

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.182-194>

УДК 622.276.031.011.43

## Определение корреляции между тепловыми и фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов залежей СВН

*Садреева Р.Х., Залятдинов А.А., Аленькин А.А., Бурлуцкий Е.А., Бадретдинов Э.Н.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия*

## Determining correlation between reservoir thermal characteristics and poroperm properties in heavy oil fields

*R.Kh. Sadreeva, A.A. Zalyatdinov, A.A. Alenkin, E.A. Burlutsky, E.N. Badretdinov*

*Almetyevsk State Petroleum Institute, Almetyevsk, Russia*

**E-mail: [zalyatdinovaa@agni-rt.ru](mailto:zalyatdinovaa@agni-rt.ru)**

**Аннотация.** Достоверные данные о тепловых свойствах (тепло-, температуропроводности и теплоемкости) горных пород требуются для решения целого ряда теоретических и практически важных техносферных задач, в том числе связанных с геотермическими исследованиями (например, надежная оценка теплового потока), интерпретацией результатов термометрии в скважинах, применением тепловых методов добычи высоковязких нефтей и др. Решение этих задач требует развития экспериментальной базы тепловой петрофизики (теплофизики горных пород), что представляет собой самостоятельную научную проблему. Несмотря на имеющиеся к настоящему времени методические и конструкторские разработки (С.А. Николаев, С.Н. Эмиров, Ю.А. Попов и др.), поиск наиболее приемлемых способов изучения тепловых характеристик таких сложных объектов, как горные породы, продолжается.

Исследованиями тепловых свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений РТ занимались Б.А. Яковлев, С.А. Николаев, А.А. Липаев и др.

В работе проведено исследование тепловых характеристик пород с помощью серийно выпускаемых приборов: дифференциального сканирующего калориметра DSC 204 HP и комплекса LFA 467, предназначенного для измерения температуропроводности. Достоинством этих приборов является экспрессность измерений, а также возможность определения зависимости от температуры удельной теплоемкости и температуропроводности неконсолидированных образцов пород-коллекторов при моделировании горного давления, соответствующего условиям их залегания в пласте.

---

© Садреева Р.Х., Залятдинов А.А., Аленькин А.А., Бурлуцкий Е.А., Бадретдинов Э.Н., 2022

**Ключевые слова:** *керновый материал, теплофизические свойства горных пород, порода-коллектор, сверхвязкая нефть, фильтрационно–емкостные свойства, температура кернового материала, коэффициент температуропроводности, удельная теплоемкость, теплопроводность*

**Для цитирования:** Садреева Р.Х., Зялятдинов А.А., Аленькин А.А., Бурлуцкий Е.А., Бадретдинов Э.Н. Определение корреляции между тепловыми и фильтрационно–емкостными свойствами пород-коллекторов залежей СВН//Нефтяная провинция.-2022.-№1(29).-С.182-194. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.182-194>

**Abstract.** Reliable data on rock thermal characteristics (heat conductivity, temperature conductivity, and heat capacity) is required to solve a number of theoretical and practical technogenic problems, including those related to geothermal studies (as, for example, a reliable estimate of heat flows), interpretation of thermal logging results, application of thermal heavy oil recovery methods, etc. Solving of these problems requires development of thermal petrophysics experimental facilities, which is a separate scientific challenge. Regardless of the available guidelines and design solutions, search for the most suitable tools of studying rock thermal characteristics is still underway.

Rock thermal characteristics in Tatarstan oil fields have been studied by Yakovlev B.A., Nikolaev S.A., Lipaev A.A.

The paper discusses study of rock thermal characteristics using commercial tools – DSC 204 HP differential scanning calorimeter and LFA 467 complex designed for temperature conductivity measuring. The benefit of these tools is measurement rapidity and possibility of determining dependence of specific heat capacity and temperature conductivity of unconsolidated rock samples on temperature with actual rock pressure simulation.

**Key words:** *core material, rock thermal characteristics, reservoir rock, heavy oil, poroperm properties, core temperature, temperature conductivity coefficient, specific heat capacity, thermal conductivity*

**For citation:** R.Kh. Sadreeva, A.A. Zalyatdinov, A.A. Alenkin, E.A. Burlutsky, E.N. Badretdinov Opredelenie korreljacji mezhdu teplovymi i fil'tracionno–emkostnymi svojstvami porod-kollektorov zalezhej SVN [Determining correlation between reservoir thermal characteristics and poroperm properties in heavy oil fields]. Neftyanaya Provintsiya, No. 1(29), 2022. pp. 182-194. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.1.182-194> (in Russian)

## Введение

Мировые запасы природных битумов оцениваются более чем в 800 миллиардов тонн. При этом Россия - один из лидеров по запасам, треть из которых находится на территории Республики Татарстан. Добыча битуминозной нефти требует нетрадиционного уникального подхода. Существуют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей и при-

родных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Наиболее перспективными на сегодняшний день являются тепловые методы извлечения СВН и природных битумов [4–10]. Надежная аппаратурно-методическая база для измерений тепловых свойств пород непосредственно в скважине, в настоящее время практически отсутствует, поэтому тепловые методы добычи СВН требуют использования лабораторных исследований с применением специальных измерительных установок, позволяющих моделировать реальные термобарические условия залегания пород для анализа влияния температуры на свойства кернового материала. Для решения поставленной задачи были проанализированы известные методики и аппаратура для теплофизических исследований [7, 5, 8, 10, 11] и отдано предпочтение серийно выпускаемым приборам: комплексу LFA 467 измерителю температуропроводности и дифференциальному сканирующему калориметру DSC 204 HP.

На выбор методов влияют многие факторы, в числе которых цель исследования, диапазон изменения тепловых свойств горных пород, различная степень консолидации (от неконсолидированных осадочных коллекторов сверхвязкой нефти до твердых малопористых пород кристаллического фундамента), степень насыщения образцов и др. Глубина отбора образцов определяет величины давлений, при которых требуется исследовать горные породы [3]. Характер теплового воздействия обуславливает температурный диапазон исследований.

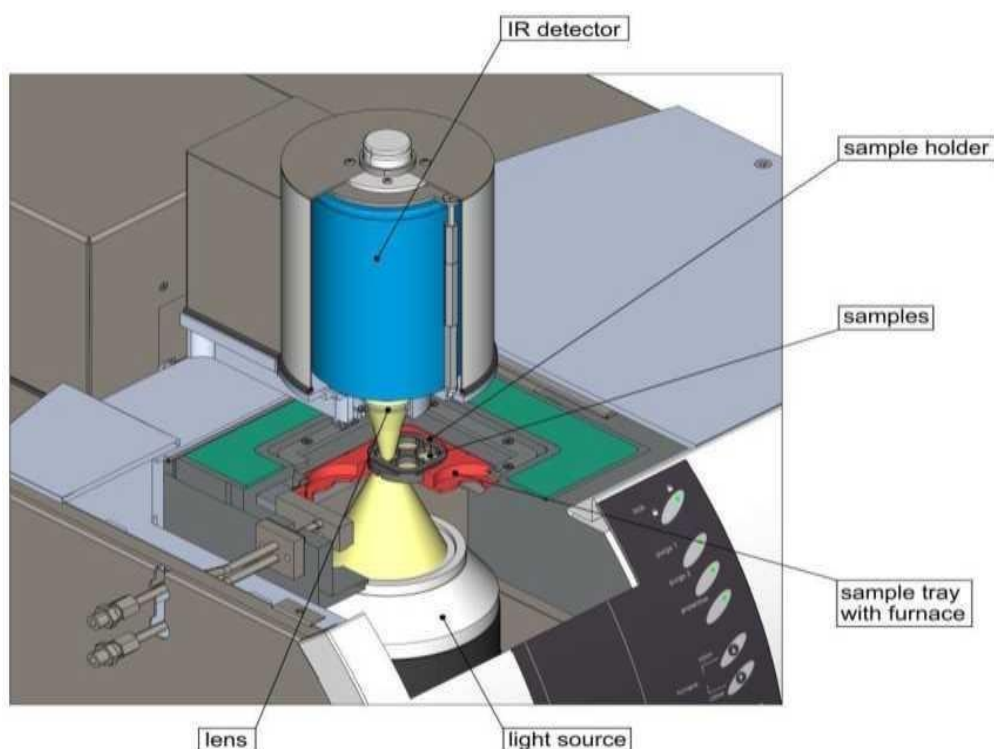
Перед авторами стояла задача получения достоверных данных по ранее не изученным тепловым свойствам неконсолидированных образцов пород месторождений сверхвязкой нефти Татарстана и определение корреляции между тепловыми и фильтрационно–емкостными свойствами.

Данные о теплофизических свойствах горных пород являются ключевым параметром для численных моделей пластовых систем, кроме того, они необходимы для работ по определению скорости продвижения фронта

теплоносителя, оценке тепловых ресурсов месторождений и проектированию систем разработки. Все вышесказанное обуславливает актуальность темы данной работы.

### Описание экспериментальных установок и методики исследования

В работе для определения температуропроводности использовался прибор LFA 467 (Рис. 1) с держателем для работы под давлением с диаметром 14 мм. Комплекс LFA 467 включает в себя сложное оборудование и простое программное обеспечение, обеспечивающие быстрые, точные и безопасные измерения. LFA 467 основан на методе лазерной вспышки в соответствии международными стандартами ASTM E-1461, DIM EN 821 и DIN 30905. С помощью инфракрасного детектора измеряется увеличение температуры с обратной стороны образца как функция времени.



*Рис. 1. Конструкция прибора LFA 467*

Математический анализ измеряемой зависимости температуры от времени позволяет определить температуропроводность  $\alpha$ . Анализ осуществляется специальной программой, использующей набор дифференци-

альных математических моделей для различных приложений. В адиабатических условиях  $\alpha$  определяется уравнением:

$$\alpha = 0.1388 * \frac{l^2}{t_{50}}$$

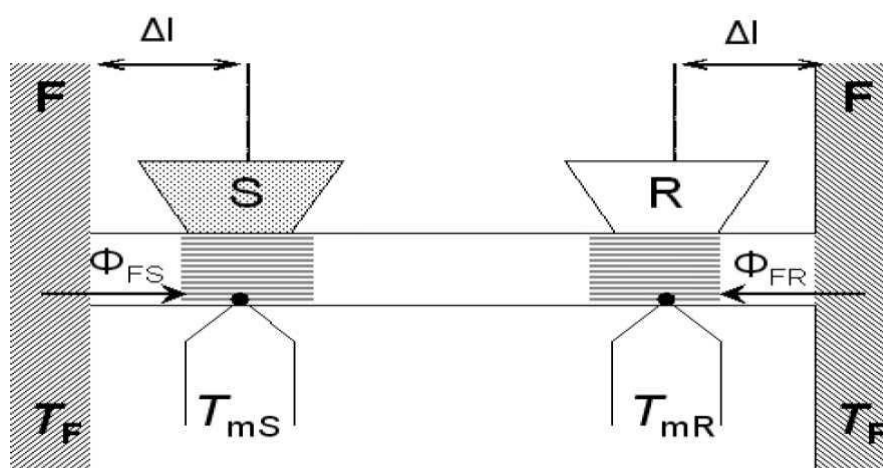
где:

$\alpha$  – температуропроводность ( $\text{см}^2/\text{с}$ );

$l$  – толщина образца ( $\text{см}$ );

$t_{50}$  – время ( $\text{с}$ ), соответствующее увеличению температуры на 50 % (относительно температуры на задней стенке образца)

Для определения удельной теплоемкости использовался дифференциальный сканирующий калориметр DSC 204 HP. Этот прибор имеет две измерительные ячейки: одну, предназначенную для исследуемого образца, другую для образца сравнения – эталона (Рис. 2). Ячейки конструируют максимально симметрично (одинаковые тигли, одинаковые сенсоры, одинаковое расстояние от нагревателя до сенсора). Экспериментально измеряется временная зависимость разницы температур между ячейкой с образцом и ячейкой сравнения.



**Рис. 2. Схема измерений методом DSC 204 HP:** *F* – печь (нагреватель), *S* – образец, *R* – эталон, *T<sub>F</sub>*, *T<sub>mS</sub>*, *T<sub>mR</sub>* – температуры печи и спаев дифференциальной термопары образца и эталона,  $\Phi_{FS}$ ,  $\Phi_{FR}$  – тепловые потоки

Тепловые потоки измеряются по разнице температур в двух точках измерительной системы в один момент времени.

Измерения проводят как в изотермических условиях, так и в динамическом режиме при программируемом изменении температуры оболочки (нагревателя).

Удельная теплоемкость определяется по формуле:

$$C_p = \frac{\text{DSC образца} - \text{DSC базовой линии}}{\text{DSC стандарта} - \text{DSC базовой линии}} \cdot \frac{m_{\text{стандарта}}}{m_{\text{образца}}} \cdot C_{p\text{стандарта}}, \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$$

$m_{\text{стандарта}}$  – масса стандарта;  $m_{\text{образца}}$  – масса образца

$C_{p\text{стандарта}}$  – удельная теплоемкость стандарта

Измерение температуропроводности, удельной теплоемкости позволяет (при известной или дополнительно измеренной объемной плотности) вычислить теплопроводность исследуемого образца.

$$\lambda = a \cdot C_p \cdot \rho$$

где  $\lambda$  – теплопроводность (Вт/(м·К));

$a$  – температуропроводность (м<sup>2</sup>/с);

$C_p$  – удельная теплоемкость (Дж/(кг·К));

$\rho$  – плотность пород (кг/м<sup>3</sup>).

### Результаты исследования тепловых свойств образцов горных пород

Исследуемый керновый материал относится к уфимскому ярусу, представляют собой песчаники мелкозернистые, алевритовые, характер битумонасыщения равномерный на глубине 78,25 м, слабо–равномерный битумонасыщенный на глубине 81,2 м, пятнисто–полосчато неравномерно нефтенасыщенный на глубине 85,75 м. Исследования были проведены при температурах 25, 75, 125, 175, 225°С.

Давление, соответствующее глубине залегания для конкретного образца, создавалось сжатием в прободержателе для измерений под давлением с помощью динамометрического ключа. Плотность керна, соответствующей глубины залегания, предоставляется заказчиком.

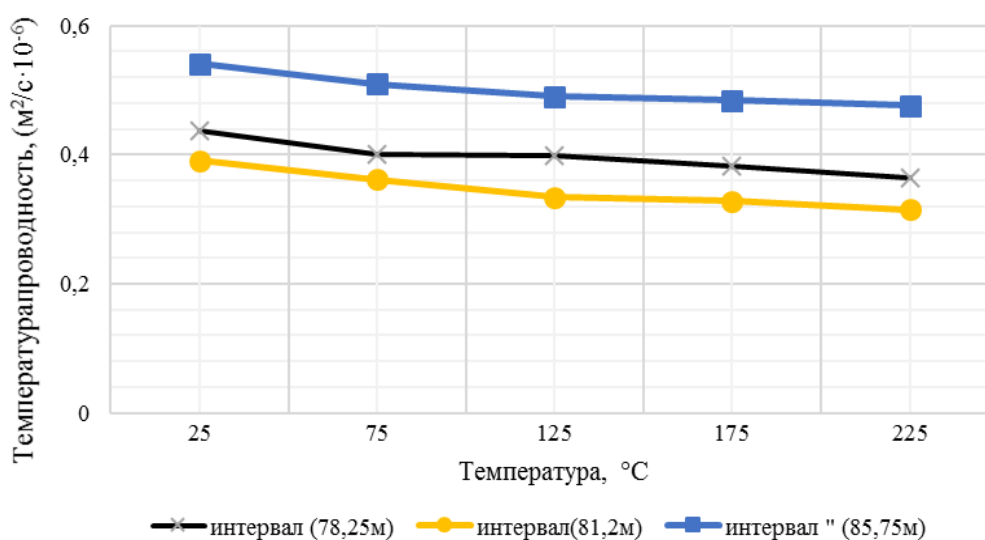
Результаты исследований коэффициента температуропроводности приведены в табл. 1.

Таблица 1

**Результаты исследований температуропроводности**

Наименование показателей	Т, °С	Интервал отбора керна, м		
		78,25	81,2	85,75
Температуропроводность, $\cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	25	0,438	0,391	0,541
	75	0,401	0,362	0,51
	125	0,399	0,334	0,49
	178	0,383	0,328	0,484
	225	0,365	0,315	0,476

По результатам лабораторных исследований получена зависимость температуропроводности от температуры по интервалам (Рис. 3).

**Рис. 3. Зависимость температуропроводности от температуры по интервалам**

В керновом материале, отобранном на глубине 78,25 м, температуропроводность снижается от  $0,438 \cdot 10^{-6}$  до  $0,365 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Снижение коэффициента температуропроводности составляет 16,6 %. В керновом материале, отобранном на глубине 81,2 м, температуропроводность снижается от  $0,391 \cdot 10^{-6}$  до  $0,315 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Снижение коэффициента температуропроводности составляет 19,4 %. В керновом материале, отобранном на глубине 85,75 м, температуропроводность снижается от  $0,541 \cdot 10^{-6}$  до  $0,476 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Снижение коэффициента температуропроводности составляет 12,0 %.



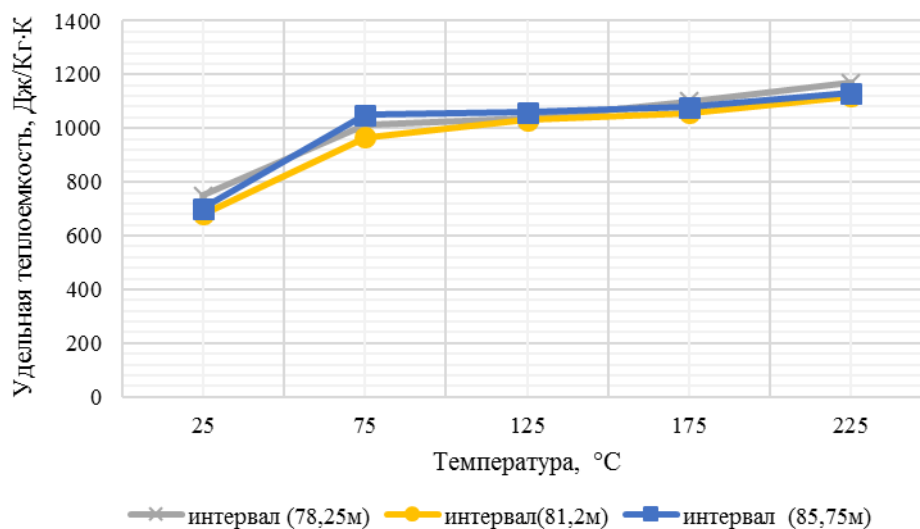
Результаты лабораторных исследований удельной теплоемкости неконсолидированных образцов кернового материала Уфимского яруса из интервалов 78,25; 81,2 и 85,75 м в диапазоне температур от 25 до 225°C приведены в табл. 2.

Таблица 2

*Результаты исследования удельной теплоемкости*

Наименование показателя	Т, °С	Глубины отбора керна, м		
		78,25	81,2	85,75
Удельная теплоемкость Дж/кг*К)	25	750	681	702
	75	1015	966	1050
	125	1039	1030	1060
	175	1100	1057	1079
	225	1170	1120	1132

По результатам лабораторных исследований отмечена зависимость удельной теплоёмкости от температуры. Удельная теплоемкость повышается при увеличении температуры кернового материала (Рис. 4.).



**Рис. 4. Зависимость удельной теплоемкости от температуры по интервалам**

Как видно из полученных результатов, удельная теплоемкость битумонасыщенных песчаников повышается в среднем на 37,6 % с ростом температуры в диапазоне от 25 до 225°C (Рис. 4)

На основании полученных экспериментальных значений коэффициента температуропроводности и удельной теплоемкости образцов песча-



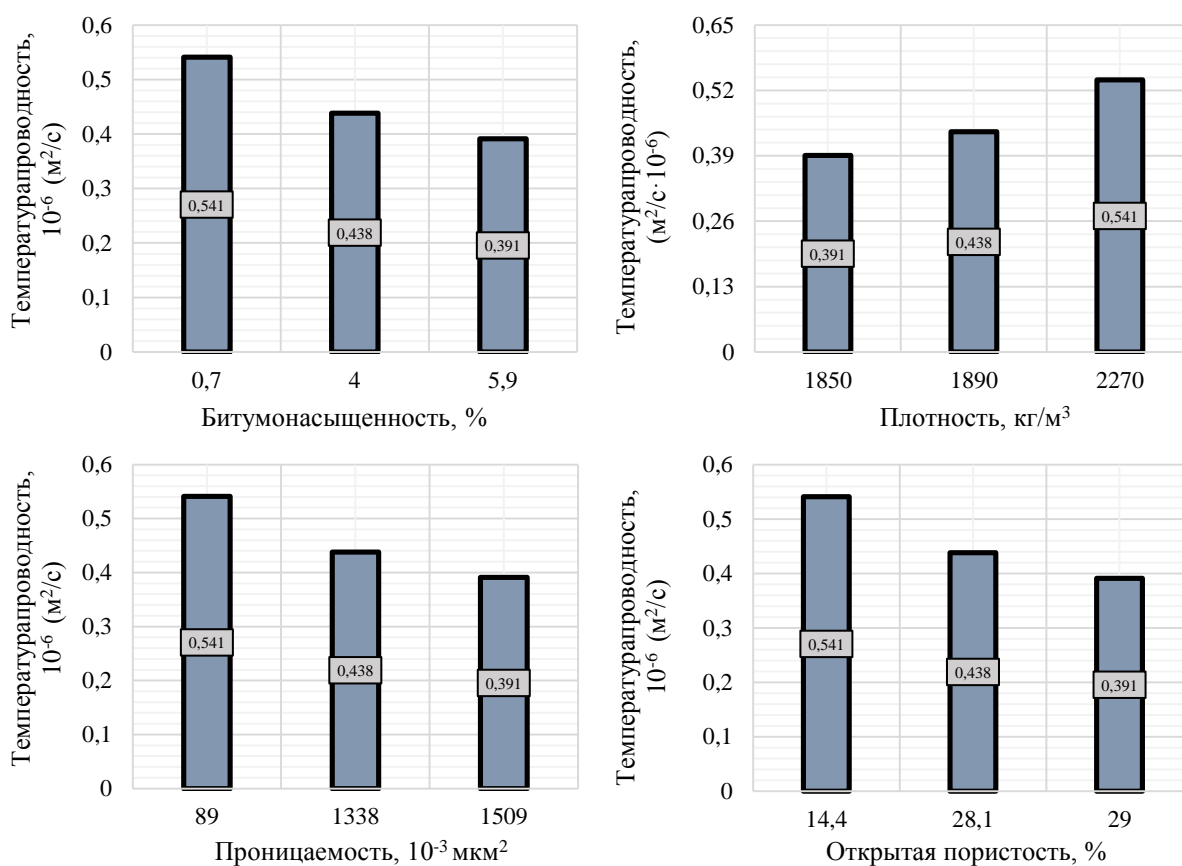
ников по формуле были вычислены их коэффициенты теплопроводности. Рассчитанные значения теплопроводности представлены в табл. 3.

Таблица 3

**Результаты расчета теплопроводности**

Наименование показателей	Т, °С	Интервалы отбора керна, м		
		78,25	81,2	85,75
Теплопроводность Вт/(м·К)	25	0,621	0,493	0,862
	75	0,769	0,629	1,170
	125	0,784	0,636	1,179
	175	0,796	0,641	1,185
	225	0,807	0,653	1,223

На рис. 5 представлена зависимость температуропроводности от битумонасыщенности, плотности, открытой пористости, проницаемости.



**Рис. 5. Корреляция между тепловыми и фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов залежей СВН**

При увеличении битумонасыщенности по интервалам от 0,7 % до 5,9% температуропроводность снижается от  $0,541 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  до  $0,391 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$

При увеличении плотности породы по интервалам от 1850 кг/м<sup>3</sup> до 2270 кг/м<sup>3</sup> значение коэффициента температуропроводности увеличивается.

При увеличении проницаемости породы по интервалам от  $89 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  до  $1509 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  значение коэффициента температуропроводности снижается.

При увеличении открытой пористости кернового материала по интервалам от 14,4 % до 29,0 % значение коэффициента температуропроводности снижается.

## **Заключение**

1. Результаты исследований показывают пригодность приборов: измерителя температуропроводности LFA-467 и дифференциального сканирующего калориметра DSC 204 HP к определению температурной зависимости тепловых характеристик однородных (мелкозернистых) образцов горных пород (в том числе неконсолидированных) при моделировании горного давления, соответствующего их глубине залегания.
2. При анализе теплофизических свойств кернового материала выявлено, что коэффициент температуропроводности снижается при увеличении температуры кернового материала. Самые низкие значения коэффициента температуропроводности отмечаются при температуре 225°C.
3. Коэффициент удельной теплоемкости увеличивается при повышении температуры неконсолидированного керна. Самые высокие значения удельной теплоемкости отмечаются при температуре 225°C.
4. Коэффициент теплопроводности увеличивается при повышении температуры кернового материала. Самые высокие значения теплопроводности отмечаются при температуре 225°C.

5. Проведена оценка корреляции между тепловыми и фильтрационно–емкостными свойствами пород-коллекторов залежей СВН.
6. Данные по тепловым свойствам кернового материала, полученные в ходе проведения лабораторных исследований, могут быть использованы в качестве оценочных при проектировании и оптимизации методов добычи вязкой нефти с тепловым воздействием на продуктивный пласт.
7. Для получения надежного массива экспериментальных данных по тепловым характеристикам пород-коллекторов месторождений сверхвязкой нефти и битумов Татарстана необходимы дальнейшие петрофизические исследования.

Благодарим руководство ТатНИПИнефть, в частности заведующего лабораторией петрофизических исследований отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов института «ТатНИПИнефть» А.В.Фомичева за подготовку керновых образцов, а также предоставление данных о фильтрационно – емкостных свойствах керновых образцов.

Благодарим Липаева Александра Анатольевича д.т.н., профессора кафедры Литологии и геологии горючих ископаемых (ЛГГИ) Уральского государственного горного университета за помощь в технической подготовке текста.

*Данная работа была проведена в рамках НТУ №0009/2021/478 по теме «Определение теплофизических свойств коллекторов залежей СВН». «Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье».*

### Список литературы

1. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти – М.: Недра, 1969. – 256 с.
2. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. 484 с.
3. Чекалюк, Э.Б. Температурное поле пласта при нагнетании теплоносителя в скважину [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 4. – С. 39-42.
4. Малофеев Г.Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей жидкости в скважину // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1960. – № 7. – С. 59-64.
5. Любимова Е.А., Масленников А.И., Ганиев Ю.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлениях в водо- и нефтенасыщенном состоянии // Известия АН СССР. Сер. Физика Земли, 1979. № 5. С. 87 – 93.
6. Чарный, И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 2. – С. 18-23.
7. Абдулагатова З.З. Теплопроводность сухих и флюидонасыщенных горных пород при высоких температурах и давлениях. Эксперимент и моделирование: диссерт. на соиск. уч. степ. канд. техн.наук. Махачкала, 2010.

8. Попов Е.Ю., Ромушкевич Р.А., Попов Ю.А. Измерения тепловых свойств пород на стандартных образцах как необходимый этап теплофизических исследований месторождений углеводородов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2017. № 2. С. 56 – 70.
9. Оганов, К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт – М.: Недра, 1967. – 203 с.
10. Тарелко Н.Ф. Изучение тепловых свойств коллекторов тяжелых нефтей и вмещающих пород применительно к тепловым методам добычи: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. Техн. наук. М., 2011. 27 с.
11. Николаев С.А., Николаева Н.Г., Саламатин А.Н. Теплофизика горных пород. Казань: Изд-во КГУ, 1987. 150 с.

### References

1. Sheinman A.B., Malofeev G.E., Sergeev A.I. *Vozdejstvie na plast teplom pri dobyche nefti* [Thermal formation stimulation during oil production]. Moscow, Nedra Publ., 1969, 256 p (in Russian)
2. Lipaev A.A. *Razrabotka mestorozhdenij tyazhelyh neftej i prirodnyh bitumov*. [Development of heavy oil and natural bitumen fields]. M., Izhevsk: Institute of computer-aided studies, 2013, 484 p. (in Russian)
3. Checkalyuk E.B. *Temperaturnoe pole plasta pri nagnetanii teplonositelya v skvazhinu* [Reservoir temperature profile during heat-transfer agent injection]. Neftyanoe Khozyaistvo [Oil and Gas Industry], 1955, No.4, pp.39-42 (in Russian)
4. Malofeev G.E. *K raschetu raspredeleniya temperatury v plaste pri zakachke goryachej zhidkosti v skvazhinu* [On evaluation of reservoir temperature distribution during hot water injection]. Proceedings of Universities. Neft i Gaz [Oil and Gas], 1960, No.7, pp.59-64 (in Russian)
5. Lyubimova E.A., Maslennikov A.I., Ganiev Yu.A. *O teploprovodnosti gornyh porod pri povyshennyh temperaturah i davleniyah v vodo- i neftenasyshchennom sostoyanii* [Rock heat conductivity under high temperatures and pressures for water and oil saturation conditions]. Fizika Zemli [Geophysics], 1979, No.5, pp.87-93 (in Russian)
6. Charny I.A. *Nagrevanie prizabojnoj zony pri zakachke goryachej zhidkosti v skvazhinu* [Heating of bottomhole area during hot water injection]. Neftyanoye Khozyaistvo [Oil and Gas Industry], 1953, No.2, pp. 18-23 (in Russian)
7. Abdulgatova Z.Z. *Teploprovodnost' suhikh i flyuidonasyshchennyh gornyh porod pri vysokih temperaturah i davleniyah. Eksperiment i modelirovanie* [Heat conductivity of unsaturated and fluid-saturated rocks under high temperatures and pressures. Experiment and simulation]. PhD thesis in Engineering Science. Makhachkala, 2010 (in Russian)
8. Popov E.Yu., Romushkevich R.A., Popov Yu.A. *Izmereniya teplovykh svoystv porod na standartnykh obrazцах kak neobhodimyy etap teplofizicheskikh issledovaniy mestorozhdenij uglevodorodov* [Determination of rock thermal properties using standard samples as an essential part of thermophysical studies]. Proceedings of Universities. Geologiya i Razvedka [Geology and Exploration]. 2017, No.2, pp.56-70 (in Russian)
9. Oganov K.A. *Osnovy teplovogo vozdejstviya na neftyanoy plast* [Fundamentals of thermal formation stimulation]. Moscow, Nedra Publ., 1967, 203 p. (in Russian)
10. Tarelko N.F. *Izuchenie teplovykh svoystv kollektorov tyazhelyh neftej i vmeshchayushchih porod primenitel'no k teplovyim metodam dobychi* [Studying thermal characteristics of heavy oil reservoirs and matrix rock in respect to thermal recovery methods]. Abstract of PhD thesis in Engineering Science. Moscow, 2011, 27 p. (in Russian)
11. Nikolaev S.A., Nikolaeva N.G., Salamatin A.N. *Teplofizika gornyh porod* [Rock thermal physics]. Kazan, KGU Publ., 1987, 150 p (in Russian)

### Сведения об авторах

*Садреева Рауза Хатиповна*, зав. лабораторией фильтрационных исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5327-5006>  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2  
E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru

*Бурлуцкий Ефим Андреевич*, инженер лаборатории фильтрационных исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2  
Email: efim.work@mail.ru

*Залятдинов Альберт Айратович*, начальник ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8466-9013>  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2  
Email: zalyatdinovaa@agni-rt.ru

*Бадретдинов Эмиль Наилевич*, инженер лаборатории фильтрационных исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-0079-8740>  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2  
Email: emil-badretdinov@yandex.ru

*Аленькин Артем Анатольевич*, лаборант лаборатории фильтрационных исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7401-178X>  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2  
Email: alenkin.a@list.ru

### Authors

*R.Kh. Sadreeva*, Head of Core Flood Test Laboratory, CSTI of Almeteyevsk State Petroleum Institute  
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru

*E.A. Burlutsky*, Engineer, Core Flood Test Laboratory, CSTI of Almeteyevsk State Petroleum Institute  
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
Email: efim.work@mail.ru

*A.A. Zalyatdinov*, Head of CSTI of Almeteyevsk State Petroleum Institute  
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
Email: zalyatdinovaa@agni-rt.ru

*E.N. Badretdinov*, Engineer, Core Flood Test Laboratory, CSTI of Almeteyevsk State Petroleum Institute  
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
Email: emil-badretdinov@yandex.ru

*A.A. Alenkin*, Lab Assistant, Core Flood Test Laboratory, CSTI of Almeteyevsk State Petroleum Institute  
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
Email: alenkin.a@list.ru

Статья поступила в редакцию 21.10.2021  
Принята к публикации 19.03.2022  
Опубликована 30.03.2022