Dakhnov–Archie equations for different ranks of mineralization of formation water models: a) the formation factor from the porosity coefficient, b) the resistivity index from the water saturation coefficient. The color code of the dots is water mineralization (g/l): ● — 3, ● — 5, ● — 7, ● — 10. Prepared by the authors

УЭС воды ( $\rho_B$ ) в пластовых условиях. На **рис. 3** представлены искомые зависимости, построенные по данным **таблицы 2**. Уравнения аппроксимации имеют вид:

$$m = 1,814 \cdot 1,033^{(1/\rho_B)}, \quad (8)$$

$$n = 1 / (0,698 + 0,081 \cdot \lg(\rho_B)). \quad (9)$$

На **рис. 4** продемонстрированы сопоставления типа «модель–факт», отражающие уверенную сходимость результатов моделирования и фактических замеров УЭС. В качестве фактических данных отражены лабораторные определения  $\rho_{вп}$  и  $\rho_n$ , а в роли модельных фигурируют значения, рассчитанные в соответствии с уравнениями (6)–(9) через лабораторно определенные значения  $K_n$  и  $K_B$  на всех режимах дренирования. Расчет модельных значений производится по нижеописанной последовательности. Выразим УЭС водонасыщенного образца из уравнения (6):

$$\rho_{вп} = P_n \cdot \rho_B = (1/K_n^m) \cdot \rho_B, \quad (10)$$

заменяем коэффициент « $m$ » на функцию (8):

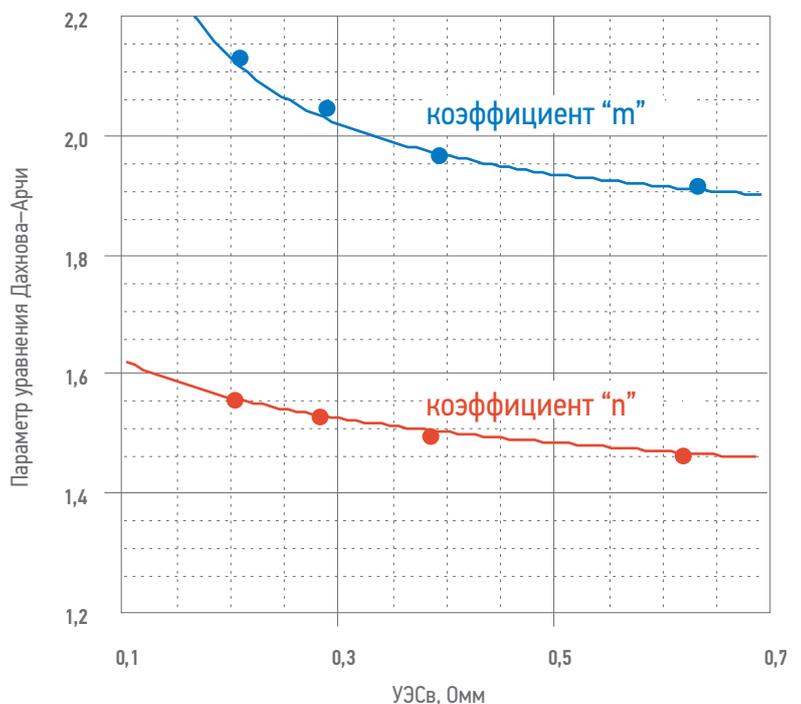
$$\rho_{вп} = (1/K_n^{1,814 \cdot 1,033^{(1/\rho_B)}}) \cdot \rho_B. \quad (11)$$

Выразим УЭС частично водонасыщенного образца из уравнения (7):

$$\rho_n = P_n \cdot \rho_{вп} = (1/K_B^n) \cdot \rho_{вп}, \quad (12)$$

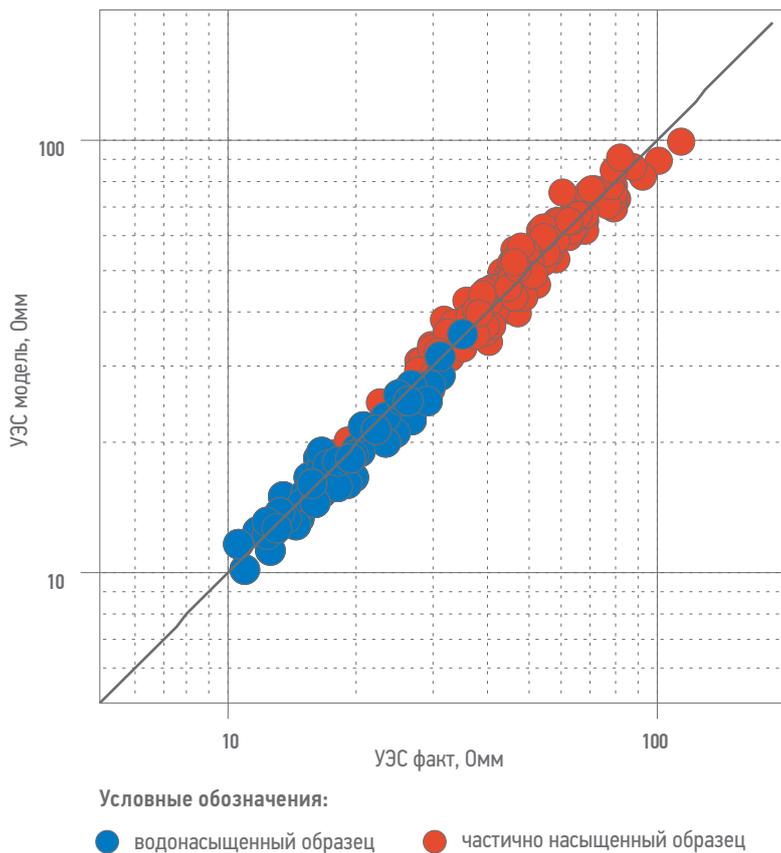
заменяем коэффициент « $n$ » на функцию (9) и  $\rho_{вп}$  на выражение (10):

$$\rho_n = (1/K_B^{1/(0,698 + 0,081 \cdot \lg(\rho_B))}) \cdot (1/K_n^{1,814 \cdot 1,033^{(1/\rho_B)}}) \cdot \rho_B. \quad (13)$$



**Рис. 3.** График зависимостей параметров уравнения Дахнова–Арчи от УЭС воды. Составлено авторами

**Fig. 3.** Graph of the dependence of the parameters of the Dakhnov–Archie equation on the resistivity of water. Prepared by the authors



**Рис. 4.** Графики сопоставления «модель–факт» для УЭС полностью и частично водонасыщенных образцов. Составлено авторами

**Fig. 4.** Model–fact comparison graphs for the resistivity of fully and partially water-saturated samples. Prepared by the authors

Представленный способ модификации электрической модели Дахнова–Арчи является по сути эмпирическим, что является его некоторым ограничением. Построенные таким способом модели зависят от качества и статистической представительности исходных лабораторных данных, что определяет необходимость тщательного подбора коллекции образцов во всем диапазоне ФЕС коллекторов.

#### Список литературы

1. Дахнов В.Н. Интерпретация каротажных диаграмм. М.–Л., 1941. 496 с.
2. Archie G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. Transactions of the AIME. 1942, vol. 146, pp. 54–62.
3. Еникеев Б.Н. 70 лет уравнению Дахнова–Арчи // Каротажник. — 2011. — № 7(205). — С. 209–226. — EDN NXBULB.
4. Макфи К, Рид Дрис, Зубизаретта И. Лабораторные исследования керн: гид по лучшим практикам. — М. —Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с. — С. 209–226.
5. Родивилов Д.Б., Гречнева О.М., Натчук Н.Ю., Русанов А.С. Петрофизическая основа моделирования процесса внедрения элизионных вод в газосносные отложения Ачимовской толщи // Экспозиция Нефть Газ. — 2021. — № 6(85). — С. 41–45. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-6-41-45>. — EDN VFJUXY.
6. Добрынин В.М. Петрофизика: Учебник для вузов / В. М Добрынин [и др.]. — Москва: Недра, 1991. — 368 с.
7. Волокитин Я.Е. Комплексная методика оценки коэффициента нефтенасыщенности гетерогенных коллекторов / Я.Е. Волокитин, А.В. Хабаров // Каротажник. — 2009. — № 12(189). — С. 143–166. — EDN KXZYAH.
8. Шульга Р.С., Жижимонтов И.Н., Гильманов Я.И., Яценко В.М. Определение проводимости глинистой составляющей при измерении удельного электрического сопротивления образцов керн и учет емкости катионного обмена по результатам геофизических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. — 2024. — № 3. — С. 8–14. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-3-8-14>. — EDN EDNCUA.
9. Моторин И.В., Беляков Е.О. Петрофизическое моделирование текущей водонасыщенности на основе экспериментов измерений электрической проводимости в разных режимах насыщения водой при разной минерализации // Нефтяное хозяйство. — 2025. — № 4. — С. 54–59. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-4-54-58>. — EDN QMQNHU.
10. Родивилов Д.Б., Гречнева О.М., Махмудов И.Р. и др. Петрофизический способ прогноза характера насыщенности коллекторов ачимовской толщи при изменении минерализации пластовых вод // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 8. — С. 56–59. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-56-59>. — EDN CGXFEO.

Также стоит отметить, что использование индивидуальных капилляриметров — это основная часть временных и финансовых затрат на лабораторные исследования в данной работе. Наша задача была проверить гипотезу о влиянии минерализации на  $R_H$ , и, судя по рис. 1 (б) и рис. 2 (б), её можно считать доказанной. Однако величина изменения коэффициента « $n$ » в абсолютных значениях незначительна, и в рамках упрощения процесса построения таких моделей для получения зависимости « $R_H$  —  $K_B$ » в ТБУ можно использовать одно значение минерализации, например среднее по диапазону, при условии изучения гидрофильных пород.

#### ВЫВОДЫ

Результаты проведённых исследований однозначно свидетельствуют о том, что ТБУ влияют на величину параметра пористости и характер зависимости коэффициента « $m$ » от минерализации (УЭС) пластовых вод. С параметром насыщения ситуация не столь однозначна. С одной стороны, результаты исследований выявили, что коэффициент « $n$ » зависит от изменения минерализации пластовых вод, с другой — это влияние можно считать незначительным. На основе фактических лабораторных данных продемонстрирован способ модификации электрической модели Дахнова–Арчи, восстанавливающей с высокой степенью достоверности УЭС как полностью, так и частично водонасыщенных пород. Такие модели могут быть полезны в случаях сложных геологических условий с доказанной изменчивостью минерализации пластовых вод. Стоит отметить, что исследования проведены на гидрофильных горных породах. Изучение чувствительности параметра насыщения, определенного в термобарических условиях, к минерализации для негидрофильных коллекторов требует отдельного внимания и изучения.

11. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщенным. — Москва, 1985. — 12 с.
12. ГОСТ 8.234-2013. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Меры вместимости стеклянные. Методика поверки. — Москва: Стандартинформ, 2014. — 12 с.
13. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика). — Москва: Гостоптехиздат, 1962. — 381 с.
14. Зосимов Ф.Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод. — Тюмень, 1995. — 192 с.
15. Элланский М.М. и др. Влияние минерализации пластовой воды на остаточную водонасыщенность глинистых терригенных пород. — М.: Производственно-издательский комбинат ВНИТИ, 1987. — 17 с.

#### References

1. Dakhnov V.N. *Interpretatsiya karotazhnykh diagramm [Interpretation of well logging diagrams]*. Moscow—Leningrad, 1941. 496 p. (In Russ.)
2. Archie G.E. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Transactions of the AIME* 1942, vol. 146, pp. 54–62.
3. Enikeev B.N. 70 years of the Dakhnov—Archi equation. *Karotazhnik [Logbook]*. 2011, no. 7(205), pp. 209–226. (In Russ.). EDN NXBULB.
4. McPhee K., Reed J., Zubizarreta I. *Laboratornyye issledovaniya kerna: gid po luchshim praktikam [Laboratory core studies: a guide to best practices]*. Moscow—Izhevsk: Institute of Computer Research, 2018. 924 p. (In Russ.)
5. Rodivilov D.B., Grechneva O.M., Natchuk N.Yu., Rusanov A.S. Petrophysical basis for modeling the process of elision water injection into gas-bearing sediments of the Achimov formation. *Ekspozitsiya Neft' Gaz [Oil Gas Exposure]*. 2021, no. 6(85), pp. 41–45. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2021-6-41-45>. — EDN VFJUXY.
6. Dobrynin V.M. [et al.]. *Petrofizika: Uchebnik dlya vuzov [Petrophysics: Textbook for universities]*. Moscow: Nedra, 1991. 368 p. (In Russ.)
7. Volokitin Ya.E., Khabarov A.V. Integrated Methodology for Estimating the Oil Saturation Factor of Heterogeneous Reservoirs. *Karotazhnik [Logbook]*. 2009, no. 12 (189), pp. 143–166. (In Russ.) EDN KXZYAH.
8. Shulga R.S., Zhizhimontov I.N., Gil'manov Ya.I., Yatsenko V.M. Determination of the Conductivity of the Clay Component When Measuring the Specific Electrical Resistivity of Core Samples and Taking into Account the Cation Exchange Capacity Based on the Results of Well Geophysical Surveys. *Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry]*. 2024, no. 3, pp. 8–14. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-24482024-3-8-14>. EDN EDNCUA.
9. Motorin I. V., Belyakov E.O. Petrophysical modeling of current water saturation based on experiments of electrical conductivity measurements in different water saturation regimes with different mineralization. *Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry]*. 2025, no. 4, pp. 54–59. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2025-4-54-58>. EDN QMQNHU.
10. Rodivilov D.B., Grechneva O.M., Makhmutov I.R. [et al.] Petrophysical method for predicting the saturation nature of Achimov formation reservoirs with changes in formation water mineralization. *Neftyanoye khozyaystvo [Oil Industry]*. 2022, no. 8, pp. 56–59. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-8-56-59>. EDN CGXFEO.
11. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщенным [ГОСТ 26450.1-85. Rocks. Method for determining the coefficient of open porosity by liquid saturation]. Moscow, 1985. 12 p. (In Russ.)
12. ГОСТ 8.234-2013. Межгосударственный стандарт. Государственная система обеспечения единства измерений. Меры вместимости стеклянные. Методика поверки [ГОСТ 8.234-2013. Interstate standard. State system for ensuring the uniformity of measurements. Glass capacity measures. Verification Methodology]. Moscow: Стандартинформ, 2014. 12 p. (In Russ.)
13. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) [Physical Properties of Rocks (Petrophysics)]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962. 381 p. (In Russ.)
14. Зосимов Ф.Н. Диффузный слой и минерализация пластовых вод [Diffuse Layer and Mineralization of Formation Waters]. Tyumen: 1995. 192 p. (In Russ.)
15. Элланский М.М. [et al.] Влияние минерализации пластовой воды на остаточную водонасыщенность глинистых терригенных пород [Effect of Formation Water Mineralization on Residual Water Saturation of Clayey Terrigenous Rocks]. Moscow: Production and Publishing Plant VNIIT, 1987. 17 p. (In Russ.)

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**Д.Б. Родивиллов** — существенный вклад в замысел и дизайн исследования, подготовка статьи в части анализа и интерпретации данных.

**Е.Н. Саломатин** — сбор данных, подготовка статьи в части методологии лабораторных исследований ядра.

**Р.С. Шульга** — окончательное одобрение варианта статьи для опубликования.

**Danil B. Rodivilov** — made the main contribution to the concept and design of the study. Prepared the article in terms of data analysis and interpretation.

**Evgenii N. Salomatin** — conducted data collection and prepared an article on the methodology of laboratory core studies.

**Roman S. Shul'ga** — gave final approval to the version of the article for publication.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Данил Борисович Родивиллов\*** — кандидат геолого-минералогических наук, старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр» 625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1, БЦ «Овентал».  
e-mail: dbrodivilov@tnnc.rosneft.ru

**Danil B. Rodivilov\*** — Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC BTS «Ovental», 79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia.  
e-mail: dbrodivilov@tnnc.rosneft.ru

**Евгений Николаевич Саломатин** — главный специалист лаборатории специальных петрофизических исследований, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Evgenii N. Salomatin** — Chief specialist of the laboratory of special petrophysical research, Tyumen Petroleum Research Center LLC

**Роман Сергеевич Шульга** — начальник управления лабораторных исследований, Центр исследований ядра, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

**Roman S. Shul'ga** — Head of the Laboratory Research Department of the Core Research Center, Tyumen Petroleum Research Center LLC

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author