

Научная статья

УДК 550.832"622.62"(571.1-17)

doi.org/10.52349/0869-7892\_2025\_103\_90-99

**Повышение успешности решения геологоразведочных и поисковых задач с помощью комплекса АИНК-ПЛ на примере ачимовской толщи (север Западной Сибири)****О. В. Чикишева<sup>1</sup>✉, Ю. В. Гречко<sup>1</sup>, Д. А. Митрофанов<sup>1</sup>, И. Н. Жижимонтов<sup>1</sup>, М. А. Басыров<sup>2</sup>, И. А. Зырянова<sup>2</sup>**<sup>1</sup>РН-Геология Исследования Разработка, Тюмень, Россия, OVChikisheva@rn-gir.rosneft.ru ✉<sup>2</sup>Нефтяная компания «Роснефть», Москва, Россия

**Ключевые слова:** ачимовские отложения, аппаратура импульсного нейтронного каротажа, минеральный состав пород, импульсный нейтрон-гамма спектрометрический каротаж, объемно-компонентная модель, сложнопостроенные коллекторы

**Для цитирования:** Повышение успешности решения геологоразведочных и поисковых задач с помощью комплекса АИНК-ПЛ на примере ачимовской толщи (север Западной Сибири) / О. В. Чикишева [и др.] // Региональная геология и металлогения. 2025. Т. 32, № 3. С. 90–99. [https://doi.org/10.52349/0869-7892\\_2025\\_103\\_90-99](https://doi.org/10.52349/0869-7892_2025_103_90-99)

**Аннотация.** В статье представлен опыт применения аппаратуры импульсного нейтронного каротажа (прибор АИНК-ПЛ) для решения поисково-разведочных задач на примере двух скважин, вскрывших сложнопостроенные коллекторы ачимовских отложений одного из месторождений, расположенного в Енисей-Хатангском структурно-фациальном районе. Отечественный комплекс АИНК-ПЛ эффективно внедряется на объектах ПАО «НК «Роснефть» с 2023 г. Методика обработки комплекса АИНК-ПЛ, реализуемая в ООО «РН-Геология Исследования Разработка», позволяет на количественном уровне определить детальный химический состав горных пород (16 элементов), макроскопическое сечение захвата и водородосодержание (нейтронную пористость). В статье показано, что химические элементы, полученные в результате обработки импульсного нейтрон-гамма спектрометрического каротажа, могут служить индикаторами для определения типового минерального состава разреза при отсутствии керновых данных. Выполнен анализ влияния наличия данных импульсного нейтрон-гамма спектрометрического каротажа и гамма-гамма плотностного каротажа на результаты построения объемно-компонентной модели. Установлено, что исключение этих методов из входных данных приводит к недоучету породообразующих минералов и снижению доли песчаника (росту глинистости) в общем объеме породы. Исключение гамма-гамма плотностного каротажа из входных методов геофизических исследований скважин приводит к занижению коэффициента пористости относительно данных керна (~2 % абс.). На основании полученных результатов обоснован оптимальный комплекс геофизических исследований скважин для последующего поисково-разведочного и эксплуатационного бурения.

Original article

UDC 550.832"622.62"(571.1-17)

doi.org/10.52349/0869-7892\_2025\_103\_90-99

**Increasing the success of geological exploration and prospecting work with the AINK-PL complex, based on the Achimov deposits (northern West Siberia)****O. V. Chikisheva<sup>1</sup>✉, Yu. V. Grechko<sup>1</sup>, D. A. Mitrofanov<sup>1</sup>, I. N. Zhizhimontov<sup>1</sup>, M. A. Basyrov<sup>2</sup>, I. A. Zyryanova<sup>2</sup>**<sup>1</sup>RN-Geology Research Development, Tyumen, Russia, OVChikisheva@rn-gir.rosneft.ru ✉<sup>2</sup>Rosneft Oil Company, Moscow, Russia

© О. В. Чикишева, Ю. В. Гречко, Д. А. Митрофанов, И. Н. Жижимонтов, М. А. Басыров, И. А. Зырянова, 2025

**Keywords:** Achimov deposits, pulsed neutron logging equipment, mineral composition of rocks, impulse neutron-gamma spectrometry method, volumetric component model, complex reservoir rocks

**For citation:** Increasing the success of geological exploration and prospecting work with the AINK-PL complex, based on the Achimov deposits (northern West Siberia) / O. V. Chikisheva [et al.]. *Regional Geology and Metallogeny*. 2025; 32 (3): 90–99. [https://doi.org/10.52349/0869-7892\\_2025\\_103\\_90-99](https://doi.org/10.52349/0869-7892_2025_103_90-99)

**Abstract.** The paper describes experience in using pulsed neutron logging equipment (AINK-PL device) to solve prospecting and exploration work tasks, based on two wells exposing the Achimov complex reservoir rocks in a field located in the Yenisei-Khatanga structural-facies area. The domestic AINK-PL complex has been effectively implemented at the Rosneft Oil Company's facilities since 2023. The AINK-PL processing methodology in RN-Geology Research Development quantitatively determines a detailed chemical composition of rocks (16 elements), macroscopic capture cross-section, and hydrogen content (neutron porosity). In the article, chemical elements obtained with an impulse neutron-gamma spectrometry method may serve as indicators for determining the typical mineral composition of a section, with the core data missing. There is analyzed the influence of the impulse neutron-gamma spectrometry method and gamma-gamma density logging on the volumetric component model results. Sequential exclusion of these methods from input data results in an underestimation of rock-forming minerals and decrease in the sandstone proportion (clay content increase) in the total rock volume. Exclusion of the gamma-gamma density logging from input log data leads to a porosity ratio decrease, as compared to core data (~2% absolute). The obtained results prove efficiency of the optimal logging complex for subsequent exploratory and production drilling.

## ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования на изучаемой территории являются глубоководные отложения пластов ачимовского типа, представленные песчаниками мелкозернистыми, тонко-мелкозернистыми с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники преимущественно с массивной, градационной, флюидальной текстурой; встречаются прослои песчаников с глинистыми интракластами уплотненной формы, с мелкой косой, горизонтальной и конволютной слоистостью. Аргиллиты и алевролиты — глинистые массивные, градационные и тонкослоистые.

По структурно-текстурным признакам установлено, что изучаемые отложения формировались

в глубоководных морских условиях [1]. Породы-коллекторы в основном приурочены к фациям турбидитовых каналов и лопастей. Для коллекторов характерен преимущественно кварц-полевошпатовый состав, глины чаще всего представлены хлоритом и гидрослюдой с примесью каолинита и смешаннослойных минералов (рис. 1).

Пористость большинства пород-коллекторов составляет 12–17%, проницаемость —  $(0,08–2) \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Согласно классификации А. А. Ханина, более 90% образцов-коллекторов относятся к VI классу [2]. Часть образцов, отобранных из песчаников, расположенных ближе к источнику сноса, характеризуются значениями проницаемости до  $(2–50) \times 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

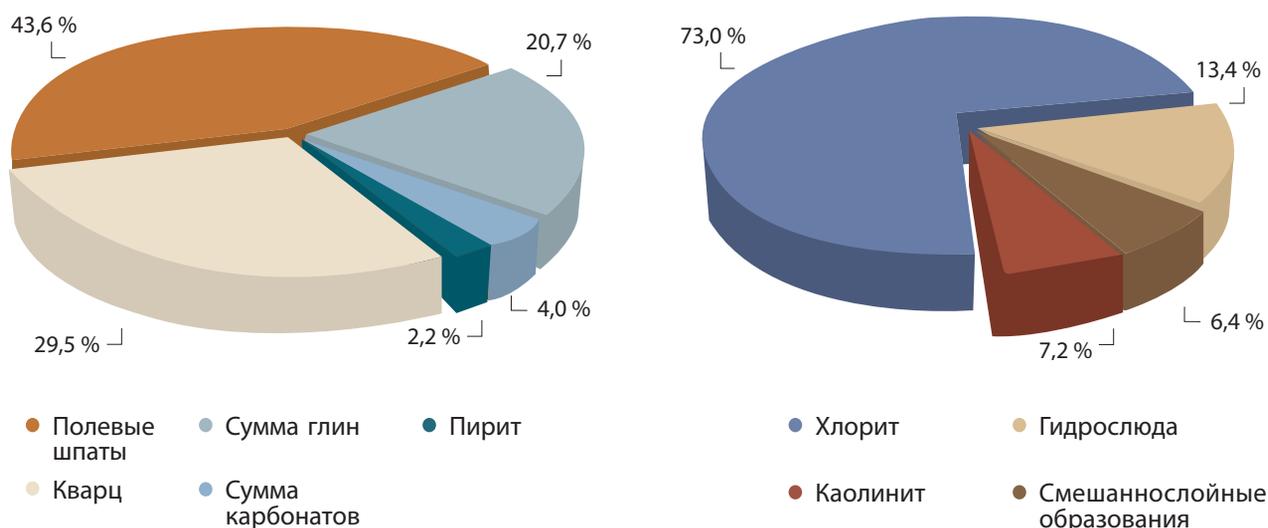


Рис. 1. Минеральный состав пород-коллекторов отложений пластов Нх по данным рентгеноструктурного анализа  
Источник: по [2]

Fig. 1. Mineral composition of reservoir rocks in geological layers Nh after X-ray diffraction analysis

Source: from [2]



### Качественная интерпретация данных АИНК-ПЛ (первичная информация об объекте)

При выполнении комплексной геолого-петрофизической интерпретации данных АИНК-ПЛ полученные весовые концентрации химических элементов на первом этапе используются как индикаторы для определения типового минерального состава разреза (рис. 2\*).

Нормализация показаний Si и Al (трек 3) позволяет выделить в разрезе основные кварцевые тела, глинистость которых увеличивается при повышении концентрации Al.

Концентрации Fe и Al служат индикаторами глинистости. Увеличение Fe относительно Al (трек 4) соотносится с ростом содержания хлорита в составе глин.

Сопоставления Al/K и Al/Na (треки 5, 6) указывают на присутствие калиевых и натриевых полевых шпатов в интервалах песчаников.

Плотные пропластки представлены в основном кальцитом, на что указывает увеличение концентрации Ca относительно Mg (трек 7). Пиковые концентрации S (трек 8) ассоциируются с карбонатными

включениями и углем (УВ/кероген). Концентрация S (трек 9) в изучаемом разрезе ассоциируется с минералами группы сульфидов (пиритом).

Таким образом, нормализация показаний элементов между собой помогает спрогнозировать преобладающие породообразующие, глинистые и акцессорные минералы, что является особенно актуальным для новых участков, на которых не известен минеральный состав и отсутствуют исследования керна. Кроме того, сопоставление химических элементов между собой позволяет предварительно оценить наличие прослоев потенциальных терригенных коллекторов в разрезе, преимущественный состав полевых шпатов, оценить тип глин, наличие карбонатных и углистых пропластков, а также включения пирита [6].

После получения результатов исследования керна методом рентгенофлуоресцентного анализа было выполнено сопоставление химического состава пород, полученного по керну и комплексу АИНК-ПЛ (рис. 3\*). Хорошая сопоставимость результатов говорит о достоверности обработки комплекса АИНК-ПЛ и возможности использования его данных для количественной интерпретации [7].

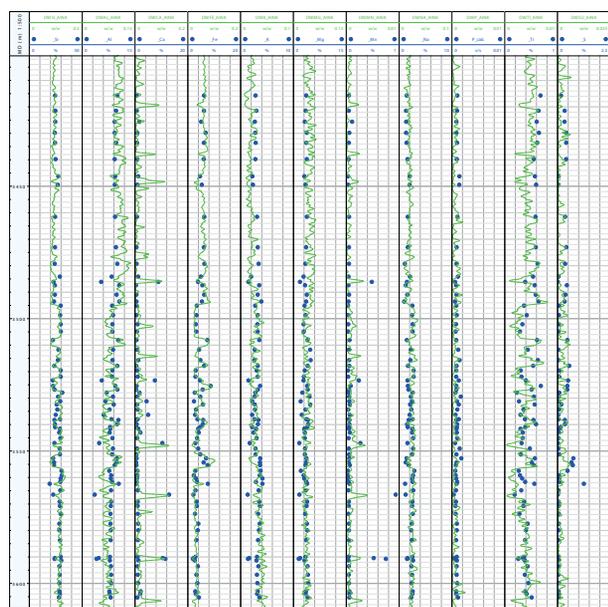


Рис. 3. Сопоставление содержания химических элементов по данным АИНК-ПЛ и рентгенофлуоресцентного анализа в скв. 1

Fig. 3. Comparison of chemical elements content by the АИНК-ПЛ data and after X-ray fluorescence analysis in well 1



Рис. 3\*. Полная версия рисунка в высоком разрешении доступна по ссылке: <https://reggeomet.elpub.ru/jour/article/download/SuppFile/327/24>

### Комплексная количественная интерпретация данных ГИС (построение объемно-компонентной модели)

Построение объемно-компонентной модели (далее — ОКМ) горных пород выполнялось при помощи решения системы линейных алгебраических уравнений оптимизационным методом [8]. В качестве входных данных использовались следующие кривые ГИС:

- массовое содержание химических элементов (комплекс АИНК-ПЛ);
- водородосодержание и макросечение захвата (комплекс АИНК-ПЛ);
- интегральная радиоактивность (комплекс АИНК-ПЛ);
- объемная плотность (прибор 2ГКП-Т76);
- коэффициент открытой пористости по ЯМК (прибор 5ЯК).

Для построения ОКМ применялись уточненные константы, полученные по результатам изучения керна, отобранного из аналогичных отложений в данном регионе. Контроль качества ОКМ проводился путем сопоставления полученного минерального состава с результатами исследования керна методом рентгеноструктурного анализа (далее — РСА) (рис. 4\*), а также по сопоставлению реальных и восстановленных кривых методов ГИС. Сходимость данных в пределах погрешности измерений свидетельствует о корректности полученных результатов [7].

Как отмечалось ранее, одной из наиболее важных задач, которая решается при обработке материалов ИНГК-С, является количественная оценка свойств матрицы породы [9]. Совместный анализ данных ГИК-П — ННКт<sup>1</sup> — ГК-С и ИНГК-С позволяет корректно

<sup>1</sup>Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.

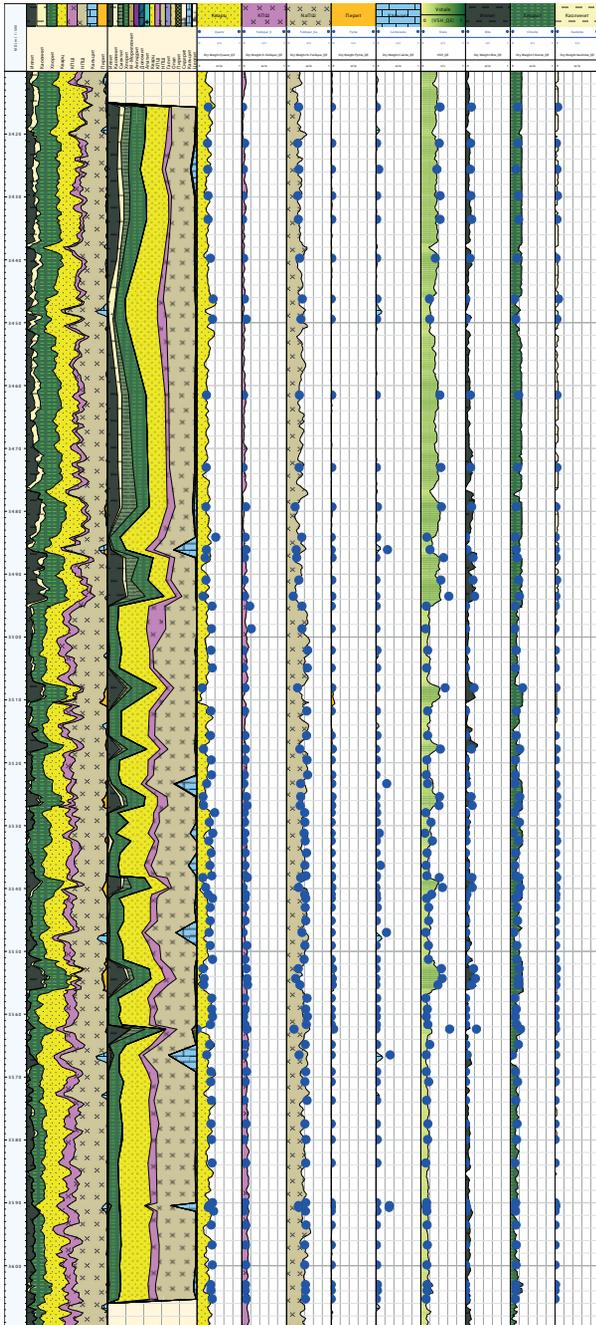


Рис. 4. Сопоставление минерального состава по результатам обработки данных АИНК-ПЛ и рентгеноструктурного анализа по скв. 1

Fig. 4. Comparison of mineral composition after the AINK-PL results interpretation and X-ray diffraction analysis in well 1

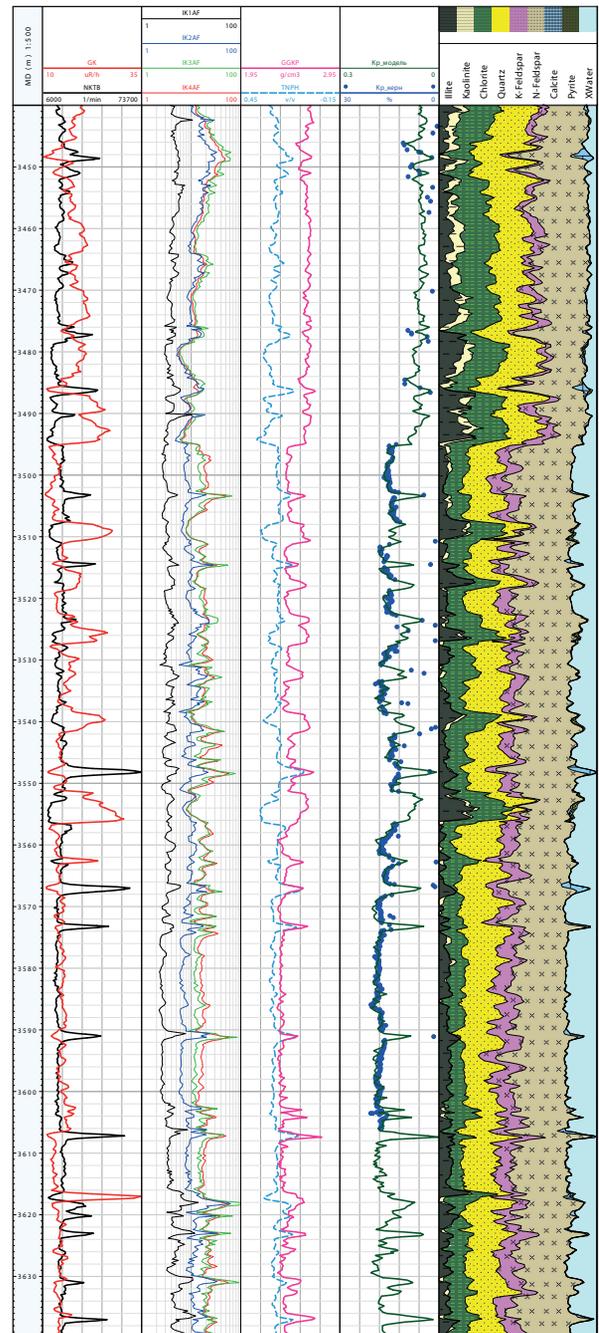


Рис. 5. Результаты комплексной обработки методов ГИС по скв. 1

Fig. 5. Complex interpretation results of logging in well 1



Рис. 4\*. Полная версия рисунка в высоком разрешении доступна по ссылке: <https://reggeomet.elpub.ru/jour/article/downloadSuppFile/327/25>



Рис. 5\*. Полная версия рисунка в высоком разрешении доступна по ссылке: <https://reggeomet.elpub.ru/jour/article/downloadSuppFile/327/26>

учитывать изменения свойств матрицы и существенно снижает неопределенности при оценке ФЭС изучаемых пород. Результаты комплексной интерпретации методов ГИС по скв. 1, представленные на рис. 5\*, демонстрируют хорошую сходимость с данными исследований ФЭС по керну.

**Анализ результатов моделирования (оценка значимости ИНГК-С)**

Несмотря на очевидные преимущества использования метода ИНГК-С при комплексной петрофизической интерпретации [10], запись этого метода проводят не во всех поисково-разведочных скважинах. В связи с этим актуальным является вопрос, какое

влияние оказывает на результаты петрофизической интерпретации отсутствие в комплексе метода ИНГК-С, а также метода гамма-гамма плотностного каротажа (далее — ГГК-П), и, как следствие, подбор оптимального комплекса ГИС для последующего поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Для оценки чувствительности методов ГИС на результаты моделирования для пород со сложным литологическим составом было проведено построение объемно-компонентных моделей с последовательным исключением из входных данных методов ИНГК-С (модель 2) и ГГК-П (модель 3). Известно, что уменьшение используемых при моделировании кривых ГИС приводит к упрощению модели. Учитывая объем входных данных, в модели 2 прогнозировалось содержание кварца, полевых шпатов и глин,

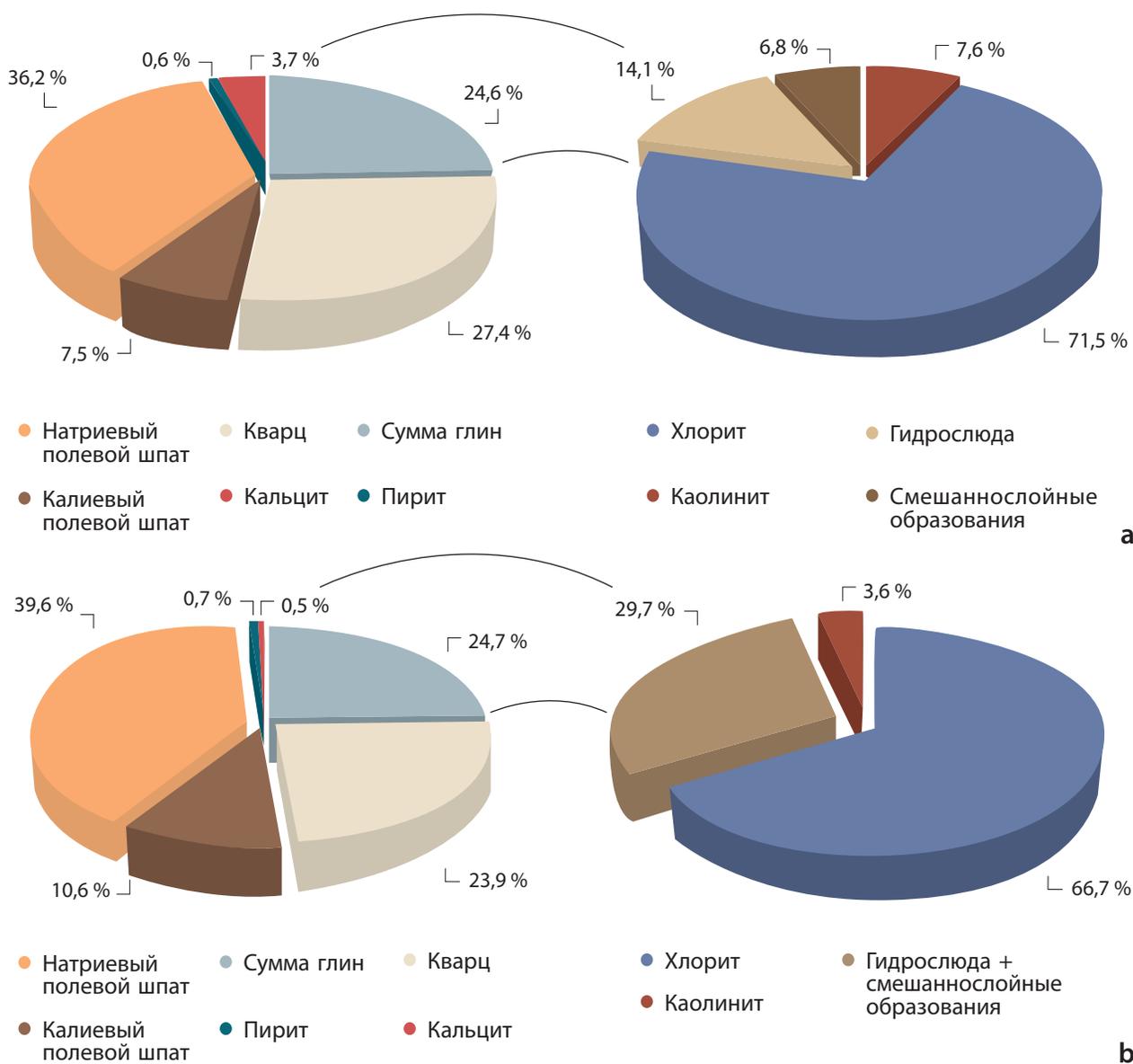


Рис. 6. Минеральный состав отложений пластов Nh по скв. 1

a — по данным рентгеноструктурного анализа; b — по результатам моделирования

Fig. 6. Mineral composition of rocks in geological layers Nh in well 1

a — after X-ray diffraction analysis; b — after modeling

а в модели 3 — песчаника и глин. Петрофизические свойства компонент моделей 2 и 3 определялись исходя из констант, установленных при построении модели 1, а также исходя из результатов прогноза минерального состава пород. По результатам моделирования (модель 1) было установлено, что в обеих скважинах полевые шпаты имеют преимущественно натриевый состав, а в глинах преобладает хлорит (рис. 6). Этот же вывод подтверждают и результаты РСА керна, небольшое количественное расхождение связано с различной статистической выборкой, используемой для сопоставления. Учитывая процентное содержание минералов, были определены петрофизические характеристики компонент моделей 2 и 3.

Сопоставление результатов моделирования в случае последовательного исключения из входных данных методов ИНГК-С и ГГК-П показало следующее (рис. 7\*). Отсутствие метода ИНГК-С в обеих скважинах (модели 2 и 3), помимо уменьшения числа компонент, приводит к увеличению глинистости

и, как следствие, недоучету породообразующих элементов в общем объеме породы. Последующее исключение метода ГГК-П (модели 3) усиливает этот эффект (снижение доли песчаника), что в конечном итоге приводит к занижению эффективной толщины. Кроме того, отсутствие метода ГГК-П (модель 3) существенно сказывается на достоверности оценки коэффициента пористости (рис. 7\*, 8). В таком случае для корректной оценки ФЕС появляется необходимость более детально дифференцировать разрез и задавать собственные параметры в петрофизических моделях для каждого выделенного интервала разреза.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Показана возможность использования химических элементов, полученных в результате обработки импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа, в качестве индикаторов для определения

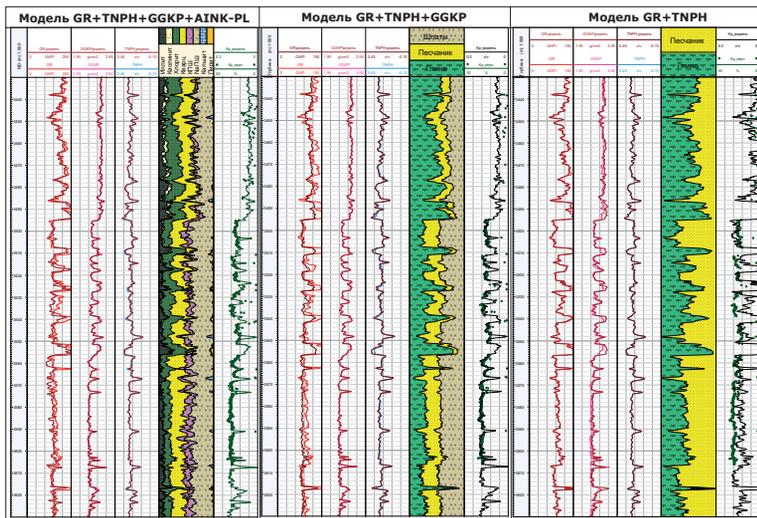


Рис. 7. Сопоставление результатов моделирования по скв. 1

Fig. 7. Comparison of modeling results in well 1



Рис. 7\*. Полная версия рисунка в высоком разрешении доступна по ссылке: <https://reggeomet.elpub.ru/jour/article/downloadSupFile/327/27>

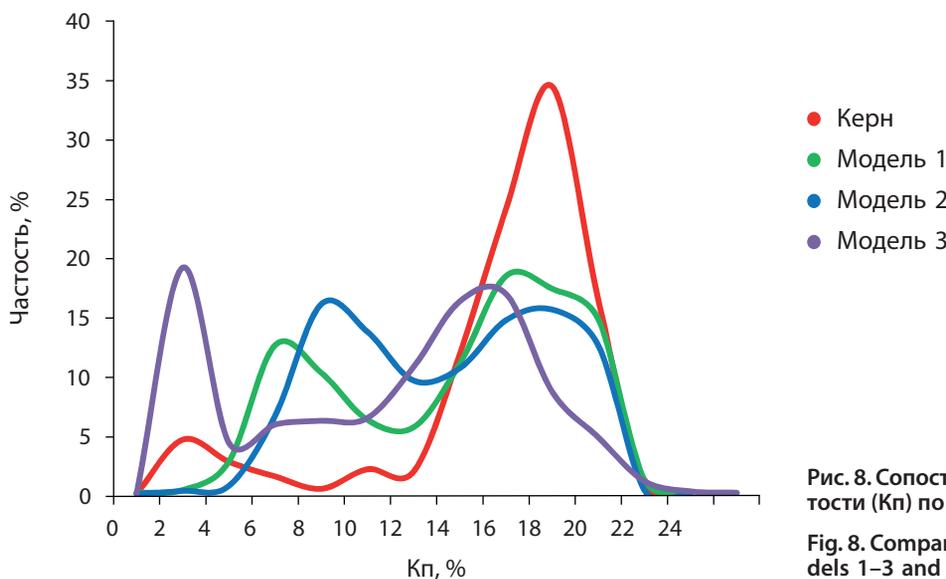


Рис. 8. Сопоставление коэффициента пористости ( $K_p$ ) по моделям 1–3 и керну по скв. 1

Fig. 8. Comparison of porosity ratio ( $K_p$ ) in models 1–3 and well 1 core

типового минерального состава разреза в условиях отсутствия керновых данных.

Выполнен анализ влияния методов импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа и гамма-гамма плотностного каротажа на результаты построения объемно-компонентной модели на примере двух скважин, вскрывших сложнопостроенные коллекторы ачимовских отложений.

Последовательное исключение из входных данных методов импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа и гамма-гамма плотностного каротажа приводит к недоучету породообразующих минералов и снижению доли песчаника (росту глинистости) в общем объеме породы. Как следствие, это приводит к занижению эффективной толщины.

На достоверность оценки коэффициента пористости по данным геофизических исследований скважин наибольшее влияние оказывает метод гамма-гамма плотностного каротажа. Исключение этого метода из входных данных приводит к занижению коэффициента пористости относительно керновых данных (~2% абс.), что также может сказаться на уменьшении эффективной толщины при использовании количественных критериев при выделении коллекторов.

Исходя из полученных результатов, был разработан оптимальный комплекс геофизических исследований скважин для последующего поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. На новых (не изученных керном и бурением) участках комплекс геофизических исследований скважин должен включать в себя метод импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа для решения перечисленных выше задач. Получение достоверных результатов по содержанию химических элементов в составе пород возможно только при корректной обработке результатов записи импульсного спектрометрического нейтронного гамма-каротажа. Метод гамма-гамма плотностного каротажа, помимо получения надежной объемно-компонентной модели, необходим также и для уверенной оценки коэффициента пористости.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 745–776. <https://doi.org/10.15372/GiG20140504>.
2. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования / И. Н. Жижимонтов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-30-35>.
3. Развитие методики получения массовых долей химических элементов по результатам проведения геофизических исследований прибором АИНК-ПЛ / М. А. Басыров [и др.] // Каротажник. 2021. № 8. С. 121–130.
4. Опыт применения инновационного аппаратно-методического комплекса АИНК-ПЛ в петрофизическом моделировании в периметре ПАО «НК «Роснефть» / И. Р. Махмутов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2023. № 2. С. 66–71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-66-71>.

5. Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах / под ред. В. И. Петерсилье, Г. Г. Яценко. Москва–Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2006. 40 с.

6. Utilising geochemical data for the identification and characterisation of mineral exploration sample media within cover sequence materials / C. J. Tiddy [et al.] // Australian Journal of Earth Sciences. 2023. Vol. 70, no. 8. P. 1094–1122. <https://doi.org/10.1080/08120099.2019.1673484>.

7. Развитие технологий изучения керна в комплексе со специальными методами геофизических исследований скважин / М. А. Басыров [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2023. № 11. С. 12–16. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-11-12-16>.

8. A coherent framework for developing and applying multiple formation evaluation models / J. Quirein [et al.] // Proc. of SPWLA 27th Annual Logging Symposium, Houston, Texas, 9–13 June 1986. Houston, TX, 1986. URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-pdf/SPWLA-1986/SPWLA-1986/SPWLA-1986-DD/2030101/spwla-1986-dd.pdf> (дата обращения: 30.07.2025).

9. Herron S. L., Herron M. M. Application of nuclear spectroscopy logs to the derivation of formation matrix density // Proc. of SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas, 4–7 June 2000. Dallas, TX, 2000. URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-pdf/SPWLA-2000/SPWLA-2000/SPWLA-2000-JJ/1914282/spwla-2000-jj.pdf> (дата обращения: 30.07.2025).

10. Зырянова И. А., Хасанов И. Ш., Митрофанов Д. А. Оценка эффективности применения инновационного импортозамещающего аппаратно-методического комплекса АИНК-ПЛ // Нефтяное хозяйство. 2023. № 7. С. 6–9. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-7-6-9>.

## REFERENCES

1. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin / A. E. Kontorovich [et al.]. *Russian Geology and Geophysics*. 2014; 55 (5–6): 582–609. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005>. (In Russ.).
2. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits / I. N. Zhizhimontov [et al.]. *Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry*. 2022 (3): 30–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-30-35>. (In Russ.).
3. The development of the technique for measuring mass fractions of chemical elements using AINK-PL logs / M. A. Basyrov [et al.]. *Karotazhnik*. 2021; (8): 121–130. (In Russ.).
4. Application of innovative instrumentation & methodic equipment complex AINK-PL for petrophysical modeling in Rosneft Oil Company / I. R. Makhmutov [et al.]. *Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry*. 2023; (2): 66–71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-66-71>. (In Russ.).
5. Guidelines for the use of nuclear-physical methods, including carbon-oxygen logging, to assess oil and gas saturation of reservoir rocks in cased wells / Eds. V. I. Petersilye, G. G. Yatsenko. Moscow–Tver: VNIGNI, NPP “Tvergeophysics”; 2006. 40 p. (In Russ.).
6. Utilising geochemical data for the identification and characterisation of mineral exploration sample media within cover sequence materials / C. J. Tiddy [et al.]. *Australian Journal of Earth Sciences*. 2023; 70 (8): 1094–1122. <https://doi.org/10.1080/08120099.2019.1673484>.
7. Development of core study technologies to support special logging methods / M. A. Basyrov [et al.]. *Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry*. 2023; (11): 12–16. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-11-12-16>. (In Russ.).
8. A coherent framework for developing and applying multiple formation evaluation models / J. Quirein [et al.]. *Proc. of SPWLA 27th Annual Logging Symp.*, Houston, Texas,

9–13 June 1986. Houston, TX; 1986. URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-pdf/SPWLA-1986/SPWLA-1986/SPWLA-1986-DD/2030101/spwla-1986-dd.pdf> (accessed 30.07.2025).

9. Herron S. L., Herron M. M. Application of nuclear spectroscopy logs to the derivation of formation matrix density. *Proc. of SPWLA 41st Annual Logging Symposium*, Dallas, Texas, 4–7 June 2000. Dallas, TX; 2000. URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-pdf/SPWLA-2000/SPWLA-2000/SPWLA-2000-JJ/1914282/spwla-2000-jj.pdf> (accessed 30.07.2025).

10. Zyryanova I. A., Khasanov I. Sh., Mitrofanov D. A. Efficiency assessment of innovative instrumentation & methodic equipment complex AINK-PL. *Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry*. 2023; (7): 6–9. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-7-6-9>. (In Russ.).

---

## Ольга Витальевна Чикишева

Заведующий сектором

ООО «РН-Геология Исследования Разработка»,  
Тюмень, Россия

<https://orcid.org/0009-0003-8572-5747>  
SPIN-код РИНЦ 9275-8739  
OVChikisheva@rn-gir.rosneft.ru

## Юлия Владимировна Гречко

Менеджер

ООО «РН-Геология Исследования Разработка»,  
Тюмень, Россия

<https://orcid.org/0009-0007-6879-6841>  
YVGrechko@rn-gir.rosneft.ru

## Денис Андреевич Митрофанов

Менеджер

ООО «РН-Геология Исследования Разработка»,  
Тюмень, Россия

<https://orcid.org/0009-0006-0712-9060>  
SPIN-код РИНЦ 2666-8092  
AuthorID РИНЦ 817550  
DAMitrofanov@rn-gir.rosneft.ru

## Иван Николаевич Жижимонтов

Кандидат физико-математических наук, эксперт

ООО «РН-Геология Исследования Разработка»,  
Тюмень, Россия

<https://orcid.org/0009-0004-5037-1325>  
Scopus Author ID 57195921511  
SPIN-код РИНЦ 5729-6728  
AuthorID РИНЦ 1055116  
INZhizhimontov@rn-gir.rosneft.ru

## Марат Аглямич Басыров

Кандидат технических наук, начальник управления

ПАО «Нефтяная компания «Роснефть»,  
Москва, Россия

<https://orcid.org/0000-0001-7622-261X>  
Scopus Author ID 57195326917  
SPIN-код РИНЦ 9638-1718  
AuthorID РИНЦ 269936  
MABasyrov@rosneft.ru

## Olga V. Chikisheva

Head of Sector

RN-Geology Research Development,  
Tyumen, Russia

<https://orcid.org/0009-0003-8572-5747>  
RSCI SPIN-code 9275-8739  
OVChikisheva@rn-gir.rosneft.ru

## Yulia V. Grechko

Manager

RN-Geology Research Development,  
Tyumen, Russia

<https://orcid.org/0009-0007-6879-6841>  
YVGrechko@rn-gir.rosneft.ru

## Denis A. Mitrofanov

Manager

RN-Geology Research Development,  
Tyumen, Russia

<https://orcid.org/0009-0006-0712-9060>  
RSCI SPIN-code 2666-8092  
RSCI AuthorID 817550  
DAMitrofanov@rn-gir.rosneft.ru

## Ivan N. Zhizhimontov

PhD (Physics and Mathematics), Expert

RN-Geology Research Development,  
Tyumen, Russia

<https://orcid.org/0009-0004-5037-1325>  
Scopus Author ID 57195921511  
RSCI SPIN-code 5729-6728  
RSCI AuthorID 1055116  
INZhizhimontov@rn-gir.rosneft.ru

## Marat A. Basyrov

PhD (Engineering), Head of Department

Rosneft Oil Company,  
Moscow, Russia

<https://orcid.org/0000-0001-7622-261X>  
Scopus Author ID 57195326917  
RSCI SPIN-code 9638-1718  
RSCI AuthorID 269936  
MABasyrov@rosneft.ru

## Ирина Александровна Зырянова

Кандидат геолого-минералогических наук, менеджер

ПАО «Нефтяная компания «Роснефть»,  
Москва, Россия

<https://orcid.org/0009-0006-5984-3354>  
Scopus Author ID 36092417800  
SPIN-код РИНЦ 9811-7925  
AuthorID РИНЦ 1181694  
IAZyryanova@rosneft.ru

## Irina A. Zyryanova

PhD (Geology and Mineralogy), Manager

Rosneft Oil Company,  
Moscow, Russia

<https://orcid.org/0009-0006-5984-3354>  
Scopus Author ID 36092417800  
RSCI SPIN-code 9811-7925  
RSCI AuthorID 1181694  
IAZyryanova@rosneft.ru

---

**Вклад авторов:** *Чикишева О. В.* — подготовка данных, анализ и обобщение результатов, написание текста.

*Гречко Ю. В.* — подготовка и анализ данных, подготовка рисунков.

*Митрофанов Д. А.* — подготовка и анализ данных, написание текста.

*Жижимонтов И. Н.* — анализ и обобщение результатов, написание текста.

*Басыров М. А.* — организация и координация проведения работ,  
анализ и оценка полученных результатов, окончательная редакция текста.

*Зырянова И. А.* — разработка общей концепции, методическая помощь в проведении расчетов,  
подготовка рекомендаций по оценке эффектов от применения АИНК-ПЛ.

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

**Contribution of the authors:** *Chikisheva O. V.* — data preparation, results analysis and synthesis, writing the draft.

*Grechko Yu. V.* — data preparation and analysis, creating pictures.

*Mitrofanov D. A.* — data preparation and analysis, writing the draft.

*Zhizhimontov I. N.* — results analysis and synthesis, writing the draft.

*Basyrov M. A.* — project work organization and coordination,  
results analysis and evaluation, final version of the text.

*Zyryanova I. A.* — general concept development, methodological assistance in carrying out calculations,  
recommendations for assessing the AINK-PL device effects.

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

Статья поступила в редакцию 01.07.2025  
Одобрена после рецензирования 31.07.2025  
Принята к публикации 25.09.2025

Submitted 01.07.2025  
Approved after reviewing 31.07.2025  
Accepted for publication 25.09.2025