

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.188-203>

EDN UZFNCW

УДК 550.362



## **Исследование тепловых и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов залежей сверхвязкой нефти**

<sup>1</sup>Садреева Р.Х., <sup>1</sup>Заятдинов А.А., <sup>1</sup>Бурлуцкий Е.А.,  
<sup>2</sup>Липаев А.А., <sup>3</sup>Гадельшина Э.Ф.

<sup>1</sup>Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

<sup>2</sup>Уральский государственный горный университет, Екатеринбург, Россия

<sup>3</sup>ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Альметьевск, Россия

## **Study of thermal and filtration capacity properties of reservoir rocks of ultra-viscous oil deposits**

<sup>1</sup>R.H. Sadreeva, <sup>1</sup>A.A. Zalyatdinov, <sup>1</sup>E.A. Burlutsky,  
<sup>2</sup>A.A. Lipaev, <sup>3</sup>E.F. Gadelshina

<sup>1</sup>Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

<sup>2</sup>Urals State Mining University, Yekaterinburg, Russia

<sup>3</sup>PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia

**E-mail: [roza.hatipovna@yandex.ru](mailto:roza.hatipovna@yandex.ru)**

### **Аннотация.**

**Актуальность исследований:** Тепловые свойства горных пород: удельная теплоёмкость, коэффициенты теплопроводности и температуропроводности определяют характер естественных и искусственных полей температуры в недрах. Эти параметры

необходимо учитывать при тепловом воздействии на пласт и решении термодинамических вопросов, связанных с прогнозированием температуры флюидов на устье добывающих скважин, оценкой фильтрационных параметров пласта, термической обработкой продуктивных горизонтов и др.

**Цель исследований:** определение зависимости коэффициента температуропроводности, удельной теплоемкости, теплопроводности коллекторов залежей сверхвязкой нефти (СВН) Урмышлинского месторождения ПАО «Татнефть» от температуры и фильтрационно-емкостных свойств.

**Объект исследований:** коллекторы залежей СВН - мелкозернистые, равномерно - битумонасыщенные песчаники.

**Методы исследований:** для решения поставленной задачи использовались серийно выпускаемые лабораторные приборы. Температуропроводность изучалась с помощью прибора LFA 467, основанного на методе лазерной вспышки в соответствии международными стандартами ASTM E-1461, DIM EN 821 и DIN 30905. В нем с помощью инфракрасного детектора измеряется увеличение температуры с обратной стороны образца как функция времени. Для определения удельной теплоемкости применялся дифференциальный сканирующий калориметр DSC 204 HP. В этом приборе измеряются тепловые потоки по разнице температур в двух точках измерительной системы в один и тот же момент времени. Определения можно проводить как в изотермических условиях, так и в динамическом режиме при программируемом изменении температуры оболочки (нагревателя) (калориметры такого типа называют «сканирующими»).

**Результаты исследований:** определены температуропроводность, удельная теплоемкость, теплопроводность, выявлена зависимость тепловых свойств горных пород от температуры и фильтрационно-емкостных свойств.

**Ключевые слова:** *кern; температуропроводность; удельная теплоемкость; теплопроводность; температура; лазерная вспышка; сканирующий калориметр; инфракрасный детектор; сверхвязкая нефть; горная порода*

**Для цитирования:** Садреева Р.Х., Зялятдинов А.А., Бурлуцкий Е.А., Липаев А.А., Гадельшина Э.Ф. Исследование тепловых и фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов залежей сверхвязкой нефти // Нефтяная провинция. -2022.-№3(31).-С.188-203. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.188-203>. EDN UZFNCW

### **Abstract.**

**Topicality of the research:** Thermal properties of rocks: specific heat capacity, thermal conductivity and thermal conductivity coefficients determine the nature of natural and artificial temperature fields in the subsurface. These parameters should be taken into account in thermal influence on the reservoir and solving thermodynamic issues related to prediction of fluid temperature at the mouth of producing wells, evaluation of reservoir filtration parameters, thermal treatment of productive horizons, etc.

**Research objective:** to determine the dependence of the coefficient of thermal conductivity, specific heat capacity, thermal conductivity of reservoirs of extra-viscous oil (EVO)

deposits of Urmyshlinskoye field of Tatneft PJSC on the temperature and filtration-volume properties.

**The object of the research:** reservoirs of UHF deposits - fine-grained, uniformly bituminous sandstones.

**Research methods:** commercially available laboratory instruments were used to solve the task. Temperature conductivity was studied with the LFA 467 instrument based on the laser flash method according to international standards ASTM E-1461, DIM EN 821 and DIN 30905. It uses an infrared detector to measure the temperature increase on the back side of the sample as a function of time. A DSC 204 HP differential scanning calorimeter was used to determine the specific heat capacity. This instrument measures heat fluxes from the temperature difference at two points on the measuring system at the same point in time. Determinations can be made both in isothermal conditions and in dynamic mode with a programmable change in the temperature of the shell (heater) (calorimeters of this type are called "scanning").

**Research results.** The thermal diffusivity, specific heat capacity, and thermal conductivity were determined, and the dependence of thermal properties of rocks on temperature and filtration-capacitative properties was revealed.

**Key words:** *Core; thermal conductivity; specific heat; thermal conductivity; temperature; laser flash; scanning calorimeter; infrared detector; ultra-viscous oil; rock*

**For citation:** R.H. Sadreeva, A.A. Zalyatdinov, E.A. Burlutsky, A.A. Lipaev, E.F.Gadelshina Issledovanie teplovyh i fil'tracionno-emkostnyh svoystv porod-kollektorov zalezhej sverhvjazkoj nef'ti [Study of thermal and filtration capacity properties of reservoir rocks of ultra-viscous oil deposits]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(31), 2022. pp. 188-203. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.3.188-203>. EDN UZFNCW (in Russian)

## Введение

Для решения многих теоретических и прикладных задач таких наук, как геология, гидрогеология, а также целого ряда нефтепромысловых проблем, представляет интерес изучение теплового потока земной коры, ее температуры, геотермического градиента и плотности теплового потока [5]. В структуре теплового поля земной коры существенную роль играют тепловые свойства горных пород, так они являются одним из основных факторов, определяющих условия рудогенеза, формирования каустобиолитов, а также жидких и газообразных углеводородов, способствуют их миграции, дифференциации и скоплению в виде месторождений. В свою очередь, тепловое поле Земли в значительной мере определяет процессы, связанные с поисками, разведкой и разработкой нефтяных месторождений.

Особенно актуальным становится в настоящее время добыча трудно-извлекаемых запасов углеводородного сырья.

По оценкам экспертов этих запасов более чем 800 миллиардов тонн. Российская Федерация лидирует в мире по их запасам, третья часть которых залегает на земле Татарстана. Это весомый потенциал для республиканской нефтедобывающей промышленности.

Известны различные технологии извлечения тяжелых углеводородов и природных битумов, которые отличаются технологическими и экономическими показателями. Многообещающими на сегодняшний день представляются термические способы добычи СВН и природных битумов [13, 15, 21].

Основные параметры, определяющие характер теплообмена на нефтяных месторождениях - это теплопроводность, температуропроводность и удельная теплоемкость горных пород.

В настоящее время по этим характеристикам горных пород накоплен огромный фактический материал [7, 12].

Существенный вклад в разработку теоретических и экспериментальных методов исследования тепловых свойств горных пород внесли Х.И. Амирханов, П.В. Бриджмен, К.В. Васильев, В.А. Вертоградский, С.П. Власова, В.С. Волькеншейн, В.К. Гордиенко, В.Н. Дахнов, Г.Н. Дульнев, А.Д. Дучков, Д.И. Дьяконов, С.А. Николаев, Ю.А. Попов, С.Н. Эмиров, Б.А. Яковлев и многие другие ученые [7, 21, 24].

Тепловые свойства в основном изучались на традиционных коллекторах, имеющих твердый скелет. Совсем по-другому обстоят дела с неконсолированными (после извлечения из недр) породами. В определенной степени недостаточная изученность тепловых характеристик таких пород объясняется не только сложностью глубокого физического анализа процесса теплопередачи в них [5, 11, 12, 13], но и трудностью экспериментальных определений.

Недостаток имеющихся в этой области данных приводит к тому, что инженеры часто рассчитывают эти тепловые свойства с использованием грубых прогностических моделей без опоры на результаты реальных измерений на образцах керна [6].

Исследования пород геологических разрезов нефтяных месторождений Татарстана показывают, что их теплопроводность и температуропроводность горных пород изменяются в достаточно широких пределах в зависимости от вещественного состава, коллекторских свойств, степени водо- и нефтенасыщенности и других факторов. В меньшей степени породы дифференцированы по величине удельной теплоемкости. Кроме отмеченных факторов внутреннего строения тепловые характеристики горных пород зависят от давления и температуры [15, 17, 18, 21].

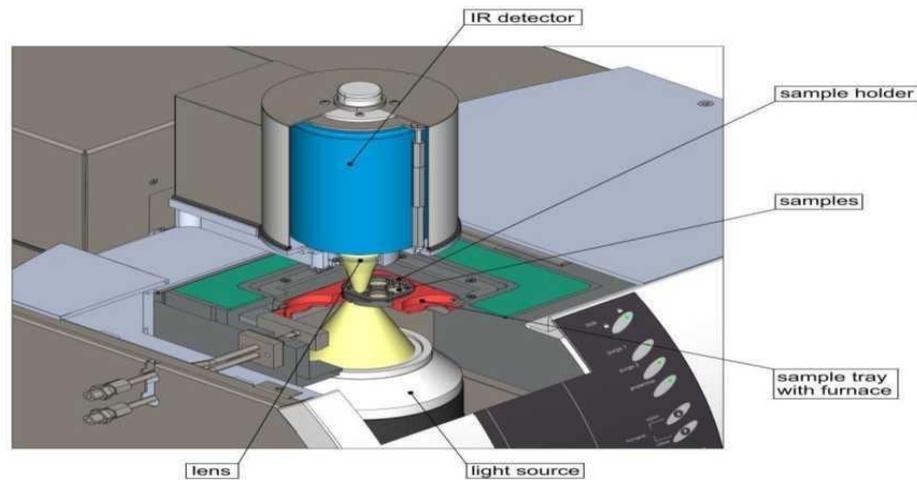
В работе проведено исследование тепловых свойств пород с помощью серийно выпускаемых приборов: дифференциального сканирующего калориметра DSC 204 HP и комплекса LFA 467, предназначенных для измерений удельной теплоемкости и температуропроводности. Достоинством этих приборов является экспрессность измерений,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

### **Методика определения тепловых свойств керна материала**

Комплекс LFA 467 для определения температуропроводности включает в себя оборудование и программное обеспечение, обеспечивающие быстрые, точные и безопасные измерения (Рис. 1).

Для определения температуропроводности использовали специальный держатель для измерений под давлением, который включает в себя динамометрический ключ с интервалом крутящего момента 60-260 Н\*см. Образец керна помещали между двумя опорными пластинами чашки дер-

жателя. Повышение давления осуществляли фиксирующей гайкой. Для достижения требуемого сжатия ( $\rho$ ) образца фиксирующая гайка должна быть затянута с определенным моментом. Держатель с образцами размещали на подставку прибора, устанавливали верхнюю заслонку печи и закрывали измерительную ячейку. Измерения запускали с помощью программного обеспечения NETZSCH.



**Рис. 1. Конструкция прибора LFA 467**

Математический анализ измеряемой зависимости температуры от времени позволяет определить температуропроводность  $a$ . Анализ осуществляется специальной программой, использующей набор дифференциальных математических моделей для различных приложений. В адиабатических условиях  $a$  определяется уравнением:

$$a = 0,1388 * \frac{l^2}{t_{50}} \quad (1)$$

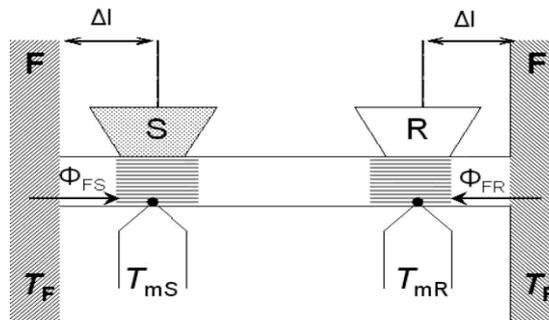
где:  $a$  – температуропроводность ( $\text{см}^2/\text{с}$ );

$l$  – толщина образца (см);

$t_{50}$  – время (с), пропорциональное росту нагрева на 50%.

Для определения удельной теплоемкости  $C_p$  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 конструи-

руют 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, TF, TmS, TmR - температуры печи и спаев дифференциальной термопары образца и эталона, ΦFS, ΦFR - тепловые потоки**

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

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

$$C_p = \frac{\text{DSC образца} - \text{DSC базовой линии}}{\text{DSC стандарта} - \text{DSC базовой линии}} \cdot \frac{m_{\text{стандарта}}}{m_{\text{образца}}} \cdot C_{p\text{стандарта}} \quad (2)$$

$m_{\text{стандарта}}$  и  $m_{\text{образца}}$  – массы стандартного и исследуемого образцов;

$C_{p\text{стандарта}}$  – удельная теплоемкость стандартного образца.

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

$$\lambda = a \cdot C_p \cdot \rho \quad (3)$$

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>).

### Описание кернового материала и результаты исследований

Исследуемый керновый материал представляет собой песчаники мелкозернистые, интенсивно битумонасыщенные, характер битумонасыщения равномерный на глубине 148,15 м, слабо–равномерный на глубине 152,10 м, пятнисто–полосчато неравномерный на глубине 154,05 м.

Исследования проведены при температурах от 25 до 225°C с шагом в 25°C.

Результаты исследований коэффициента температуропроводности приведены в табл. 1.

Таблица 1

#### *Результаты исследований температуропроводности*

| Наименование показателей                                     | Т, °С | Интервал отбора керна, м |        |        |
|--------------------------------------------------------------|-------|--------------------------|--------|--------|
|                                                              |       | 148,15                   | 152,10 | 154,05 |
| Температуропроводность, $\cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ | 25    | 0,521                    | 0,510  | 0,524  |
|                                                              | 75    | 0,490                    | 0,502  | 0,456  |
|                                                              | 125   | 0,442                    | 0,455  | 0,418  |
|                                                              | 175   | 0,424                    | 0,428  | 0,402  |
|                                                              | 225   | 0,409                    | 0,410  | 0,390  |

В керновом материале, отобранном на глубине 148,15 м, с ростом температуры наблюдается снижение коэффициента температуропроводности, которое составляет 21,5%. У керна, отобранного на глубине 152,10 м, в том же диапазоне температур уменьшается на 19,6%. В керновом материале, отобранном на глубине 154,05 м, температуропроводность падает от  $0,524 \cdot 10^{-6}$  до  $0,390 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Снижение коэффициента температуропроводности составляет 25,57%.

Графическая зависимость температуропроводности от температуры по интервалам отбора показана на рис. 3.

Результаты лабораторных исследований удельной теплоемкости неконсолидированных образцов кернового материала из интервалов 148,15; 152,10 и 154,05 м в диапазоне температур от 25 до 225°C приведены в табл. 2.

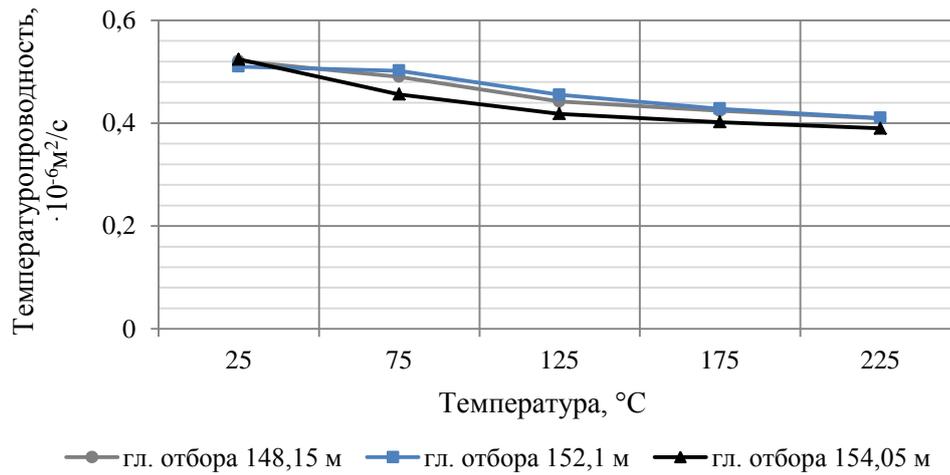


Рис. 3. Зависимость температуропроводности от температуры

Таблица 2

**Результаты исследования удельной теплоемкости**

| Наименование показателя            | Т, °С | Глубины отбора керна, м |       |        |
|------------------------------------|-------|-------------------------|-------|--------|
|                                    |       | 148,15                  | 152,1 | 154,05 |
| Удельная теплоемкость<br>Дж/(кг*К) | 25    | 698                     | 885   | 837    |
|                                    | 75    | 876                     | 1017  | 1040   |
|                                    | 125   | 1026                    | 1146  | 1164   |
|                                    | 175   | 1104                    | 1234  | 1240   |
|                                    | 225   | 1199                    | 1341  | 1309   |

Как видно из полученных результатов, удельная теплоемкость битумонасыщенных песчаников повышается с ростом температуры в диапазоне от 25 до 225°С в среднем на 47,95 %.

Отмеченное иллюстрируется рис. 4.

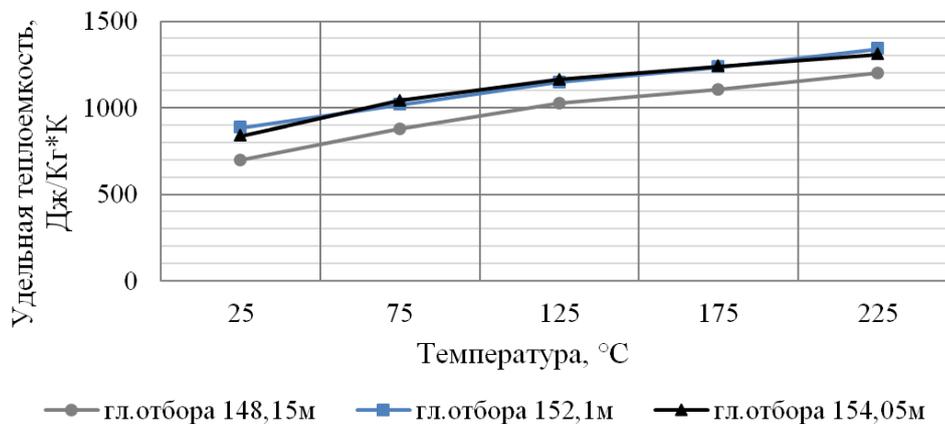


Рис. 4. Зависимость удельной теплоемкости от температуры

На основании полученных экспериментальных значений коэффициента температуропроводности и удельной теплоемкости образцов песчанников по формуле (3) вычислены их коэффициенты теплопроводности, которые представлены в табл. 3.

Таблица 3

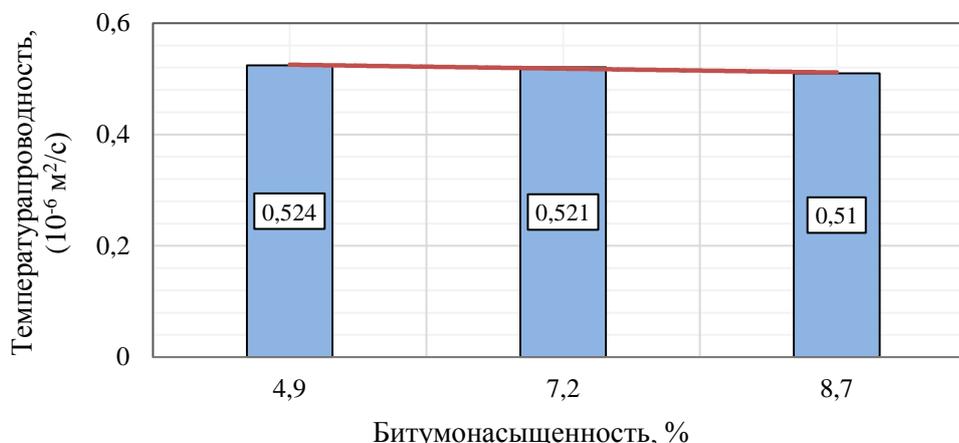
*Результаты расчета теплопроводности*

| Наименование показателя      | Т, °С | Глубины отбора керна, м |       |        |
|------------------------------|-------|-------------------------|-------|--------|
|                              |       | 148,15                  | 152,1 | 154,05 |
| Теплопроводность<br>Вт/(м*К) | 25    | 0,702                   | 0,797 | 0,851  |
|                              | 75    | 0,829                   | 0,901 | 0,920  |
|                              | 125   | 0,876                   | 0,920 | 0,944  |
|                              | 175   | 0,904                   | 0,932 | 0,968  |
|                              | 225   | 0,947                   | 0,970 | 0,991  |

Из табл. 3 видно, что с ростом температуры в диапазоне от 25 до 225°С коэффициент теплопроводности увеличивается для всех исследованных образцов.

Для описанных выше образцов керна материала были проведены исследования битумонасыщенности, плотности и открытой пористости. Это позволило изучить корреляцию последних с тепловыми характеристиками.

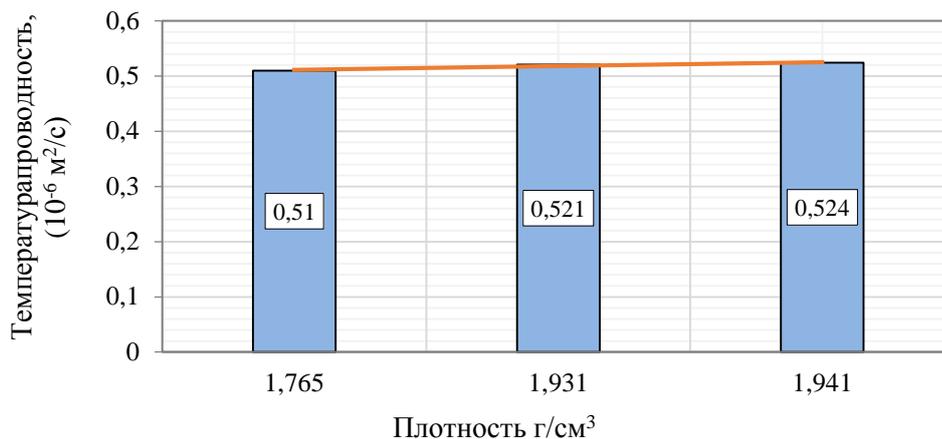
На рис. 5 представлена зависимость температуропроводности от битумонасыщенности керна образцов.



*Рис. 5. Зависимость температуропроводности образцов керна от их битумонасыщенности*

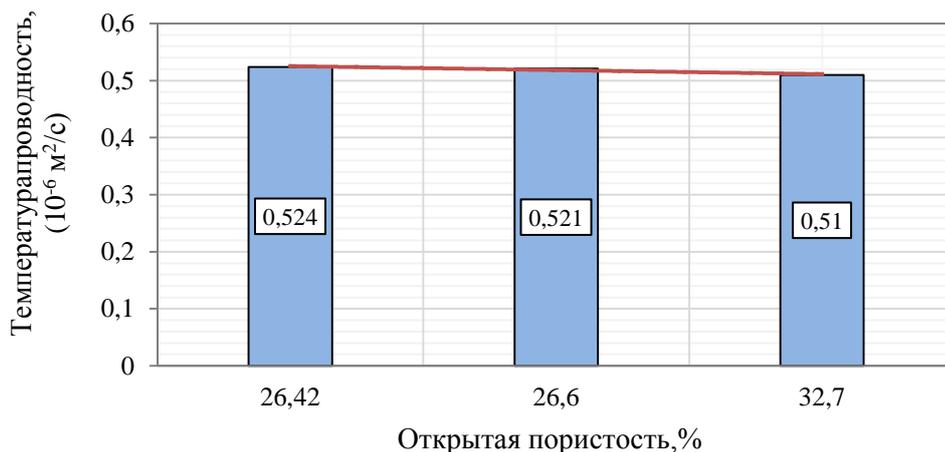
Как видно из рис. 5 при увеличении битумонасыщенности по интервалам от 4,9% до 8,7% температуропроводность снижается от  $0,524 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  до  $0,510 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Положительная корреляция наблюдается между температуропроводностью и плотностью образцов керна. При увеличении плотности породы от  $1765 \text{ кг}/\text{м}^3$  до  $1941 \text{ кг}/\text{м}^3$  значение коэффициента температуропроводности увеличивается от  $0,510 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  до  $0,524 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  (Рис. 6).



**Рис. 6. Зависимость температуропроводности образцов керна от их плотности**

На рис. 7 показана зависимость температуропроводности образцов керна от их открытой пористости.



**Рис. 7. Зависимость температуропроводности образцов керна от их открытой пористости**

Из рис. 7 видно, что при снижении открытой пористости керна от 32,7% до 26,42 % значение коэффициента температуропроводности увеличивается от  $0,510 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  до  $0,524 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

## Заключение

1. Результаты исследований показывают возможности приборов: прибора лазерной вспышки LFA-467 и дифференциального сканирующего калориметра DSC 204 HP для определения температурной зависимости тепловых характеристик однородных (мелкозернистых) образцов горных пород (в том числе неконсолидированных) при моделировании горного давления, соответствующего их глубине залегания.
2. Экспериментальные результаты показывают, что коэффициент температуропроводности неконсолидированного керна снижается при увеличении температуры.
3. При повышении температуры керна материала до 225°C коэффициент удельной теплоемкости увеличивается.
4. Аналогичный характер зависимостей температуропроводности и теплоемкости только для консолидированных образцов пород наблюдался также в работе [5].
5. Коэффициент теплопроводности керна материала при повышении температуры увеличивается.
6. Результаты изучения корреляции между тепловыми свойствами пород коллекторов залежей СВН и их фильтрационно–емкостными свойствами могут быть использованы для оценки первых по данным геофизических исследований скважин.
7. Полученные в ходе проведения лабораторных исследований данные по тепловым свойствам керна материала, могут быть использованы в качестве оценочных при проектировании и оптимизации методов добычи вязкой нефти с тепловым воздействием на продуктивный пласт.
8. Изучение зависимости теплопроводности неконсолидированных образцов пород от температуры требует дальнейшего развития.

## Список литературы

1. 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.
2. Бабаев В.В., Будымка В.Ф., Сергеева Т.А. и др. Теплофизические свойства горных пород. М.: Недра, 1987.
3. Байбаков, Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений [Текст] / Н.К. Байбаков, А. Р. Гарушев. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1988. – 343 с.
4. Желтов, Ю.П. О вытеснении нефти из пластов движущимся фронтом горения [Текст] / Ю.П. Желтов // Теория и практика добычи нефти: ежегодник / ВНИИ. – М.: Недра, 1968. – С. 212-220.
5. Липаев А.А., Хисамов Р.С., Чугунов В.А. Тепломассоперенос в породах-коллекторах 3-18, 79-83, 99-102с
6. Липаев А.А. Теплофизические исследования в петрофизике // Казань.: 1993
7. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. 53 с.77-87
8. 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.
9. Малофеев Г.Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей жидкости в скважину [Текст] / Г.Е. Малофеев // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1960. – № 7. – С. 59-64.
10. Мандель А.М. Теоретические модели эффективных тепловых свойств горных пород // Дисс. на соиск. уч. степени. канд. физ.-мат. наук. М., 1994.
11. Николаев С.А., Николаева Н.Г., Саламатин А.Н. Теплофизика горных пород. Казань: Изд-во КГУ, 1987. 150 с.
12. Оганов, К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт [Текст] / К.А. Оганов. – М.: Недра, 1967. – 203 с.
13. 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.
14. Раковский, Н.Л. Тепловая эффективность нагнетания теплоносителей в слоистонеоднородные пласты [Текст] / Н.Л. Раковский // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 11. – С. 25-27.
15. Рубинштейн, Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя: (по поводу статей Э.Б. Чекалюка) [Текст] / Л.И. Рубинштейн //
16. Сборник трудов Уфимского нефтяного института. – Уфа: Башкнигоиздат, 1958. – Вып. 2. – С. 149-173.
17. Тарелко Н.Ф. Изучение тепловых свойств коллекторов тяжёлых нефтей и вмещающих пород применительно к тепловым методам добычи // Дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук. М., 2011.
18. Чарный, И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 2. – С. 18-23.
19. Voskresensky P.I. The beginnings of laboratory technique. -М. : Goskhimizdat, 2020. - 176 с.
20. Kireev I. I., Roshchin P. V., Demin S. V. Intensification of production of high-viscosity oil // Business Journal Neftegaz. RU. - 2020. - №. 4. - С. 88- 91.
21. Khisamutdinov N.I., Khasanov M.M., Telgin A.G., Ibragimov G.Z., Latypov A.Z., Potapov A.M. Development of oil fields. - М: VNIIOENG, 2020. - Т. 1. - 263 с.

22. Khromikh L. N., Ziganshin R. Sh., Rogozhinsky R. A. On the issue of operational intensification of high-viscosity oil production with the use of complex action methods // Vestnik of Eurasian Science. - 2020. - T. 12. - №. 2.
23. Medina M. 2020. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. The Way Ahead. Vol. 6, No. 2, p. 9.
24. Popov E.Yu., Romushkevich R.A., Popov Yu.A. Measurement of thermal properties of rocks on standard samples as a necessary stage of thermophysical research of hydrocarbon deposits. Geology and exploration, 2017. No. 2, pp. 56 – 70.
25. Tang, X. D. Refining of heavy oil in the presence of oil-soluble catalyst precursors / X.D. Tang, X.D. Chen, J.J. Li, L.Y. Deng, G.J. Liang // Petrochemicals. - 2017. - V. 57. - No. 6. – P. 641–646.
26. Terentiyev A.A. et al. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production. Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020.

### References

1. Abdulgatova Z.Z. Thermal conductivity of dry and fluid-saturated rocks at high temperatures and pressures. Experiment and modeling: dissertation. for the competition uch. step. cand. tech.sci. Makhachkala, 2010.
2. Babaev V.V., Budymka V.F., Sergeeva T.A. Teplofizicheskie svoistva gornyx porod [Thermophysical properties of rocks]. Moscow: Nedra, 1987.
3. Baibakov, N.K. Thermal methods for the development of oil fields [Text] / N. K. Baibakov, A. R. Garushev. - 3rd ed., revised. and additional – M.: Nedra, 1988. – 343 p.
4. Zheltov, Yu.P. On displacement of oil from reservoirs by a moving combustion front [Text] / Yu.P. Zheltov // Theory and practice of oil production: yearbook / VNIIL. - M.: Nedra, 1968. - S. 212-220.
5. Lipaev A.A., Khisamov R.S., Chugunov V.A. Heat and Mass Transfer in Reservoir Rocks 3-18, 79-83, 99s
6. Lipaev A.A. Thermophysical research in petrophysics // Kazan.: 1993
7. Lipaev A.A. Development of deposits of heavy oils and natural bitumen. M., Izhevsk: Institute of Computer Research, 2013. 53 p.
8. Lyubimova EA, Maslennikov A.I., Ganiev Yu.A. On the thermal conductivity of rocks at elevated temperatures and pressures in the water- and oil-saturated state. Izvestiya ANSSSR. Ser. Physics of the Earth, 1979, No. 5, pp. 87 – 93.
9. Malofeev G.E. On the calculation of the temperature distribution in the reservoir during the injection of hot liquid into the well [Text] / G.E. Malofeev // Izv. universities. Oil and gas. - 1960. - No. 7. - S. 59-64.
10. Mandel A.M. Theoretical models of effective thermal properties of rocks // Diss. for the competition uch. degree. cand. Phys.-Math. Sciences. M., 1994.
11. Nikolaev S.A., Nikolaeva N.G., Salamatina A.N. Thermophysics of rocks. Kazan: Publishing house of KSU, 1987. 150 p.
12. Oganov, K.A. Fundamentals of thermal impact on the oil reservoir [Text] / K.A. Oganov. – M.: Nedra, 1967. – 203 p.
13. Popov E.Yu., Romushkevich R.A., Popov Yu.A. Measurement of thermal properties of rocks on standard samples as a necessary stage of thermophysical research of hydrocarbon deposits. Geology and exploration, 2017. No. 2, pp. 56 – 70.
14. Rakovsky, N.L. Thermal efficiency of injection of heat carriers into layered heterogeneous reservoirs [Text] / N.L. Rakovsky // Oil industry. - 1982. - No. 11. - S. 25-27.
15. Rubinshtein, L.I. On the temperature field of the reservoir when a hot coolant is injected into the reservoir: (regarding the articles by E.B. Chekalyuk) [Text] / L.I. Rubinshtein //

16. Proceedings of the Ufa Oil Institute. - Ufa: Bashkniogoizdat, 1958. - Issue. 2. - S. 149-173.
17. Tarelko N.F. Study of the thermal properties of heavy oil reservoirs and host rocks in relation to thermal methods of production. Diss. for the competition uch. degree cand. tech. Sciences. M., 2011.
18. Charny, I.A. Heating of the bottomhole zone during the injection of hot fluid into the well // Neftyanoe khozyaystvo. - 1953. - No. 2. - S. 18-23.
19. Voskresensky PI The beginnings of laboratory technique. -M. : Goskhimizdat, 2020. - 176 p.
20. Kireev II, Roshchin PV, Demin SV Intensification of production of high-viscosity oil // Business Journal Neftegaz. RU. - 2020. - no. 4. - S. 88-91.
21. Khisamutdinov NI, Khasanov MM, Telgin AG, Ibragimov GZ, Latypov AZ, Potapov AM Development of oil fields. - M: VNIIOENG, 2020. - T. 1. - 263 p.
22. Khromikh LN, Ziganshin R. Sh., Rogozhinsky RA On the issue of operational intensification of high-viscosity oil production with the use of complex action methods // Vestnik of Eurasian Science. - 2020. - Vol. 12. - No. 2.
23. Medina M. 2020. SAGD: R&D for Unlocking Unconventional Heavy-Oil Resources. The Way Ahead. Vol. 6, no. 2, p. 9.
24. Popov E.Yu., Romushkevich RA, Popov Yu.A. Measurement of thermal properties of rocks on standard samples as a necessary stage of thermophysical research of hydrocarbon deposits. Geology and exploration, 2017. No. 2, pp. 56-70.
25. Tang, XD Refining of heavy oil in the presence of oil-soluble catalyst precursors / X.D. Tang, XD Chen, JJ Li, LY Deng, GJ Liang // Petrochemicals. - 2017. - V. 57. - No. 6. - P. 641-646.
26. Terentiyev A.A. et al. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production. Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020.

### Сведения об авторах

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

*Залятдинов Альберт Айратович*, кандидат технических наук, начальник центра научно-технических исследований, Альметьевский государственный нефтяной институт  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2  
E-mail: zalyatdinovaa@agni-rt.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8466-9013>

*Бурлуцкий Ефим Андреевич*, инженер лаборатории центра научно-технических исследований, Альметьевский государственный нефтяной институт  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2  
E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

*Липаев Александр Анатольевич*, доктор технических наук, профессор, Уральский государственный горный университет  
Россия, 620110, Екатеринбург, ул. Михеева, 2  
E-mail: lipaevagni@yandex.ru

*Гадельшина Эльмира Фаритовна*, ведущий специалист отдела мониторинга, разработки нефтяных месторождений ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75  
E-mail: GadelshinaIF@tatneft.ru

### Authors

*R.H. Sadreeva*, Head of the laboratory of the center for scientific and technical research, Almeteyevsk State Oil Institute  
2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5327-5006>

*A.A. Zalyatdinov*, PhD, head of the center for scientific and technical research, Almeteyevsk State Oil Institute  
2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: zalyatdinovaa@agni-rt.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8466-9013>

*E.A. Burlutsky*, Engineer of the laboratory of the center for scientific and technical research, Almeteyevsk State Oil Institute  
2, Lenina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: e.burluckiy@agni-rt.ru  
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6998-2338>

*A.A. Lipaev*, Dr.Sc, Professor, Urals State Mining University  
2, Mikheeva st., Yekaterinburg, 620110, Russian Federation  
E-mail: lipaevagni@yandex.ru

*E.F. Gadelshina*, Leading specialist of the Department of monitoring, oil field development of PJSC TATNEFT  
75, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation  
E-mail: GadelshinaIF@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 01.09.2022

Принята к публикации 22.09.2022

Опубликована 30.09.2022