

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. Чикишева¹✉, Ю. В. Гречко¹, Д. А. Митрофанов¹, И. Н. Жижимонтов¹, М. А. Басыров², И. А. Зырянова²**¹РН-Геология Исследования Разработка, Тюмень, Россия, OVChikisheva@rn-gir.rosneft.ru ✉²Нефтяная 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

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. Chikisheva¹✉, Yu. V. Grechko¹, D. A. Mitrofanov¹, I. N. Zhizhimontov¹, M. A. Basyrov², I. A. Zyryanova²**¹RN-Geology Research Development, Tyumen, Russia, OVChikisheva@rn-gir.rosneft.ru ✉²Rosneft 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

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 — $(0,08–2) \times 10^{-3}$ мкм². 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 $(2–50) \times 10^{-3}$ мкм².

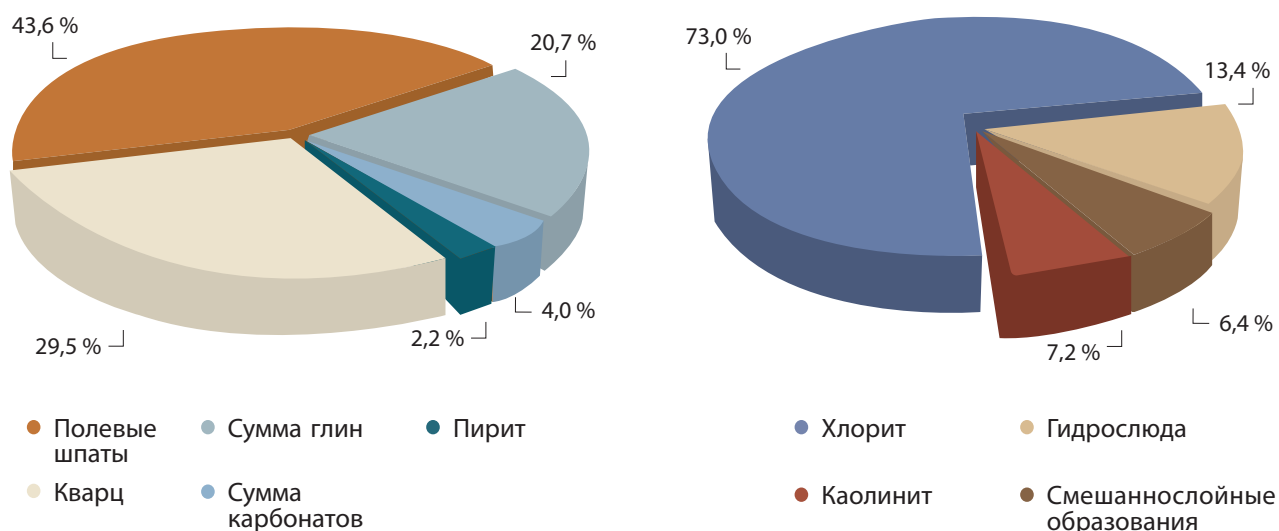


Рис. 1. Минеральный состав пород-коллекторов отложений пластов Нх по данным рентгеноструктурного анализа
Источник: по [2]

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].

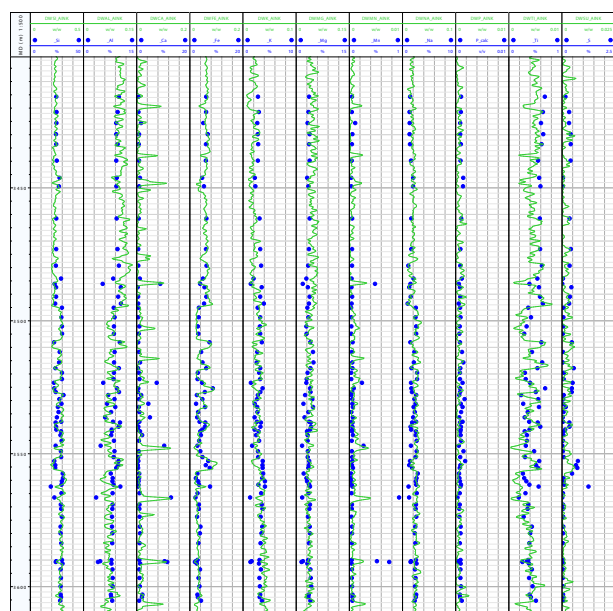


Рис. 3. Сопоставление содержания химических элементов по данным АИНК-ПЛ и рентгенофлуоресцентного анализа в скв. 1

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 2ГГКП-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 ГГК-П — ННКт¹ — ГК-С и ИНГК-С позволяет корректно

¹Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.

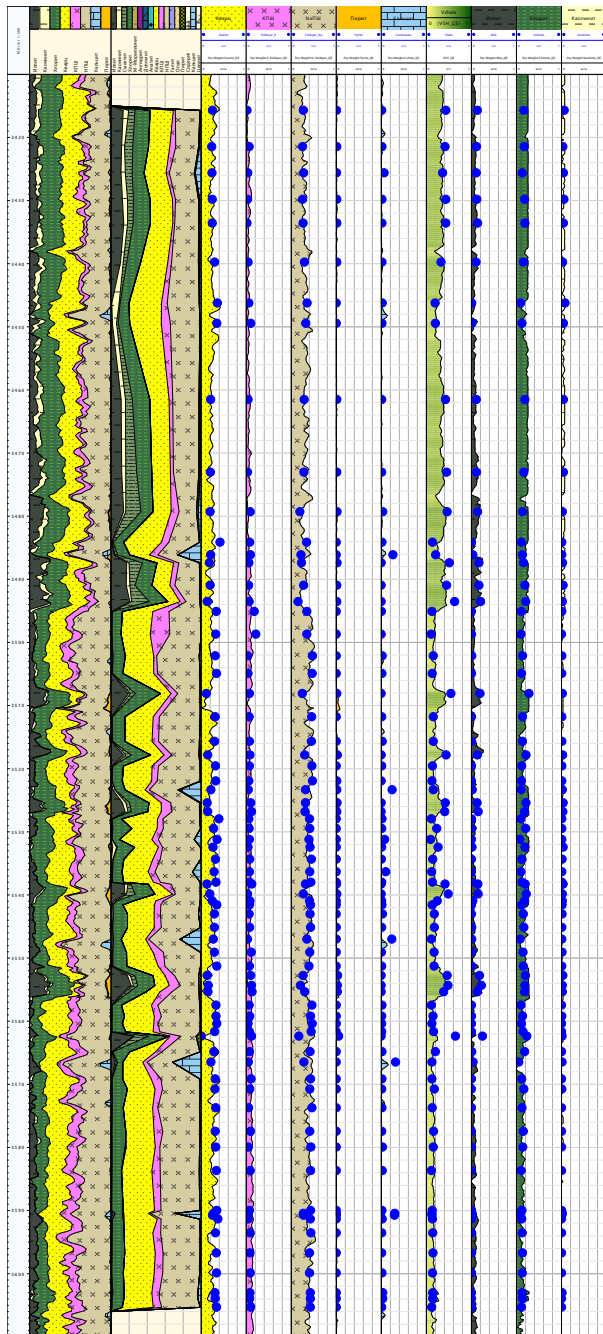


Рис. 4. Сопоставление минерального состава по результатам обработки данных АИНК-ПЛ и рентгеноструктурного анализа по скв. 1

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

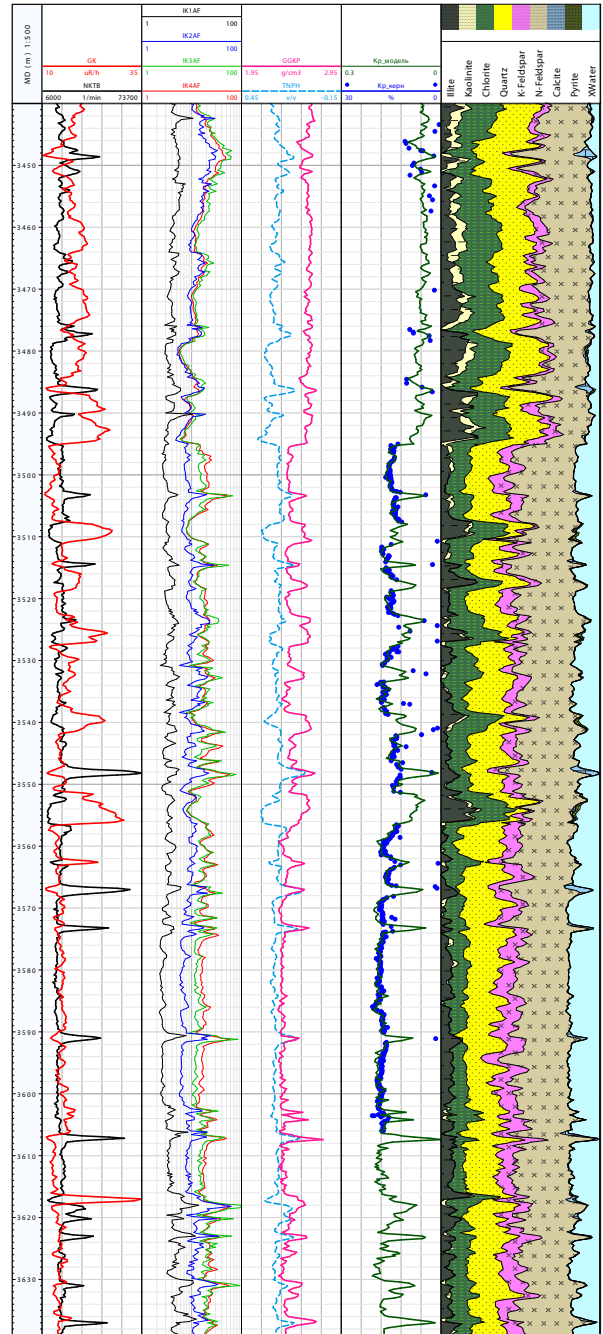


Рис. 5. Результаты комплексной обработки методов ГИС по скв. 1

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,

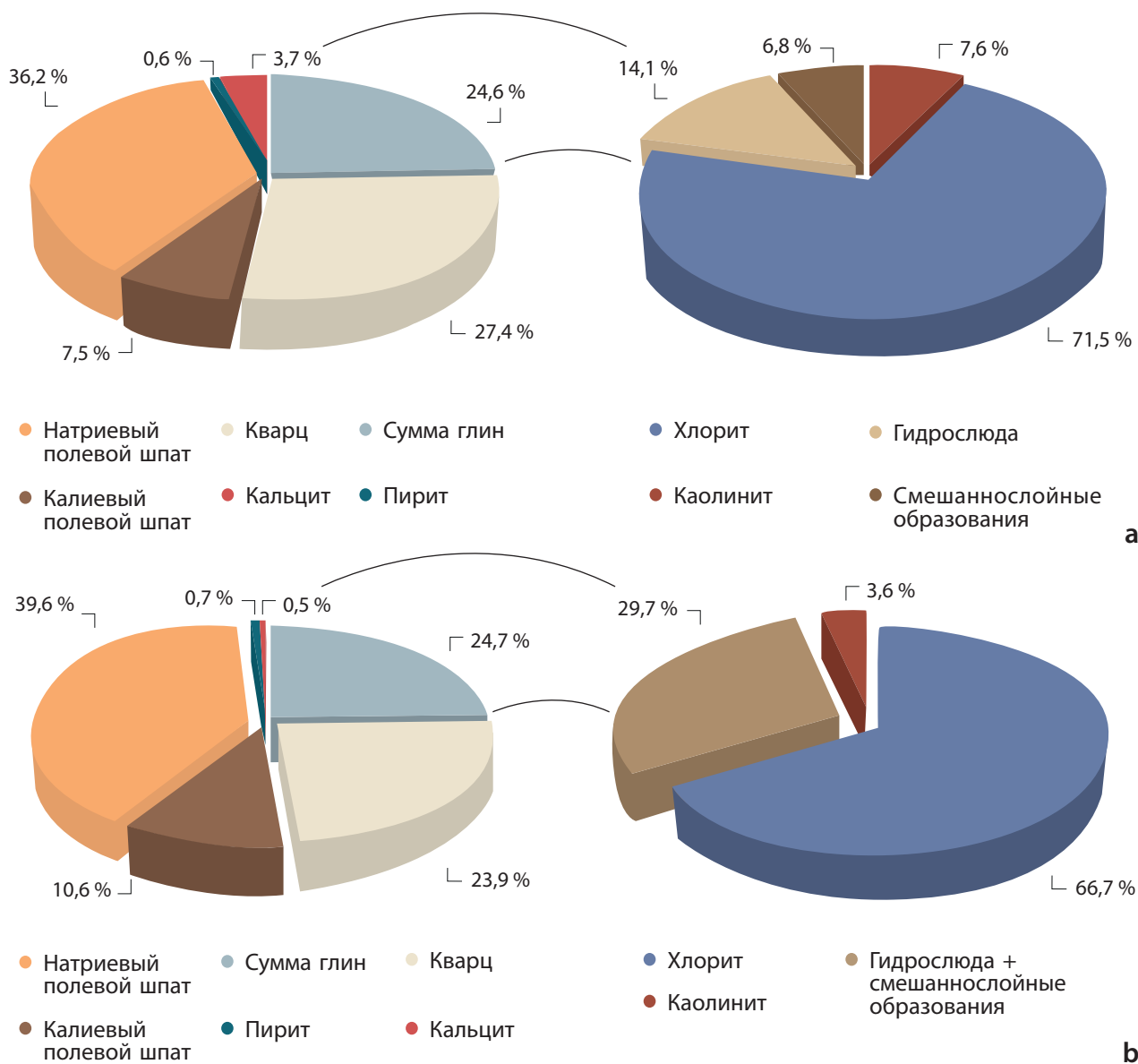


Рис. 6. Минеральный состав отложений пластов Nh по скв. 1
 a — по данным рентгеноструктурного анализа; b — по результатам моделирования

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

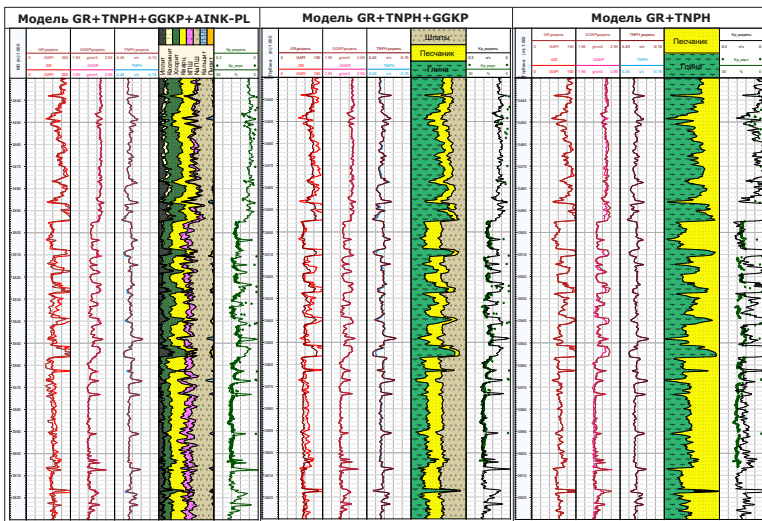


Рис. 7. Сопоставление результатов моделирования по скв. 1

Fig. 7. Comparison of modeling results in well 1

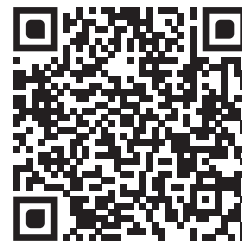


Рис. 7*. Полная версия рисунка в высоком разрешении доступна по ссылке: <https://reggeomet.elpub.ru/jour/article/downloadSupFile/327/27>

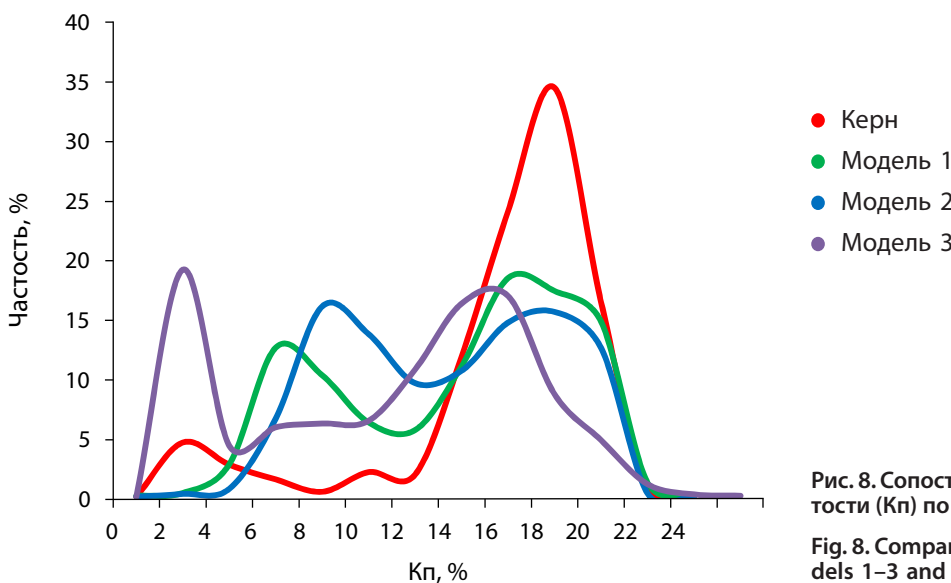


Рис. 8. Сопоставление коэффициента пористости (K_p) по моделям 1–3 и керну по скв. 1

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