



Научная статья  
УДК 622.276  
<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.8>

## ПРОМЫСЛОВО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ МИНЕРАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ НА МИКРОУРОВНЕ КОСВЕННЫМИ И ПРЯМЫМИ ИССЛЕДОВАНИЯМИ

Вячеслав Григорьевич Копченков<sup>1\*</sup>,  
Владимир Васильевич Федоренко<sup>2</sup>,  
Раиса Егоровна Шестерикова<sup>3</sup>,  
Владимир Сергеевич Крамаренко<sup>4</sup>,  
Елизавета Гапуровна Керимова<sup>5</sup>

- <sup>1, 2, 3, 4, 5</sup> Северо-Кавказский федеральный университет (д. 1, ул. Пушкина, Ставрополь, 355017, Российская Федерация)  
<sup>1</sup> [vkopchenkov@ncfu.ru](mailto:vkopchenkov@ncfu.ru); <https://orcid.org/0009-0007-4962-3806>  
<sup>2</sup> [ms.SNGS@mail.ru](mailto:ms.SNGS@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0002-3979-2602>  
<sup>3</sup> [rshestrikova@ngfu.ru](mailto:rshestrikova@ngfu.ru); <https://orcid.org/0009-0007-7683-9995>  
<sup>4</sup> [geoshot@mail.ru](mailto:geoshot@mail.ru); <https://orcid.org/0009-0006-8300-7970>  
<sup>5</sup> [elizavetakerimova11@gmail.com](mailto:elizavetakerimova11@gmail.com); <https://orcid.org/0009-0006-9909-487X>  
\* Автор, ответственный за переписку

### Аннотация.

В статье рассматриваются исследования физико-механических свойств горных пород, с целью моделирования процессов по интенсификации, изучения возможности получения качественной сети трещин при гидроразрыве пласта, а также радиоактивных элементов, являющихся индикаторами глинистости. Данные о литологическом расчленении пород по содержанию отдельных естественно-радиоактивных элементов, на основании введенного коэффициента литологической дифференциации пород  $K_d$ , отражают отношение модальных значений их гамма-активности и указывают на наибольшую разрешающую способность тория, очевидно, в силу того, что он связан с минеральной частью породы, а не с концентрацией органического вещества.  $K_d$  по урану  $U$  существенно ниже, чем по  $Th$ , по причине тесной зависимости от органического вещества. В статье рассматривается само определение «глинистость», для понимания возможности ее регистрации. В одних случаях под глинистостью понимают гранулометрическую глинистость т.е. пелитовую фракцию, независящую от минерального состава в этом случае представляется возможным определять ФЕС пород, в других случаях определение «глинистость» связана с присутствием в горной

породе глинистых минералов соответственно в них отмечается присутствие химически связанной воды. В статье также приведена методика анализа ядерного материала на порошковом дифрактометре. По результатам исследований ядра по методу рентгеновской дифрактометрии был определен фазовый состав изучаемых образцов горных пород. На основе выполненных измерений и данных промысловой геофизики были рассчитаны параметры упругой среды с целью получения исходного материала для имитационного моделирования распространения трещины при гидроразрыве пласта. В конце статьи выполнено сопоставление пористости по ядру, шламу и электрическому коротажу, отмечается их высокая сходимость.

**Ключевые слова:** глинистые породы, дифрактометр, коэффициент пористости, параметры упругой среды, минералы.

**Для цитирования:** Промыслово-геологический анализ минеральной неоднородности горной породы на микроуровне косвенными и прямыми исследованиями / В. Г. Копченков, В. В. Федоренко, Р. Е. Шестерикова, В. С. Крамаренко, Е. Г. Керимова // Наука. Инновации. Технологии. 2025. № 4. С. 175–204. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.8>

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

Статья поступила в редакцию 10.06.2025;  
одобрена после рецензирования 20.11.2025;  
принята к публикации 14.12.2025.

#### **2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences)** Research article

### **Industrial geological analysis of mineral heterogeneity of rocks at the micro-level using indirect and direct research**

**Vyacheslav G. Kopchenkov<sup>1\*</sup>,  
Vladimir V. Fedorenko<sup>2</sup>,  
Raisa E. Shesterikova<sup>3</sup>,  
Vladimir S. Kramarenko<sup>4</sup>,  
Elizaveta G. Kerimova<sup>5</sup>**

<sup>1, 2, 3, 4, 5</sup> North-Caucasus Federal University (1, Pushkin Street, Stavropol, 355017, Russian Federation)

<sup>1</sup> [vkopchenkov@ncfu.ru](mailto:vkopchenkov@ncfu.ru); <https://orcid.org/0009-0007-4962-3806>

<sup>2</sup> [ms.SNGS@mail.ru](mailto:ms.SNGS@mail.ru); <https://orcid.org/0000-0002-3979-2602>

- <sup>3</sup> rshestrikova@ngfu.ru; <https://orcid.org/0009-0007-7683-9995>  
<sup>4</sup> geoshot@mail.ru; <https://orcid.org/0009-0006-8300-7970>  
<sup>5</sup> elizavetakerimova11@gmail.com; <https://orcid.org/0009-0006-9909-487X>  
\* Corresponding author

**Abstract.**

This article examines physical and mechanical properties of rocks with the aim of modeling intensification processes and exploring the feasibility of producing a high-quality fracture network during hydraulic fracturing. It also examines radioactive elements as indicators of clay content. Data on the lithological dissection of rocks based on the content of individual naturally occurring radioactive elements, based on the introduced lithological differentiation coefficient  $K_d$ , reflect the ratio of their modal gamma activity values and indicate the highest resolving power of thorium, apparently due to its association with the mineral component of the rock rather than the concentration of organic matter. The  $K_d$  for uranium (U) is significantly lower than for Th due to its close dependence on organic matter. The article examines the definition of 'clayiness' to understand its possible recording. In some cases, clayiness refers to the granulometric clay content, i.e. the pelitic fraction, independent of mineral composition, in which case it is possible to determine the reservoir properties of rocks. In other cases, the definition of 'clayiness' is associated with the presence of clay minerals in the rock, which, accordingly, indicates the presence of chemically bound water. The article also presents a method for analyzing core material using a powder diffractometer. Based on core X-ray diffractometry data, the phase composition of the rock samples was determined. Based on these measurements and field geophysics data, elastic parameters were calculated to provide the initial data for simulating fracture propagation during hydraulic fracturing. At the end of the article, porosity data from core, cuttings, and electrical logging are compared, demonstrating high convergence.

**Keywords:**

clay rocks, diffractometer, porosity coefficient, elastic medium parameters, minerals.

**For citation:**

Kopchenkov VG, Fedorenko VV, Shesterikova RE, Kramarenko VS, Kerimova EG. Field Geological Analysis of Mineral Heterogeneity of Rocks at the Micro-level Using Indirect and Direct Research. *Science. Innovations. Technologies.* 2025;(4):175–204. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.4.8>

**Conflict of interest:**

the authors declare no conflicts of interest.

The article was submitted 10.06.2025;  
approved after reviewing 20.11.2025;  
accepted for publication 14.12.2025.

## **Введение**

Для исследования физико-механических свойств горных пород с целью моделирования процессов по интенсификации, изучения возможности получения сети трещин при гидроразрыве, следует на первом этапе исследований косвенными (или прямыми) методами максимально достоверно определить литологию горных пород. Литология пород позволит выполнить расчёт модуля сдвига. Модуль сдвига характеризует способность породы сопротивляться сдвиговой деформации. Одним из путей определения литологии горных пород являются методы промысловой геофизики, такие как каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации, гамма каротаж-спектрометрический, литолого-плотностной гамма-гамма каротаж и акустический каротаж. Для изучения литологии глинистых пород палеогенового возраста одного из месторождения **В** авторы считают наиболее эффективным методом промысловой геофизики – гамма каротаж-спектрометрический (ГК-С), позволяющий расчленить геологический разрез по минералогическому составу глинистых пород.

## **Материалы и методы исследований**

Опуская вопрос генезиса радиоактивности глин, который детально описан в монографии «Хадумиты Предкавказья: новое в геолого-геофизическом изучении, вторичном вскрытии и освоении» [1], уделим основное внимание соотношениям следующих основных радиоактивных элементов друг к другу: урана U, изотопа калия  $K^{40}$  и тория Th.

Основным прямым индикатором глинистости в изучаемых палеогеновых отложениях является торий – элемент, отражающий минеральную часть горной породы, на который не оказывает влияние общее содержание органического вещества в породе.

Результаты, отражающие литологическое расчленение горных пород палеогенового возраста по содержанию отдельных естественно-радиоактивных элементов по данным ГК-С, представлены в таблице 1 [1].

Таблица 1. РЕЗУЛЬТАТЫ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО РАСЧЛЕНЕНИЯ ПОРОД ПО СОДЕРЖАНИЮ ОТДЕЛЬНЫХ ЕСТЕСТВЕННО-РАДИОАКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ  
Table 1. Results of lithological dissection of rocks based on the content of rare naturally occurring radioactive elements

| Состав литологических типов                    | Коэффициент литологической дифференциации, Кд |      |       |
|--|---|------|-------|
|  | по общей гамма-активности, Q                  | по U | по Th |
| Глина не известковая – глина слабо известковая | 1,02  | 1,33 | 1,3   |
| Глина не известковая – глина известковая       | 1,1   | 1,0  | 1,8   |
| Глина известковая – мергель                    | 1,4   | 1,2  | 2,0   |
| Мергель – известняк                            | 1,73  | 1,4  | 3,8   |
| Глина не известковая – известняк               | 2,56  | 1,2  | 13,4  |

Источник: составлено по данным [1].  
Source: compiled according to data [1].

Анализируя информацию о степени дифференциации геологического разреза по литологии методом ГК-С, представленную в таблице 1, заключаем, что на основании введенного коэффициента литологической дифференциации пород Кд, отражающего отношение модальных значений (излагается сообщаемое как реальный и достоверный факт) их гамма-активности, наибольшей разрешающей способностью обладает торий, очевидно, в силу того, что он связан с минеральной частью породы, а не с концентрацией органического вещества. Кд по U существенно ниже, чем по Th, по причине тесной зависимости от органического вещества.

Метод ГК-С основан на анализе естественного  $\gamma$ -излучения глинистых горных пород по содержанию в них основных радиоактивных элементов. Массовые содержания  $K^{40}$ , U, Th можно выделить из суммарного  $\gamma$ -излучения, поскольку указанные элементы имеют неодинаковые энергии излучения (рис. 1). Из энергетическо-

го спектра интенсивности гамма-излучения резонансные пики в полосе высоких энергий распределяются следующим образом:

$K^{40} - 1,46$ ;  $Th - 2,62$ ;  $U$  (или  $U/Ra$ ) –  $1,76$  МэВ [2].

Калий имеет три изотопа –  $K^{30}$   $K^{40}$   $K^{41}$ , единственным нестабильным изотопом калия является  $K^{40}$  с моно-излучением с энергией  $1,46$  МэВ.

Два других элемента имеют несколько спектров естественного гамма излучения, поэтому для дифференцированной записи спектров используют несколько энергетических окон.

Следует отметить, что для качественной записи данных методом ГК-С необходимо особое внимание уделять не только калибровке прибора на аттестованных моделях, но и пользоваться процедурой, позволяющей исключать аддитивную погрешность. Аддитивная погрешность остается постоянной при изменении измеряемой входной величины. Графически она выражается в постоянном смещении нулевого отсчета средства измерений.

Для исключения аддитивной (сдвиг относительно нуля) погрешности следует применять процедуру стандартизации кривых по опорным пластикам по формуле (1):

$$\Delta I = (I - I_{\text{мин}}) / (I_{\text{макс}} - I_{\text{мин}}), \quad (1)$$

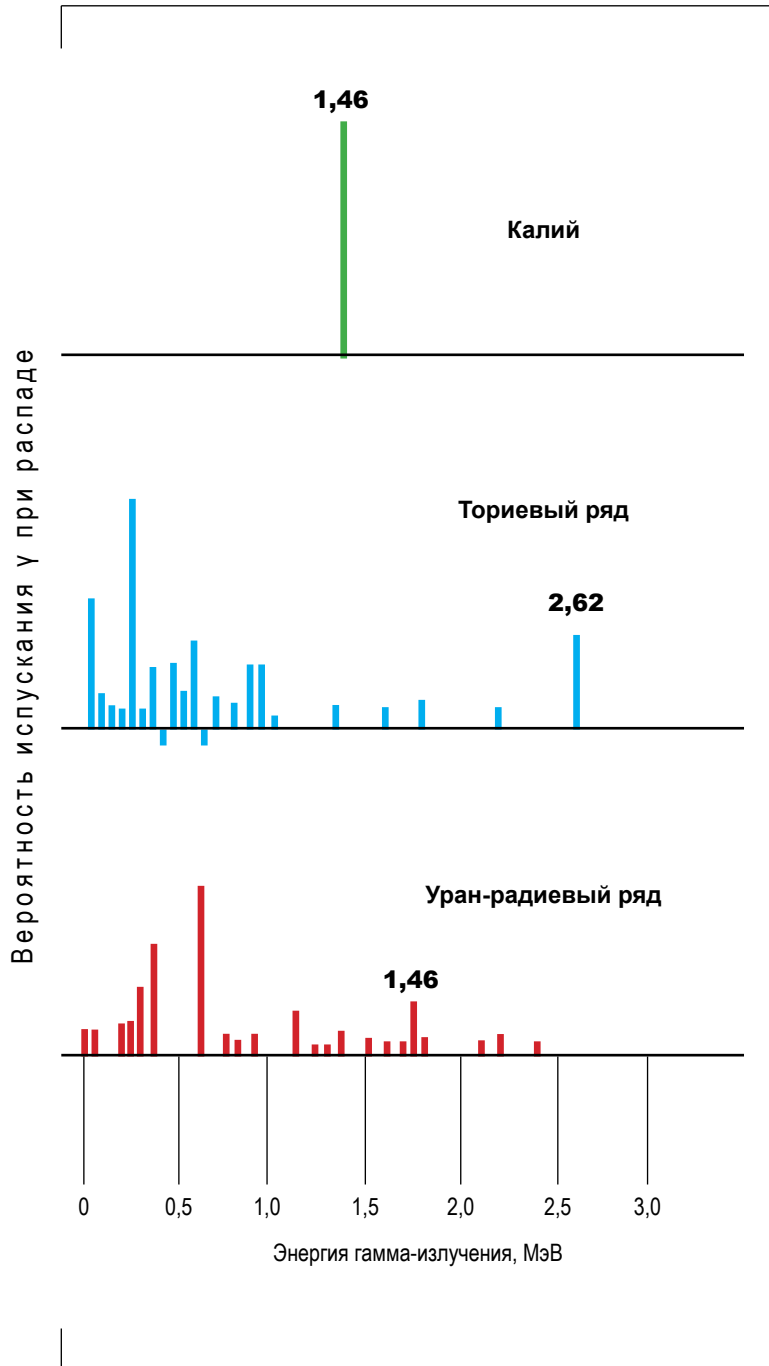
где  $\Delta I$  – двойной разностный параметр против исследуемого пласта;

$I$  – показания по кривой ГК против изучаемого пласта;

$I_{\text{мин}}$  – показания по кривой ГК в чистых песчаниках;

$I_{\text{макс}}$  – показания по кривой ГК в глинах.

В заключение следует рассмотреть само определение «глинистость» для понимания возможности ее регистрации. В одних случаях под глинистостью понимают гранулометрическую глинистость, т.е. пелитовую фракцию, независимую от минерального состава, в этом случае представляется возможным определять ФЕС пород, в других случаях определение «глинистость» связано с присутствием в горной породе глинистых минералов, соответственно, в них отмечается присутствие химически связанной воды.



**Рис. 1. Спектры гамма-излучения радиоактивных элементов.**

Источник:  
Source:

Fig. 1. Gamma radiation spectra of radioactive elements  
составлено по данным [1].  
compiled according to data [1].

Торий Th является прямым индикатором объемной глинистости, так как он связан с минеральной частью породы. Глинистость по Th может использоваться для оценки ФЭС изучаемых отложений и носит название гранулометрическая глинистость.

Содержание изотопа калия  $K^{40}$  в изучаемых отложениях за счет повышенного содержания гидрослюд, соответственно, значительное содержание калия, определяет глинистость по калиевому индикатору как минеральная глинистость. Содержание калия, урана и тория в глинистых минералах в процентном соотношении представлены в таблице 2.

Таблица 2. СОДЕРЖАНИЕ КАЛИЯ, УРАНА И ТОРИЯ В ГЛИНИСТЫХ МИНЕРАЛАХ В %  
Table 2. Content of potassium, uranium and thorium in clay minerals in %

| Порода, минерал | $K^{40}$   | U                                       | Th  |
|-----------------|------------|---|---|
| Боксит          | –          | $3 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-3}$   | $1 \times 10^{-3} - 1,3 \times 10^{-2}$   |
| Глауконит       | 5,08–5,30  | –                                       | –   |
| Бентонит        | $\leq 0,5$ | $1 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-3}$   | $6 \times 10^{-4} - 5 \times 10^{-3}$     |
| Монтмориллонит  | 0,16       | $2 \times 10^{-4} - 5 \times 10^{-4}$   | $1,4 \times 10^{-3} - 2,4 \times 10^{-3}$ |
| Каолинит        | 0,42       | $1,5 \times 10^{-4} - 3 \times 10^{-4}$ | $6 \times 10^{-4} - 1,9 \times 10^{-3}$   |
| Иллит           | 4,5        | $1,5 \times 10^{-4}$                    | –   |

Источник: составлено по данным [1].  
Source: compiled according to data [1].

### Результаты исследований и их обсуждение

Из анализа данных промыслово-геологических исследований следует, что применение большого количества методов промысловой геофизики применительно к палеогеновым отложениям может давать противоречивые результаты при выделении глинистых пород. В противоположность этому ГК-С, при учете различных соотношений содержания в породе радиоактивных элементов, привносит наиболее достоверную информацию по минералогическому составу глинистых пород.

Однако когда исследования скважин методом ГК-С не выполняются в должном объеме, или получаемый материал носит не представительный характер, для выполнения детального анализа

минерального состава горной породы следует использовать результаты анализа керна на микроуровне, например, на порошковом дифрактометре.

Рассмотрим методику анализа кернового материала, отобранного в скважинах месторождения В, вскрывших глинистые породы палеогенового возраста на порошковом дифрактометре. Для получения качественного результата анализа кернового материала, представленного глинистым материалом, следует строго придерживаться последовательности отдельных операций [3, 4].

### **1. Подготовка образца к измерению**

Для подготовки образца к измерению выполнялась следующая последовательность действий:

- отрезать или отломить необходимую для съемки часть образца горной породы – керна;
- измельчить в мельнице образец до размера частиц менее 10 мкм;
- для глинистых пород измельчение выполняется дважды, первый раз с добавлением спирта, при этом образуется консистенция, схожая с жидкой глиной. После высыхания выполняется повторное измельчение пробы;
- смочить спиртом чистую салфетку из бязи и обезжирить (протереть) все поверхности кюветы для образца. На руках должны быть надеты резиновые перчатки во избежание загрязнения поверхности;
- поместить кювету для образца на твердую, чистую, гладкую, ровную поверхность;
- насыпать порошковый образец внутрь кюветы до образования небольшой горки;
- наложив на порошок приспособление для уплотнения, слегка покачивая и постепенно увеличивая давление, запрессовать порошок внутрь кюветы;
- переместить остатки порошка с боковых граней кюветы внутрь, при необходимости добавить еще порошкового образца и повторить процедуру прессования. Повторять вышеописанные процедуры

следует выполнять до тех пор, пока порошковый образец внутри кюветы не будет плотно и равномерно спрессован.

После подготовки образца к измерению кюветы устанавливаются в приставку для образцов. Учитывая нюансы подготовки глинистых образцов и расположив кюветы внутри порошкового дифрактометра выполняются съемки спектра рентгеновской дифракции.

Рентгенофазовый анализ (РФА) позволяет определять в исследуемых образцах присутствие минералов, однако определение их количества невозможно.

При регистрации дифрактограмм итоговый результат формируется путем наложения дифрактограмм отдельных соединений, при этом положение рефлексов, отдельных фаз не меняется, а относительная интенсивность зависит от содержания в смеси фаз.

Сравнивая положение и интенсивности рефлексов на экспериментальной дифрактограмме с дифрактограммами индивидуальных соединений, можно определить наличие или отсутствие того или иного минерала в смеси.

## 2. Интерпретация результатов рентгеновской дифракции

Интерпретацию результатов рентгеновской дифракции выполняют в программном комплексе CSM (Crystallographica Search-Match), с помощью которого автоматически производится качественный фазовый анализ с использованием базы данных ICDD PDF-2. Вначале выполняется визуальная оценка качества определения пиков на рентгенограмме. При необходимости осуществляется удаление неверно определенных пиков или добавление не определенных пиков, учитывая, что дифракционным пиком можно считать такой пик, для которого выполняется следующее соотношение (2):

$$I_{\text{п}} - I_{\text{ф}} > 3(\sqrt{I_{\text{п}}} + \sqrt{I_{\text{ф}}}), \quad (2)$$

где  $I_{\text{п}}$  — интенсивность пика, количество импульсов;  
 $I_{\text{ф}}$  — интенсивность фона, количество импульсов.

Затем выполняется поиск пиков по базе данных. По результатам поиска выясняется присутствие в смеси того или иного минерала. В частности, для нашего случая определяется наличие в смеси глинистых минералов и микропримесей.

### 3. Определение фазового состава образцов горных пород

При определении фазового состава образцов горных пород выполняются следующие операции:

- проводится сравнение рентгенограммы исследуемого образца с эталонной рентгенограммой из базы ICDD PDF-2. Если все дифракционные линии экспериментальной рентгенограммы совпадают с линиями рентгенограммы сравнения, а их угловое положение отличается незначительно, то заключают, что фаза присутствует в пробе образца горной породы.

Результаты исследований кернового материала, отобранного в скважинах, месторождения **В** зоны нефтегазоаккумуляции (рис. 2, 3, 4, 5) в интервале залегания глинистых пород палеогенового возраста сведены в таблицу 2.

Важно отметить, что при анализе на микроуровне одного и того же геологического объекта возможно получить не схожие, порой противоречивые результаты. С таким примером пришлось столкнуться авторам. В качестве примера ниже приводятся результаты визуального изучения одного из образцов керна, отобранного в одной из скважин месторождения **В** на глубине 2105 м. Отмечается, что с различных сторон наблюдается существенное разнообразие структуры образца и состав включений в образец (рис. 2).

На рисунке 3 в левой части керна после увеличения более чем в 4 раза видны следы осаждения кристаллов солей. Вероятно, этот процесс происходил в перенасыщенном растворе морской воды. С точки зрения литификации формирование аргиллита и алевролита происходит в морской среде. Однако если большая часть исследуемого объекта состоит из кварца (80% кварца в верхней и в ниж-

Таблица 3. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ПО МЕТОДУ РЕНТГЕНОВСКОЙ ДИФРАКТОМЕТРИИ, В %  
Table 3. Some results of core studies using X-ray diffractometry, in %

| Образцы                            | Кварц | Каолинит | Мусковит | Ярозит | Иллит | Козсит | Кронстедтит | Доломит | Кальцит | Кронстедтит | Глинистость |
|------------------------------------|-------|----------|----------|--------|-------|--------|-------------|---------|---------|-------------|-------------|
| скв. 5, 2100–2115 верх             | 80    | +        | +        |        |       |        |             |         |         |             | +           |
| скв. 5, 2100–2105 низ              | 80    |          | +        | +      |       |        |             |         | 15      |             | +           |
| скв. 5, 2120–2125 верх             | 80    | +        |          |        | +     |        |             |         |         |             | +           |
| скв. 21, 2065–2075                 | 80    |          | +        | +      |       | +      |             | +       |         |             | +           |
| скв. 21, 2072–2078<br>середина     | 80    |          |          | +      |       | +      | +           | +       | +       |             | +           |
| скв. 5, 2110–2115 низ              | 10    |          |          |        |       |        |             | 90      |         |             |             |
| скв. 5 2120–2125 низ               | 20    |          |          |        |       |        |             |         | 75      |             |             |
| скв. 5, 2100–2105 низ              | 60    |          |          |        |       |        |             |         | +       |             |             |
| скв. 5, 2120–2125 низ              | 50    |          |          |        |       |        |             |         | +       |             |             |
| скв. 5, 2110–2115<br>верх/середина | 70    |          | +        |        |       |        |             |         | 15      | +           | +           |
| скв. 21, 2195–2200                 | 90    |          |          |        |       |        |             | +       | +       |             | +           |

+ присутствие примесей в горной породе в количестве от 3 до 5 %.

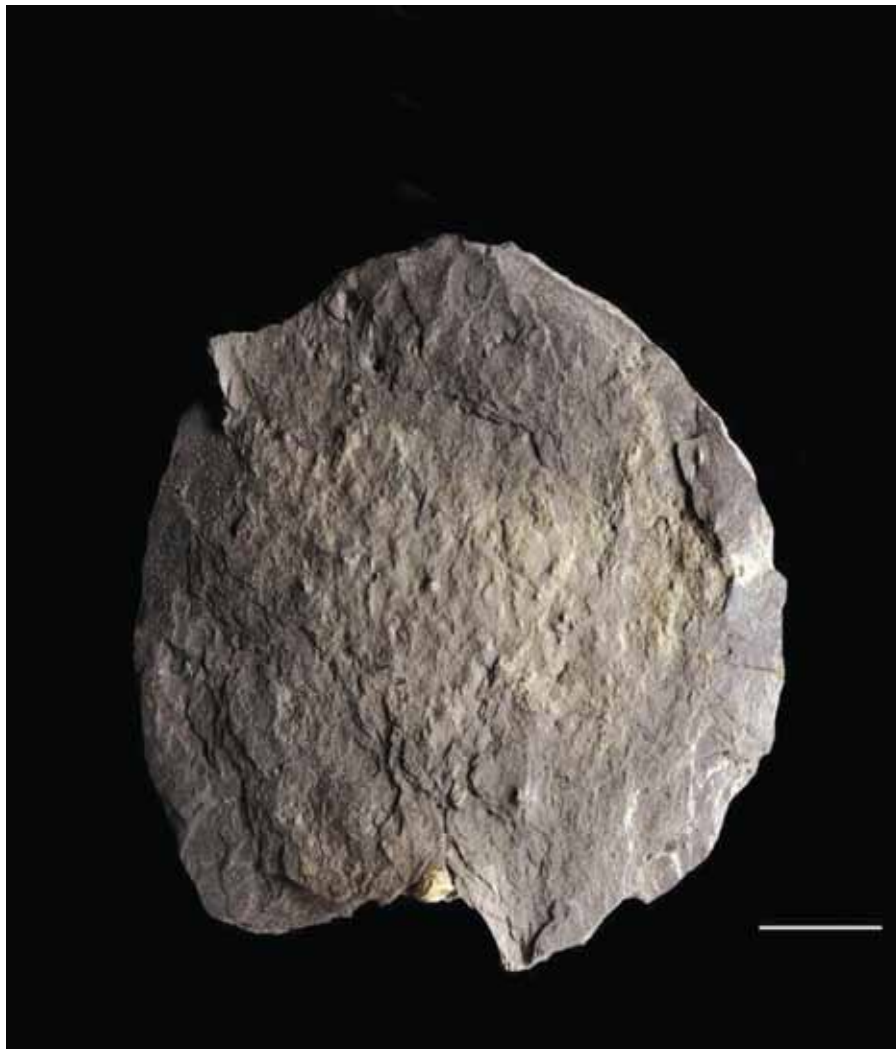
Источник: составлено авторами.

Source: compiled by the authors.

ней частях отобранных образцов), горную породу вероятно следует отнести к алевролиту.

На фотографии торцевой части образца этого керна четко прослеживается микрослоистость, указывающая нам о спокойной гидродинамике, существовавшей во время осадконакопления (рис. 4). Вероятно, осадконакопление происходило в относительно спокойных условиях, где мелкие частицы могут оседать из транспортной среды (воздуха или воды) и накапливаться на поверхности.

Но наиболее интересным является тыльная сторона образца, на которой отчетливо видно включение инородного материала в тело горной породы (рис. 5). Выполненный анализ образца с тыльной стороны указывает на наличие в массе керна кварца около 80% от полного объема темно серого цвета. Выявленное включение, состо-



Масштаб полоски в нижнем правом углу 10 мм

**Рис. 2.**

**Образец керна вид спереди, отобранного с глубины 2105 м скважина №5 месторождение В.**

Fig. 2. Front view of a core sample taken from a depth of 2105 m Well №5, Field B.

Источник:

составлено авторами.

Source:

compiled by the authors.



**Рис. 3.**

**Левая часть керна того же образца после увеличения более чем в 4 раза.**

Fig. 3. Left side of the core of the same sample after magnification more than 4 times.

Источник:

составлено авторами.

Source:

compiled by the authors.

ящее из цельного кусочка минерала кальцита светлого цвета, занимает 15 %.

Большинство отобранных образцов керна имели схожие включения светлого цвета, представленные кальцитом, но гораздо меньших размеров. Отмечено также, что большинство изучаемых образцов керна имеют рыхлую неплотную, трещиноватую структуру (рис. 5).

Некоторые различия между аргиллитом и алевролитом.

Какими физико-химическими свойствами обладает аргиллит:

- твердость – 3,5–4 по шкале Мооса;
- плотность – 1,3–2,6 г/кв. см;
- цвета – черный, белый, синевато-серый.

Алевролит имеет другие физико-химические характеристики:

- твердость – до 6 по шкале Мооса;
- плотность – 1,8–2,6 г/кв. см;
- цвета – серый, бурый, красный, зеленый.

Визуальный анализ образца керна, исследованного с различных сторон, выявляет чередование микрослоистости со значительной неоднородностью (анизотропией). Исходя из этого логичным является продолжение исследований для изотропных и анизотропных образцов, то есть понятие изотропные и анизотропные образцы условное.

Для изотропных и анизотропных образцов (тел) механические свойства действуют и определяются на уровне отдельных атомов и молекул. Для сопоставления прочностных свойств однотипных пород были отобраны образцы для анализа с различным содержанием примесей.

Первый образец по данным анализа кернового материала по минеральному составу на микроуровне включает в себя кварц в качестве основного минерала, а также минералы и примеси: ярозит, коэсит, кронстедтит, доломит, кварцит и глинистые минералы. Второй образец представляет собой породу у которого в качестве основного минерала также кварц, но из примесей присутствует только кальцит.

Вначале по кальциметру определили карбонатность образцов, затем исследовали их прочность на растяжение и сжатие.

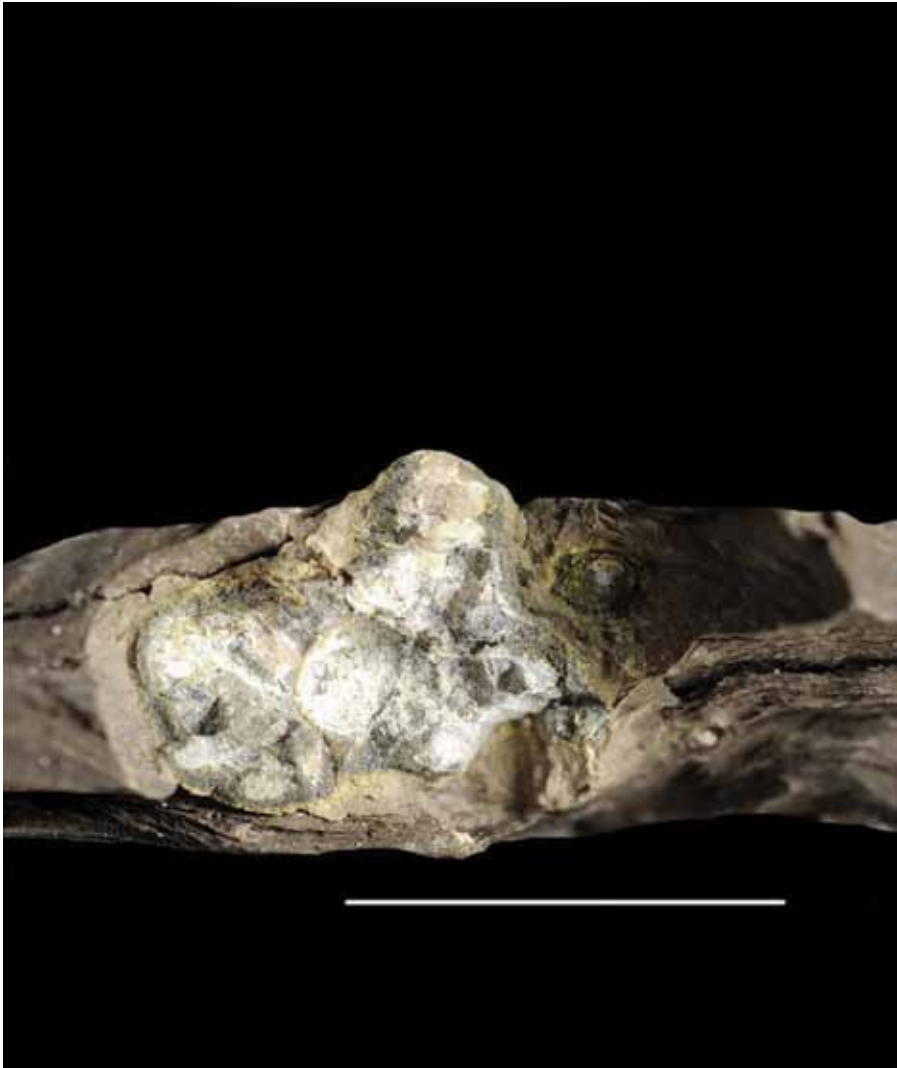


**Рис. 4.**

**Торцевая часть того же самого керна увеличенная в 2,5 раза.**

Источник:  
Source:

Fig. 4. The end part of the same core enlarged 2.5 times.  
составлено авторами.  
compiled by the authors.



**Рис. 5.**

Источник:  
Source:

**Тыльная сторона того же образца, увеличенная в 3 раза.**

Fig. 5. The back side of the same sample, enlarged 3 times.  
составлено авторами.  
compiled by the authors.

Карбонатность первого из образцов, определенная на кальциметре OFITE, возможно охарактеризовать как низкая. У этого образца, отобранного в скважине №21 месторождения **В** (пятая строчка таблица 2) карбонатность составляет – 1,12 %, одновременно определялось содержание кальцита и доломита в образце, содержание кальцита равно 0,58 %; доломита – 0,54 %. Для этого же образца выполнялись исследования по определению прочности на растяжение и сжатие в МПа методом разрушения образцов произвольной формы встречными сферическими инденторами в испытательной лаборатории ООО «ГеоСтройПроект». Определено, что прочность образца на растяжение составляет 1,12 МПа, а прочность на сжатие 17,9 МПа, при производимой предельной нагрузке – 0,710 кН.

Второй образец отобранный в той же скважине №21 месторождения **В** но в другом интервале (одиннадцатая строчка таблица 2). Отобранный образец возможно охарактеризовать как изотропный (присутствие примесей в горной породе отмечается в количестве менее 10 %) карбонатность составляет – 5,7 %, одновременно определялось содержание кальцита и доломита в пробе, содержание кальцита равно 4,09 %; доломита – 1,61 %. Определено, что прочность образца на растяжение составляет 2,16 МПа, а прочность на сжатие 34,56 МПа, при предельной нагрузке – 1,309 кН.

Таким образом, анизотропная горная порода, содержащая разнообразными примеси (слюды, кальцит, доломит и др.) обладает пониженной степенью прочности по сравнению с условно изотропной породой, обладающей повышенной степенью прочности.

Моделирование неоднородной среды имеет бесспорное преимущество в случае, когда исследуются все возможные составные элементы горной породы. Пустотное пространство, трещины, кавернозные полости, содержание разнообразных примесей, а также минеральный состав скелета горной породы включая размеры минеральных зёрен [5, 6, 7, 8]. Имея информацию о минеральном составе скелета горной породы следует индивидуально изучить механические свойства образцов минералов, слагающих каркас горной породы. Трещина, формирующаяся при гидроразрыве пласта (ГРП) возникает в ореоле минералов, обладающих наиболее слабыми упруго-прочностными параметрами [9, 10]. Важную роль при

исследованиях прочностных свойств каркаса горной породы является геометрия контактов между минералами [11, 12]. Предпочтительно для исследования таких горных пород иметь функцию микро-профилирования [13, 14, 15, 16].

В случае отсутствия возможности объемного изучения минерального состава образцов горной породы предлагается распределить при объемном моделировании упругие механические параметры на основе расчетных данных модуля Юнга и коэффициента Пуассона по данным промысловой геофизики методом широкополосной акустики (АКШ) с дифференциальным учетом содержания различных минералов в изучаемой породе и пористости горной породы.

Таким образом, исходными материалами для имитационного моделирования распространения трещины при ГРП в условиях трехосного сжатия образца являются: *упругопрочные свойства минералов*, слагающие скелет горной породы, упругие механические параметры – модуль Юнга и коэффициент Пуассона и пористость горной породы.

В данной статье описана процедура выполненного анализ керна по методу рентгеновской дифрактометрии с целью выявления присутствия в горной породе примесей, оказывающих влияние на прочностные свойства породы.

Упругие механические параметры – коэффициент Пуассона и модуль Юнга возможно, оперативно и точно рассчитать по скоростям продольной и поперечной волн в интересующем интервале скважины по методу АКШ по формулам (3, 4).

$$\nu = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)}, \quad (3)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона;  
 $V_P$  – скорость распространения продольной волны;  
 $V_S$  – скорость распространения поперечной волны.

$$E = \frac{\nu V_S^2 (3V_P^2 - 4V_S^2)}{(V_P^2 - V_S^2)}, \quad (4)$$

где  $E$  – модуль Юнга.

По скоростям двух волн методами АКШ авторами были рассчитаны важнейшие параметры упругой среды, такие как: коэффициент Пуассона  $\nu$  (кривая POIS) – упругая константа, величина отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению пород и модуль Юнга (кривая E), характеризующий способность геологического объекта сопротивляться деформациям растяжения или сжатия рисунок 6 [17].

Получение обоснованных расчетных данных об упругих механических параметрах – основа выбора технологии ГРП. В этом случае возможно получения качественной искусственной трещины для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых глинистых коллекторов [18, 19].

Для определения емкостных свойств пласта-коллектора возможно использовать относительно большое количество методов промысловой геофизики [20]. В частности, нейтрон-нейтрон каротаж по над-тепловым нейтронам (ННК-НТ), так как показания этого метода мало зависят от литологического состава горных пород. Однако авторы предлагают для определения коэффициента пористости в низкоомном разрезе использовать безопасный с точки зрения радиации метод электрического каротажа (индукционный каротаж). Выполненное сопоставление пористости по керну, шламу и электрическому каротажу в изучаемых отложениях палеогенового возраста показали высокая сходимость результатов (рис. 7).

Распределение пористости, определенной по керну и электрическому каротажу для отложений палеогенового возраста в над-реперной и под-реперной частях в баталпашинской свите подтвердили выявленную выше закономерность совпадения пористости по керну и электрическому каротажу (рис. 8).

Причем в над-реперной части баталпашинской свиты значения пористости, определенной по керну и индукционному каротажу, совпадают практически полностью. Однако, в под-реперной части свиты показания не значительно, но расходятся. Пористость, рассчитанная по  $\rho_n^{ИК}$  максимум на 2% ниже пористости определенной по керну.

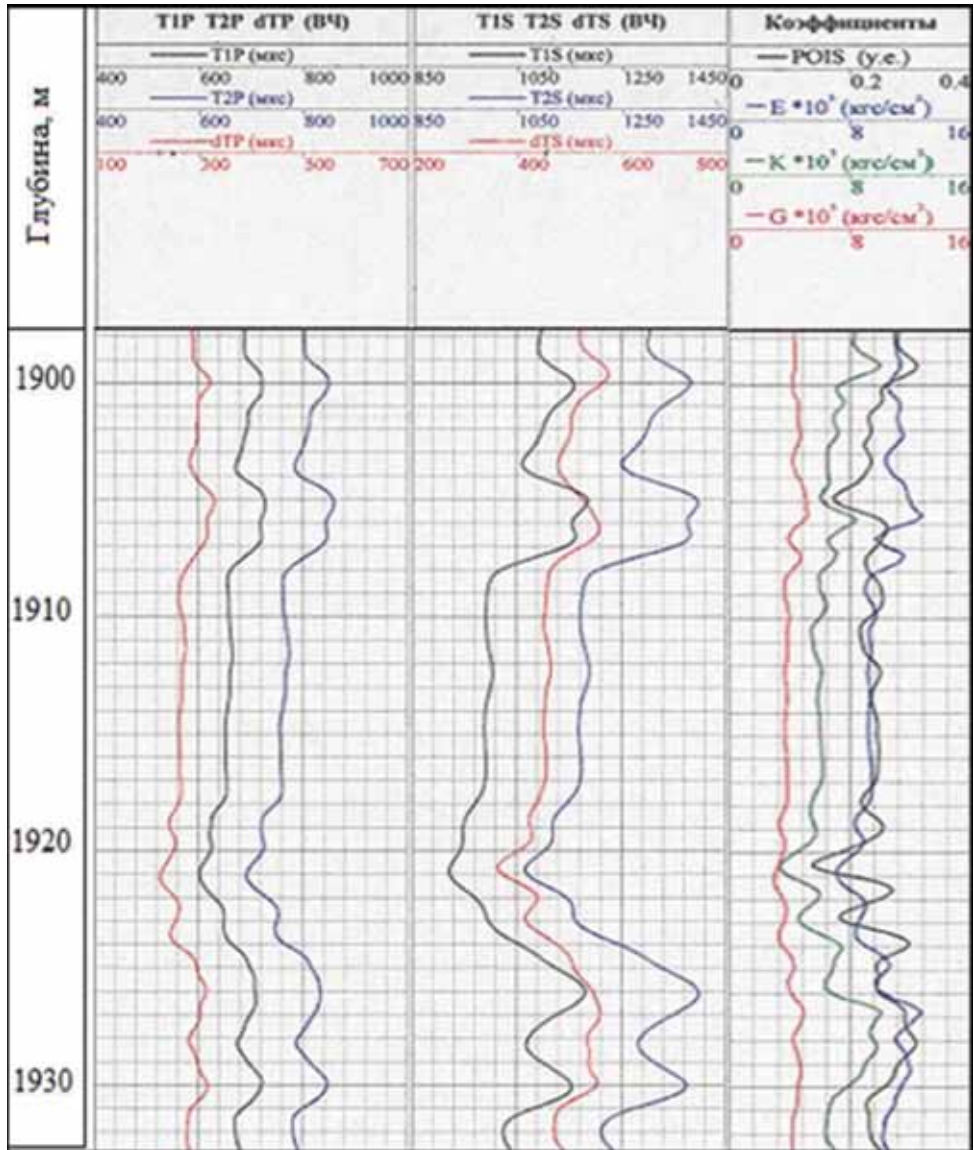


Рис. 6.

Фрагмент диаграммы широкополосной акустики.

Fig. 6. Fragment of a broadband acoustics diagram.

Источник:

составлено авторами.

Source:

compiled by the authors.

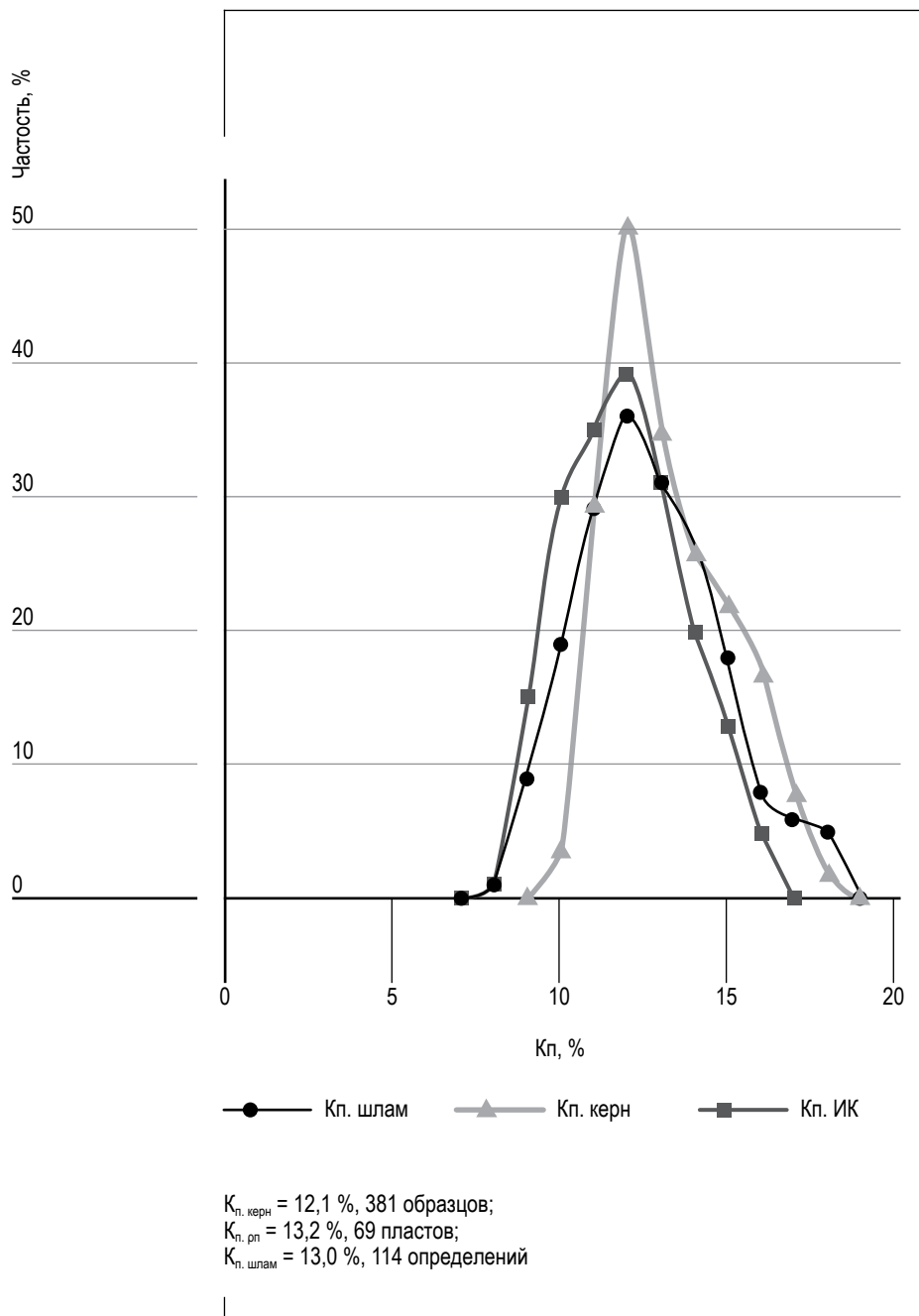


Рис. 7.

**Сопоставление пористости по керну, шламу и электрическому каротажу в отложениях палеогенового возраста.**

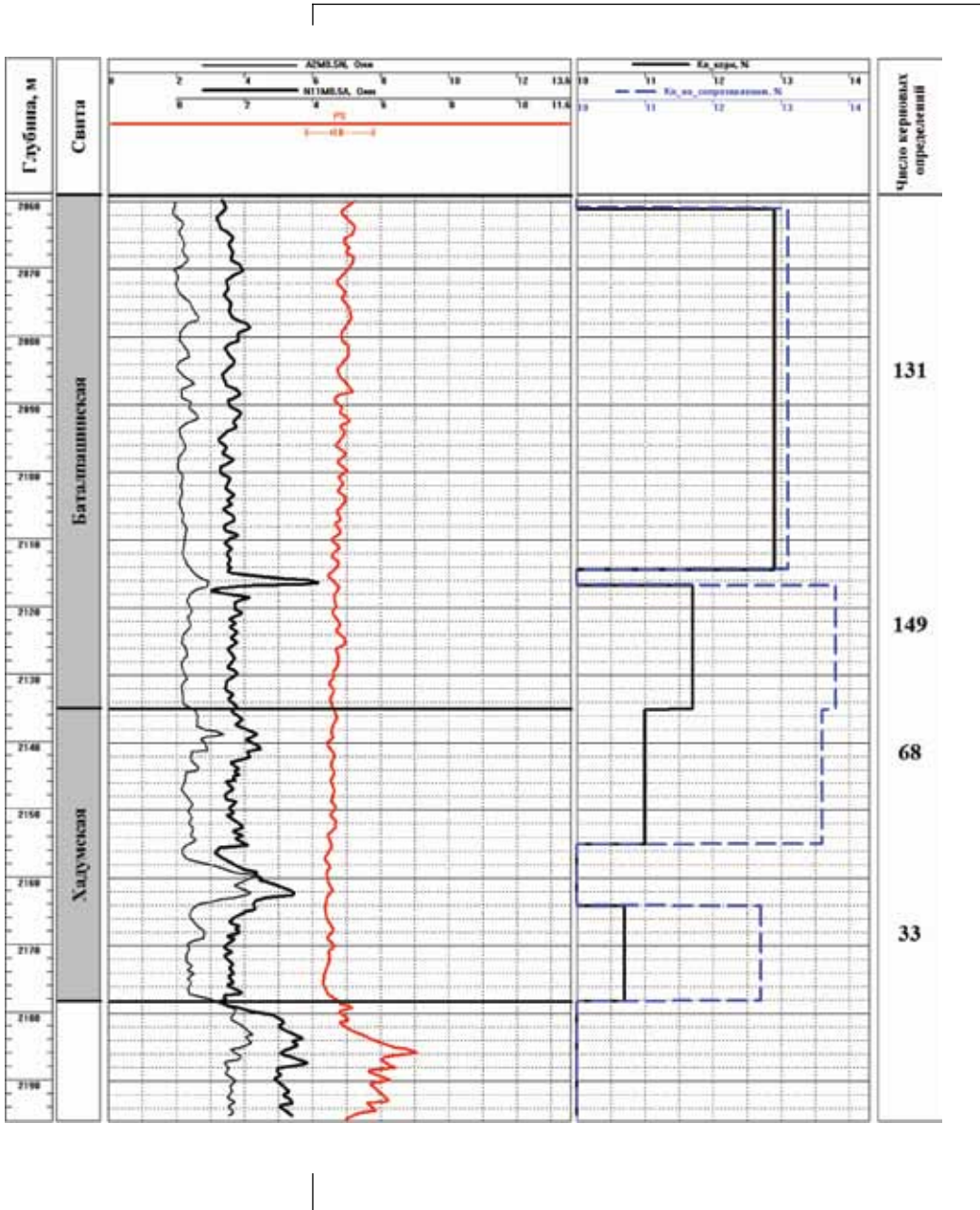
Fig. 7. Comparison of porosity from core, cuttings, and electrical logging in Paleogene sediments.

Источник:

составлено авторами.

Source:

compiled by the authors.



**Рис. 8. Распределение пористости, определенной по керну и электрическому каротажу для отложений палеогенового возраста в одной из скважин месторождения В.**

Fig. 8. Distribution of porosity determined from core and electrical logging for Paleogene deposits in one of the wells at field B.

Источники: составлено авторами.  
Source: compiled by the authors.

### **Заключение**

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. При рассмотрении понятия глинистости и сопоставлении его с точки зрения классификации обломочных пород следует, что глинистыми породами называют горные породы, состоящие из частиц размером менее 0,002 мм, а цементированные глинистые породы – аргиллитом. Породы, состоящие из обломков диаметром от 0,05 до 0,002 мм относятся к алевролитам в цементированном состоянии это – алевролит в которых, содержатся преимущественно частицы кварца и других минералов. Следовательно, исходя из результатов исследований керна на порошковом дифрактометре можно констатировать, что большинство исследованных образцов относятся к алевролитам, так как содержание кварца в образцах в среднем около 80 %.
2. В исследуемых образцах отмечается значительное разнообразие как размеров обломков, так и их состав.
3. Часто отмечаются трещины, приуроченные к различным минеральным ассоциациям за счет чередования микрослоистости с неоднородностью, что в итоге приводит к низкой степени прочности.
4. Расчетные параметры упругой среды по данным АКШ получаемых в интервале исследований при фактических значениях давления и температуры, поэтому расчетные параметры будут иметь относительно высокую достоверность.
5. На фактическом материале показана высокая сходимость результатов определения коэффициента пористости по электрическому каротажу, керну и шламу в изучаемых отложениях палеогенового возраста.

**Список источников**

1. Дудаев С. А. Хадумиты Предкавказья: новое в геолого-геофизическом изучении, вторичном вскрытии и освоении / С.А. Дудаев, Р.С. Дудаев. М.: Изд. Геоинформмарк, 2015. 204 с.
2. Керимова Е. Г. Исследования возможности применения имитационного моделирования для изучения глинистых коллекторов / Е. Г. Керимова, А. О. Шестерень, А. И. Мушегова, П. Д. Хаванов. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: Сб. трудов II Международной научно-практической конференции. Ставрополь: Бюро новостей, 2021. С. 55–59.
3. Керимова Е. Г. Интерпретация результатов рентгеноструктурного анализа образцов горных пород на примере нефтяных месторождений Волгоградской области / Е. Г. Керимова, Е. В. Соколенко, А. Г. Салтанова, А. Г. Г. Керимов. Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа: Сб. материалов IX Всероссийской научно-технической конференции. Том IX. М.: ИИЕТ РАН, 2019. С. 252–258.
4. Спектр типов пор и сетей в глинистых породах и описательная классификация пор, связанных с матрицей глинистых пород / RG Loucks, RM Reed, SC Ruppel, U. Hammes // AAPG Bull. 2012. V. 96. No. 6. P. 1071–1098.
5. Perkins T. K. Width of hydraulic fractures / T. K. Perkins, L. R. Kern. Soc. Petrol. Engr. JPT, Sept. 1961. P. 937–949.
6. Strubhar M.K. Multiple, Vertical Fractures From an Inclined Wellbore – A Field Experiment / Journ. Petr. Technol. 1975, May. pp. 641–647.
7. Джарви Д. М. Системы сланцевых ресурсов нефти и газа: Часть 1. Системы ресурсов сланцевого газа. Сланцевые резервуары // Гигантские ресурсы для 21 века: AAPG Memoir 97. 2012. С. 69–87.
8. Джарви Д. М. Системы сланцевых ресурсов нефти и газа: Ч. 2. Системы сланцевых ресурсов нефти. Сланцевые резервуары // Гигантские ресурсы для 21 века: AAPG Memoir 97. 2012. С. 89–119.
9. Петрофизическая оценка для повышения эффективности гидравлической стимуляции в горизонтальных скважинах сланцевого газа / Д. Буллер, С.Н. Хьюз, Дж. Маркет [и др.] // SPE-132990. 2010.

10. Техничко-технологические аспекты геомеханического воздействия на пласт / С. Н. Закиров, А. Н. Дроздов, Э. С. Закиров [и др.] // *Neftegaz.RU*. 2018. № 6. С. 24–29.
11. Природные проявления геомеханических процессов / С. Н. Закиров, А. Н. Дроздов, Б. Г. Алексеев, А. В. Колобапов // *Недропользование-XXI век*. 2018. № 3. С. 72–77.
12. Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment / I. M. Indrupskiy, I. I. Ibragimov, R. A. Zakiryaynov [et al.] // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020. V. 921. 012009. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012009>
13. Цифровой керн – текущее состояние и перспективы развития технологии в ПАО «НК «Роснефть» / А. Н. Лазеев, Э. О. Тимашев, И. А. Вахрушева [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 11. С. 18–22. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-18-22>
14. Опыт изучения емкостных свойств и насыщенности коллекторов, содержащих сверхвязкие нефти, методом ЯМР / М. И. Загидуллин, А. Г. Потапов, Э. С. Абдрахманов [и др.] // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2020. № 10(346). С. 68–77. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10\(346\)-68-77](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10(346)-68-77)
15. Опыт применения инновационного аппаратурно-методического комплекса АИНК-ПЛ в петрофизическом моделировании в периметре ПАО «НК «Роснефть» / И. Р. Махмутов, И. М. Ракаев, Д. А. Митрофанов [и др.] // *Нефтяное хозяйство*. 2023. № 2. С. 66–71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-66-71>
16. Фильтрационно-емкостные свойства пород баженовской свиты / Р. А. Хамидуллин, Г. А. Калмыков, Д. В. Корост [и др.] // *Вестник Московского университета Серия 4. Геология*. 2013. № 5. С. 57–64. <http://doi.org/10.3103/S0145875213050050>
17. Огильви А. А. Основы инженерной геофизики. Москва: Недра, 1990. 502 с.
18. Козявин Д. Д., Денисенко Т. Г. Исследование возможностей метода пенно-проппантного кислотного гидроразрыва пласта // *Международный журнал гуманитарных и промышленных наук*. 2020. №12 (51). С. 59-62. <https://doi.org/10.24411/2500-1000-2020-11605>
19. Колесова С. Б., Полозов М. Б. Использование кислотного ГРП для повышения нефтеотдачи низкопроницае-

- мых коллекторов каширо-подольских отложений // Экспозиция. Нефть. Газ. 2019. № 3. С. 54–56. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10023>
20. Гильманов Я. И. Оценка емкостного пространства березовской свиты современными лабораторными методами // Вести Газовой Науки. 2021. № 1 (46). С. 170–175.

### References

1. Dudayev SA, Dudayev RS. Khadumites of the Ciscaucasia: New Developments in Geological and Geophysical Studies, Secondary Discovery, and Development. Moscow: Geoinformmark Publishing House; 2015. 204 p. (In Russ.).
2. Kerimova EG, Shesteren AO, Mushegova AI, Khavanov PD. Research of the possibility of using simulation modeling for studying clay reservoirs. Innovative technologies in the oil and gas industry. Problems of sustainable development of territories. Collection of works of the II International scientific and practical conference. Stavropol. Publishing house "Bureau of news"; 2021. P. 55-59. (In Russ.).
3. Kerimova EG, Sokolenko EV, Saltanova AG, Kerimov AG. Interpretation of the results of X-ray diffraction analysis of rock samples using the example of oil fields in the Volgograd region. Modern problems of geology, geophysics and geoecology of the North Caucasus. Collection of materials of the IX All-Russian scientific and technical conference. Vol. IX. Moscow: IIET RAS; 2019. P. 252-258. (In Russ.).
4. Spectrum of pore types and networks in shale rocks and a descriptive classification of pores associated with the shale rock matrix. RG Loucks, RM Reed, SC Ruppel, U. Hammes. AAPG Bull. 2012;96(6):1071-1098. (In Russ.).
5. Perkins TK, Kern LR. Width of hydraulic fractures. Soc. Petrol. Engr. JPT, Sept. 1961, p. 937-949.
6. Strubhar MK. Multiple, Vertical Fractures From an Inclined Wellbore – A Field Experiment. Journ. Petr. Technol. 1975, May. p. 641-647.
7. Jarvie DM. Shale Oil and Gas Resource Systems: Part 1. Shale Gas Resource Systems. Shale Reservoirs. Giant Resources for the 21st Century: AAPG Memoir 97. 2012. P. 69-87. (In Russ.).
8. Jarvie DM. Shale Oil and Gas Resource Systems: Part 2. Shale Oil Resource Systems. Shale Reservoirs. Giant Re-

- sources for the 21st Century: AAPG Memoir 97. 2012. P. 89–119. (In Russ.).
9. Buller D, Hughes SN, Market J [et al.]. Petrophysical evaluation for improving the efficiency of hydraulic stimulation in horizontal shale gas wells. SPE-132990. 2010. (In Russ.).
  10. Zakirov SN, Drozdov AN, Zakirov ES [et al.]. Technical and technological aspects of geomechanical impact on the formation. *Neftegaz.RU*. 2018;(6):24-29. (In Russ.).
  11. Zakirov SN, Drozdov AN, Alekseev BG, Kolobanov AV. Natural manifestations of geomechanical processes. *Subsoil use XXI century*. 2018;(3):72-77. (In Russ.).
  12. Indrupskiy IM, Ibragimov II, Zakiryaynov RA [et al.]. Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020;921: 012009. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/921/1/012009> (In Russ.).
  13. Lazeev AN, Timashev EO, Vakhrusheva IA [et al.]. Digital core – current state and prospects for technology development at PJSC NK Rosneft. *Oil industry*. 2018;(11):18-22. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-11-18-22> (In Russ.).
  14. Zagidullin MI, Potapov AG, Abdrakhmanov ES [et al.]. Experience in studying the capacitive properties and saturation of reservoirs containing super-viscous oils using the NMR method. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2020;10 (346):68-77. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10\(346\)-68-77](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-10(346)-68-77) (In Russ.).
  15. Makhmutov IR, Rakaev IM, Mitrofanov DA [et al.]. Experience of using the innovative hardware and methodological complex AINK-PL in petrophysical modeling within the perimeter of PJSC NK Rosneft. *Oil industry*. 2023;(2):66-71. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-2-66-71> (In Russ.).
  16. Khamidullin RA, Kalmykov GA, Korost DV [et al.]. Filtration and capacity properties of rocks of the Bazhenov Formation. *Bulletin of Moscow University Series 4. Geology*. 2013;(5):57-64. <http://doi.org/10.3103/S0145875213050050> (In Russ.).
  17. Ogilvie A A. *Fundamentals of Engineering Geophysics*. Moscow: Nedra; 1990. 502 p. (In Russ.).
  18. Kozyavin DD, Denisenko TG. Study of the Possibilities of the Foam-Proppant Acid Hydraulic Fracturing Method. *International Journal of Humanitarian and Industrial Sciences*. 2020;12(51):59-62. <https://doi.org/10.24411/2500-1000-2020-11605> (In Russ.).

19. Kolesova SB, Polozov MB. Use of acid hydraulic fracturing to enhance oil recovery from low-permeability reservoirs of the Kashira-Podolsk deposits. Exposure. Oil. Gas. 2019;(3):54-56. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10023> (In Russ.).
20. Gil'manov Yal. Assessment of the capacitive space of the Berzovskaya suite using modern laboratory methods. News of Gas Science. 2021;1(46):170-175. (In Russ.).

### **Информация об авторах**

**Вячеслав Григорьевич Копченков** – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры технической эксплуатации автомобилей, Северо-Кавказский федеральный университет, Scopus ID: 6603271703

**Владимир Васильевич Федоренко** – доктор технических наук, профессор, профессор кафедры прикладной математики и математического моделирования, Северо-Кавказский федеральный университет. ResearcherID: D-5811-2013  
Проведены исследования – сбор, интерпретация и анализ полученных данных.

**Раиса Егоровна Шестерикова** – доктор технических наук, доцент, профессор кафедры технологии переработки нефти и промышленной экологии факультета нефтегазовой инженерии, Северо-Кавказский федеральный университет.

**Владимир Сергеевич Крамаренко** – аспирант кафедры нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет  
Scopus ID: 57189620072

**Елизавета Гапуровна Керимова** – старший преподаватель нефтегазовой геофизики, Северо-Кавказский федеральный университет  
Scopus ID: 57220025188

### **Вклад авторов**

Все авторы внесли равный вклад в подготовку публикации.

### **Information about the authors**

**Vyacheslav G. Kopchenkov** – Dr. Sci. (Engin.), Professor, Professor, the Department of Technical Operation of Automobiles, North-Caucasus Federal University, Scopus ID: 6603271703

**Vladimir V. Fedorenko** – Dr. Sci. (Techn.), Professor, Professor of the Department of Applied Mathematics and Mathematical Modeling, North-Caucasus Federal University. ResearcherID: D-5811-2013.

**Raisa E. Shesterikova** – Dr. Sci. (Engineering), Associate Professor, Professor of the Department of Oil Refining Technology and Industrial Ecology, Faculty of Petroleum Engineering, North-Caucasus Federal University.

**Vladimir S. Kramarenko** – Postgraduate Student, Department of Petroleum Geophysics, North-Caucasus Federal University. Scopus ID: 57189620072

**Elizaveta G. Kerimova** – Senior Lecturer, Petroleum Geophysics, North-Caucasus Federal University. Scopus ID: 57220025188

#### **Contribution of the authors**

All authors contributed equally to the preparation of this publication.