

**ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ И НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА,  
МАРКШЕЙДЕРСКОЕ ДЕЛО И ГЕОМЕТРИЯ НЕДР / MINING AND OIL AND GAS GEOLOGY, GEOPHYSICS,  
MINE SURVEYING AND SUBSOIL GEOMETRY**

DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13>

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ**

Научная статья

**Садреева Р.Х.<sup>1,\*</sup>, Бурлуцкий Е.А.<sup>2</sup>, Белоклоков Д.С.<sup>3</sup>, Закирова Р.Ф.<sup>4</sup>, Зялятдинов А.А.<sup>5</sup>, Липаев А.А.<sup>6</sup>,  
Гадельшина И.Ф.<sup>7</sup>**

<sup>1, 2, 3, 4, 5</sup> Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Российская Федерация

<sup>6</sup> Уральский государственный горный университет, Екатеринбург, Российская Федерация

<sup>7</sup> ПАО «Татнефть», Альметьевск, Российская Федерация

\* Корреспондирующий автор (ruzanaz[at]internet.ru)

**Аннотация**

Задачи нефтегазовой промышленности, в том числе геотермические исследования месторождений нефти требуют применения теплофизики горных пород, как научной основы о происходящих тепловых процессах в недрах земли, теплофизических параметрах пород-коллекторов и методологии их нахождения.

Наука о теплофизике пород включает в себя исследование тепловых процессов, происходящих в недрах, свойствах пород в области тепловых показателей и методах их определения и применима при геотермических расчетах месторождений нефти и в решении многочисленных задач нефтегазовой отрасли.

Температуропроводность, теплопроводность, теплоемкость – теплофизические параметры пород, влияющие на естественные или созданные искусственно температурные фронты в толще земли, изучение которых влияет на решение таких вопросов, как поиск, разведка и разработка месторождений нефти и газа, с учетом современных условий, при которых наблюдается ухудшение структуры запасов углеводородов и обострения экологических проблем. Эффективность геотермических изысканий при поиске и разведке месторождений нефти и газа обуславливается связью между залегаемостью залежей углеводородов и распределением геотермических фронтов горных пород. Подобные исследования должны подкрепляться информацией о теплопроводности пород.

Применение эмпирических показаний о теплофизических данных пород делает выше эффективность термометрии в области контроля эксплуатации месторождений нефти (оценка перетоков жидкостей в скважине, испытания на значительных глубинах в приостановленных после бурения скважинах и т.д.).

Продуктивность теплового влияния находится как коэффициент эффективного применения тепла, т.е. соотношением величины тепла, оставшегося в пласте, к общему объему тепла, закачанного в пласт или производимого в нем за конкретный временной отрезок. То есть тепловая эффективность, выражается скоростью закачки определенного количества тепла и прогреваемостью породы, которая взаимосвязана с тепловыми свойствами этих пород.

Из всего вышеизложенного следует, что разработку месторождений вязкой нефти и битумов с термическим воздействием на пласт необходимо проектировать с пониманием теплофизических данных пород, насыщающих жидкостей, а также показателей геотермических свойств.

**Ключевые слова:** керн, температуропроводность, теплофизические исследования, температура, лазерная вспышка.

**A STUDY OF THE THERMAL PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS IN ULTRAVISCIOUS OIL DEPOSITS**

Research article

**Sadreeva R.K.<sup>1,\*</sup>, Burlutskii Y.A.<sup>2</sup>, Beloklokov D.S.<sup>3</sup>, Zakirova R.F.<sup>4</sup>, Zalyatdinov A.A.<sup>5</sup>, Lipaev A.A.<sup>6</sup>, Gadelshina I.F.<sup>7</sup>**

<sup>1, 2, 3, 4, 5</sup> Almet'yevsk State Oil Institute, Almet'yevsk, Russian Federation

<sup>6</sup> Ural State Mining University, Ekaterinburg, Russian Federation

<sup>7</sup> PJSC Tatneft, Almet'yevsk, Russian Federation

\* Corresponding author (ruzanaz[at]internet.ru)

**Abstract**

The tasks of the oil and gas industry, including geothermal exploration of oil deposits, require the application of rock thermophysics as a scientific basis for the thermal processes occurring in the earth's interior, the thermophysical parameters of reservoir rocks and the methodology for finding them.

The science of rock thermophysics involves the examination of thermal processes occurring in the subsurface, rock properties in the field of thermal indices and methods for their determination, and is applicable in geothermal calculations of oil fields and in solving numerous problems of the oil and gas industry.

Temperature conductivity, thermal capacity, thermal diffusion are thermophysical parameters of rocks, influencing natural or artificially created temperature fronts in the ground strata, study of which affects the solution of such issues as search, exploration and development of oil and gas fields, taking into account modern conditions, under which there is deterioration of hydrocarbon reserves structure and aggravation of ecological problems. The effectiveness of geothermal surveys in oil and gas prospecting and exploration depends on the connection between the occurrence of hydrocarbon deposits and the distribution of geothermal rock fronts. Such surveys must be supported by information on the thermal conductivity of rocks.

The application of empirical readings on thermophysical rock data makes thermometry more effective in the field of oil field monitoring (evaluation of fluid overflows in the well, testing at significant depths in halted post-drilling wells, etc.).

Thermal influence productivity is expressed as the coefficient of effective heat application, i.e. the ratio of the amount of heat retained in the formation to the total heat injected into or produced in the formation during a given time period. That is, thermal efficiency, expressed as the rate at which a given amount of heat is injected and the warming capacity of the rock, which is related to the thermal properties of these rocks.

All the above implies that the development of viscous oil and bitumen fields with thermal stimulation must be designed with an understanding of the thermophysical data of the rocks, the saturating fluids and the geothermal properties.

**Keywords:** core, thermal conductivity, thermal physics research, temperature, laser burst.

### Введение

Тепловое поле Земли, а также недра земной коры на сегодняшний день остаются малоизученными. Для достоверного моделирования нефтегазоносных систем и осадочных бассейнов, поиска и разведки месторождений углеводородов, проектирования методов добычи высоковязкой нефти при помощи теплового воздействия, интерпретации результата термометрии в скважине, определения плотности потока тепла из недр и др. требуется надежная библиотека числовых показателей по удельной теплоемкости, теплопроводности и температуропроводности пород [2], [3], [4], [8]. Теплофизические свойства пород – основной параметр для численной модели пластовой системы, который нужен для работы по нахождению скорости движения фронта теплоносителей, оценки теплового ресурса месторождения и проектированию системы разработки.

Ощутимый вклад в методологию и освоение теоретических и экспериментальных исследований тепловых характеристик горных пород привнесли П.В.Бриджмен, К.В.Васильев, В.А.Вертоградский, С.Н. Эмиров, С.А. Николаев, В.Е.Зиновьев, Ю.А. Попов, Е.А.Любимова и др. [2], [11].

Изысканиями в области теплофизических характеристик горных пород месторождений нефти Республики Татарстан занимались А.А. Липаев, С.А. Николаев, Б.А Яковлев и др.

Авторы выполняли задачу по формированию надежного массива данных по ранее неисследованным термическим свойствам рассыпных образцов ядерного материала месторождений высоковязкой нефти Татарстана. Эта информация является необходимой при проектировании разработки месторождений с воздействием на пласт при помощи тепловых методов.

Авторами были рассмотрены популярная аппаратура и методики для исследования тепловых свойств [1], [6], [8], [10], предпочтение дано серийно выпускаемым приборам: LFA 467 – для измерения температуропроводности, дифференциально- сканирующему калориметру DSC 204 HP.

Исследовательский интерес авторов был направлен на установление температурной корреляции удельной теплоемкости и температуропроводности неконсолидированных, насыщенных битумом образцов песчаных пород.

### Температуропроводность горных пород

Определение температуропроводности осуществлялось на приборе LFA 467. Установка LFA 467 – сложное в техническом исполнении и простое в управлении, что в целом обеспечивает быстрое, точное и безопасное измерение. Принцип работы базируется на методе вспышки (лазерный луч), что соответствует международным стандартам DIN 30905, ASTM E-1461, DIM EN 821. При помощи инфракрасного детектора определяется рост температур с оборотной стороны образцов как функция времени (рис. 1).

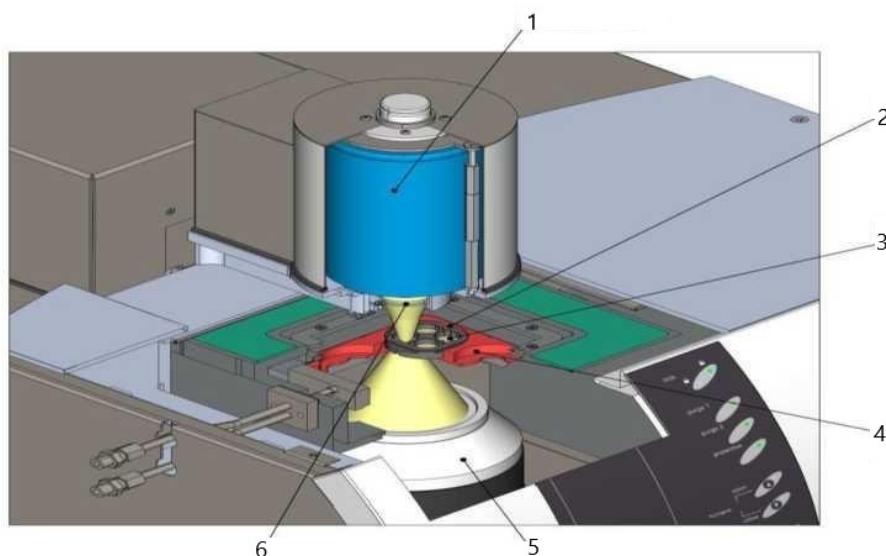


Рисунок 1 - Устройство лабораторной установки LFA 467:

1 - инфракрасный детектор; 2 - держатель образца; 3 - образцы; 4 - держатель для образцов с печью; 5 - источник света; 6 - объектив

DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13.1>

Температуропроводность  $\alpha$  определяется при помощи математического анализа определяемой зависимости температуры от времени. Специальная программа осуществляет анализ. Программа использует ряд дифференциальных математических моделей для разных приложений.  $\alpha$  для адиабатических условий рассчитывается уравнением:

$$\alpha = 0,138 \cdot \frac{l^2}{t_{50}} \quad (1)$$

Где:  $\alpha$  – температуропроводность образца (см<sup>2</sup>/с);

$l$  – толщина образца (см);

$t_{50}$  – время в секундах, отвечающее повышению температуры на 50%

Калориметр DSC 204 HP (дифференциальный сканирующий) использовался с целью определения удельной теплоемкости. В составе прибора есть две измеряющие ячейки: первая, рассчитанная на исследуемый образец, вторая на образец сравнения – эталона (рис. 2). Ячейки конструируются как можно симметричнее (тигли одного размера, сенсоры одного размера, одно расстояние между нагревателем и сенсором). Опытным путем определяется зависимость по времени температурной разности ячейки с образцом и ячейки сравнения.

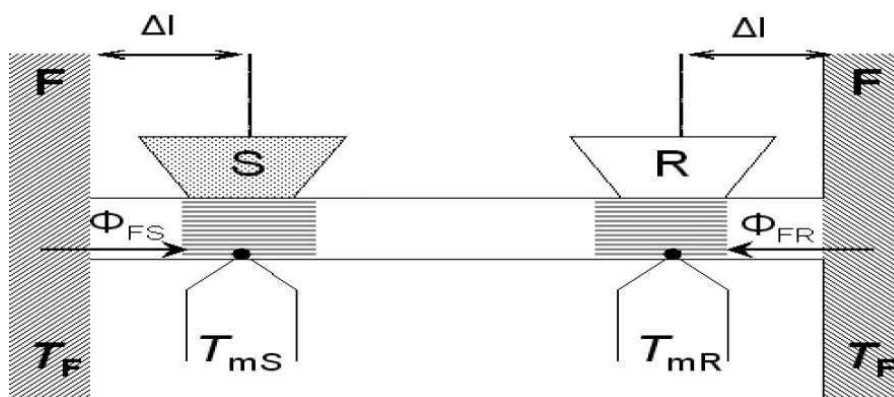


Рисунок 2 - Схематичное изображение метода DSC 204 HP:

$F$  – печь (нагревательный элемент);  $S$  – помещенный образец;  $R$  – эталонный образец;  $T_F$ ,  $T_{mR}$ ,  $T_{mS}$  – температура печи, температуры спаев дифференциальной термопары эталона и образца;  $\Phi_{FS}$ ,  $\Phi_{FR}$  – тепловые потоки

DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13.2>

Потоки тепла вычисляются по разности температур в двух контрольных точках системы измерения в один и тот же момент времени.

Измерение проводится как при постоянной температуре, так и в режиме программируемого изменения температуры нагревателя.

Определение удельной теплоемкости производится по формуле:

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

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

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

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

Определив температуропроводность, удельную теплоемкость (при известной или дополнительно измеренной объемной плотности) можно определить теплопроводность исследуемого образца по формуле:

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

Где:  $\lambda$  – теплопроводность образца (Вт/(м\*К));

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

$C_p$  – удельная теплоемкость образца (Дж/(кг\*К));

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

Определения температуропроводности производились при помощи держателя для измерения под давлением, с возможностью регулировки динамометрическим ключом, с диапазоном крутящего момента 60...260 Н\*см. Керновый образец помещается между двух опорных пластин чашки лабораторного держателя. Создание давления осуществляется гайкой фиксации. Необходимое сжатие (плотность) образца фиксирующей гайкой достигается затяжкой с определенным моментом. Держатель со всеми образцами устанавливается на подставке лабораторного прибора, устанавливается верхняя заслонка печи и закрывается измерительная ячейка. Запускается измерение при помощи компьютерной программы NETZSCH.

### Основные результаты

Керновый материал, используемый в исследовании, причислен к шешминскому ярусу. Характеристики кернового материала: мелкозернистые песчаники, интенсивно равномерная битумонасыщенность, на глубине 181,6 м характер битумонасыщенности равномерный, на глубине 190,35 м битумонасыщенность слабо-равномерная, на глубине 197,15

м пятнисто–полосчато неравномерно нефтенасыщенный. Исследования производились поступательно с температурами 25, 75, 125, 175, 225°C.

Численные показатели коэффициентов температуропроводности представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты измерений температуропроводности

DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13.3>

Наименование показателей	T, °C	Интервал отбора керна, м		
		181,6	190,35	197,15
Температуропроводность, $\cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$	25	0,533	0,554	0,675
	75	0,502	0,530	0,650
	125	0,478	0,493	0,590
	178	0,461	0,483	0,555
	225	0,445	0,467	0,524

Керн, отобранный с глубины 181.6 м, имеет температуропроводность от  $0,533 \cdot 10^{-6}$  до  $0,445 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Понижение температуропроводности составляет 16,51%. Керн, отобранный с глубины 190,35 м, имеет температуропроводность от  $0,554 \cdot 10^{-6}$  до  $0,467 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Понижение температуропроводности составляет 15,7%. Керн, отобранный с глубины 197.15м, имеет температуропроводность от  $0,675 \cdot 10^{-6}$  до  $0,524 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Понижение температуропроводности составляет 22,37%.

В таблице 2 приведены итоги измерений удельной теплоемкости керна Шешминского яруса по интервалам 181,6; 190,35 и 197,15 м в температурном отрезке от 25 до 225°C.

Таблица 2 - Результаты измерений удельной теплоемкости

DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13.4>

Наименование показателя	T, °C	Глубины отбора керна, м		
		181,6	190,35	197,15
Удельная теплоемкость Дж/(кг*К)	25	716	648	804
	75	854	798	897
	125	967	947	1019
	175	1048	1022	1089
	225	1113	1105	1158

Результат лабораторных экспериментов показывает, что удельная теплоемкость растет при повышении температуры керновых образцов.

Как видно из таблицы 2, удельная теплоемкость испытуемых керновых образцов растет в среднем на 35,78% с повышением температуры в отрезке 25-225°C (рис. 4).

### Обсуждения и выводы

Основываясь на опытных экспериментальных значениях коэффициента температурной проводимости и удельной теплоемкости лабораторных образцов керна песчаников по формуле (3) вычислены их коэффициенты теплопроводности. Полученные значения теплопроводности занесены в таблицу 3.

Таблица 3 - Расчетные результаты теплопроводности

DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13.5>

Наименование показателей	T, °C	Интервалы отбора керна, м		
		181,6	190,35	197,15
Теплопроводность Вт/(м*К)	25	0,675	0,674	1,327
	75	0,758	0,794	1,426
	125	0,818	0,877	1,470
	175	0,855	0,927	1,478
	225	0,876	0,969	1,484

Рисунки 3, 4, 5 наглядно показывают взаимосвязь температуропроводности и битумонасыщенности, плотности, открытой пористости керна.

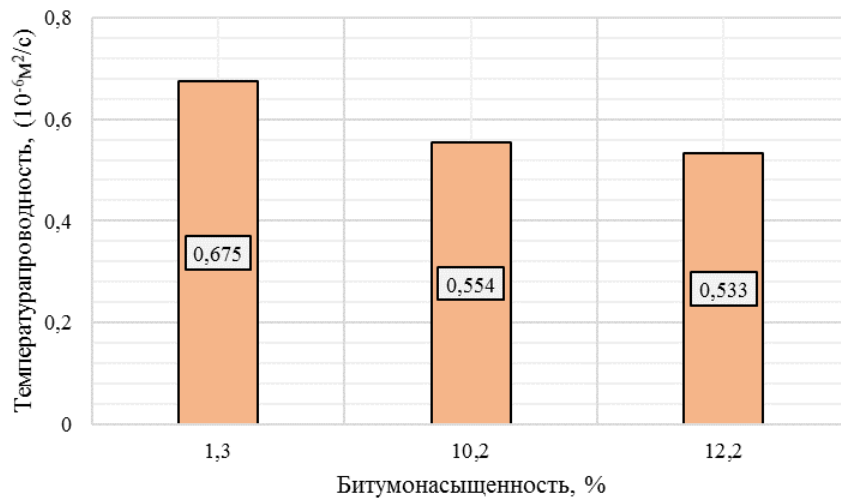


Рисунок 3 - График зависимости битумонасыщенности образцов керна от температуропроводности  
DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13.6>

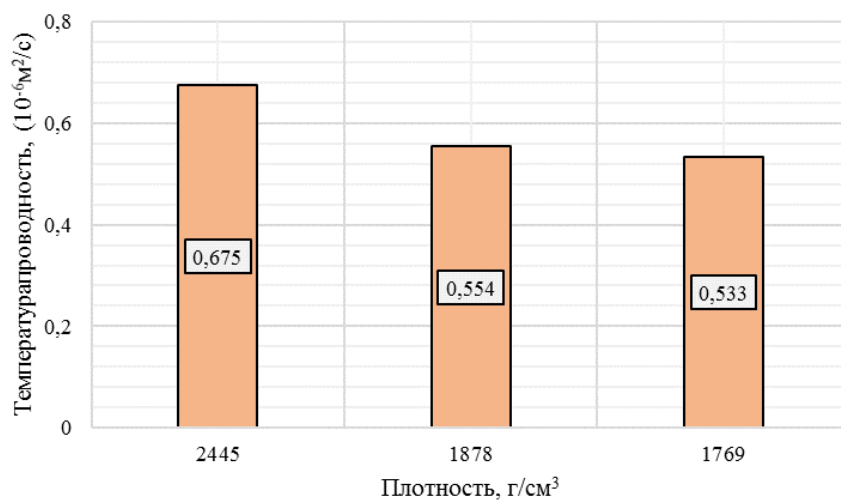


Рисунок 4 - График зависимости плотности образцов керна от температуропроводности  
DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13.7>



Рисунок 5 - График зависимости открытой пористости образцов керн от температуропроводности  
DOI: <https://doi.org/10.23670/IRJ.2023.132.13.8>

### Заключение

1. По результатам лабораторных исследований можно сказать, что приборы: измеритель температуропроводности LFA-467 и дифференциальный сканирующий калориметр DSC 204 HP пригодны для определения зависимости тепловых характеристик от температуры мелкозернистых неконсолидированных керновых образцов с помощью моделирования реальных условий, соответствующих их глубине залегания.

2. Анализируя теплофизические свойства керновых образцов можно увидеть снижение коэффициента температуропроводности с увеличением температуры. Минимальные показатели температуропроводности наблюдаются при нагреве до 225°C.

3. Наблюдается увеличение коэффициента удельной теплоемкости при нагреве керновых образцов. Максимальные показатели удельной теплоемкости отмечены при нагреве до 225°C.

4. Наблюдается увеличение коэффициента теплопроводности при нагревании керновых образцов. Максимальные показатели теплопроводности отмечены при нагреве до 225°C.

5. Оценена корреляционная взаимосвязь между теплофизическими показателями кернового материала и их фильтрационно-емкостными данными.

Также можно наблюдать отчетливую положительную корреляцию между температуропроводностью и плотностью керновых образцов. Так, увеличивая плотность пород в отрезке 1769-2445 кг/м<sup>3</sup>, показатели температуропроводности увеличиваются в интервале  $0,533 \cdot 10^{-6} - 0,675 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

Наблюдается падение температуропроводности от  $0,675 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  до  $533 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  при повышении открытой пористости керновых образцов от 9,72% до 31,08 %.

При повышении битумонасыщения в отрезке 1,3% - 12,2% наблюдается снижение температуропроводности от  $0,675 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$  до  $533 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ .

6. Полученные результаты в ходе лабораторных исследований тепловых свойств керновых образцов, применимы для использования в качестве оценочных при оптимизации и проектировании методов добычи высоковязкой нефти с воздействием на пласт при помощи тепла.

7. Необходимо и далее развивать базу экспериментальных данных по тепловым свойствам кернового материала месторождений сверхвязкой нефти Татарстана, для этого требуются последующие петрофизические изыскания.

### Конфликт интересов

Не указан.

### Рецензия

Все статьи проходят рецензирование. Но рецензент или автор статьи предпочли не публиковать рецензию к этой статье в открытом доступе. Рецензия может быть предоставлена компетентным органам по запросу.

### Conflict of Interest

None declared.

### Review

All articles are peer-reviewed. But the reviewer or the author of the article chose not to publish a review of this article in the public domain. The review can be provided to the competent authorities upon request.

### Список литературы / References

1. Шейнман А.Б. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти / А.Б. Шейнман, Г.Е. Малофеев, А.И. Сергеев — М.: Недра, 1969. — 256 с.
2. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов / А.А. Липаев. — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. — 484 с.

3. Чекалюк Э.Б. Температурное поле пласта при нагнетании теплоносителя в скважину. / Э.Б. Чекалюк // Нефтяное хозяйство. — 1955. — 4. — с. 39-42.
4. Малофеев Г.Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей жидкости в скважину. / Г.Е. Малофеев // Изв. вузов. Нефть и газ. — 1960. — 7. — с. 59-64.
5. Любимова Е.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлениях в водо- и нефтенасыщенном состоянии. / Е.А. Любимова, А.И. Масленников, Ю.А. Ганиев // Известия АН СССР. Сер. Физика Земли. — 1979. — 5. — с. 87-93.
6. Чарный И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину. / И.А. Чарный // 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 дис. ...канд. null: 01.04.14 : защищена 2010-08-10 : утв. 2010-08-10 / З.З. Абдулагатова — Махачкала: 2010. — 171 с.
8. Попов Е.Ю. Измерения тепловых свойств пород на стандартных образцах как необходимый этап теплофизических исследований месторождений углеводородов. / Е.Ю. Попов, Р.А. Ромушкевич, Ю.А. Попов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. — 2017. — 2. — с. 56-70.
9. Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт / К.А. Оганов — 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. ... канд. техн. наук / Н.Ф. Тарелко. — Москва, 2011. — 27 с.
11. Николаев С.А. Теплофизика горных пород / С.А. Николаев, Н.Г. Николаева, А.Н. Саламатин — Казань: КГУ, 1987. — 150 с.
12. Рубинштейн Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя: (по поводу статей Э.Б. Чекалюка). / Л.И. Рубинштейн // Сборник трудов Уфимского нефтяного института. — 1958. — 2. — с. 149-173.
13. Желтов Ю.П. О вытеснении нефти из пластов движущимся фронтом горения. / Ю.П. Желтов // Теория и практика добычи нефти: ежегодник; — М.: Недра, 1968. — с. 212-220.
14. Боксерман А.А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара. / А.А. Боксерман, Н.Л. Раковский, И.А. Глаз // Разработка нефтяных и газовых месторождений. — 1975. — 7. — с. 69-155.
15. Раковский Н.Л. Тепловая эффективность нагнетания теплоносителей в слоистонеоднородные пласты. / Н.Л. Раковский // Нефтяное хозяйство. — 1982. — 11. — с. 25-27.
16. Байбаков Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. 3-е изд., перераб. и доп. / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев — М.: Недра, 1988. — 343 с.
17. Яковлев Б.А. Прогнозирование нефтегазоносности недр по данным геотермии / Б.А. Яковлев — М.: Недра, 1996. — 240 с.
18. Липаев А.А. Теплофизические исследования в петрофизике / А.А. Липаев — Казань: КГУ, 1993. — 145 с.
19. Чехонин Е. Теплофизические свойства пород коллекторов. / Е. Чехонин, А. Паршин, Д. Писаренко и др. // Нефтегазовое обозрение. — 2012. — 24 (3).
20. Бабаев В.В. Теплофизические свойства горных пород / В.В. Бабаев, В.Ф. Будымка, Т.А. Сергеева и др. — М.: Недра, 1987. — 156 с.
21. Мандель А.М. Теоретические модели эффективных тепловых свойств горных пород дис. ...канд. : 04.00.12 : защищена 1994-01-01 : утв. 1994-01-01 / А.М. Мандель. — М.: 1994. — 135 с.
22. Shuwa S.M. Heavy Crude Oil Recovery Enhancement and In-Situ Upgrading During Steam Injection Using Ni-Co-Mo Dispersed Catalyst / S.M. Shuwa, R.S. Al-Hajri, A. Mohsenzadeh et al. // Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat. — 2016. — 17 p.
23. Chao K. Laboratory Experiments and Field Test of a Difunctional Catalyst for Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil / K. Chao, Y. Chen, H. Liu et al. // Energy & Fuels. — 2012. — 26. — p.1152–1159.
24. Tang X.D. Refining of Heavy Oil in the Presence of Oil-soluble Catalyst Precursors / X.D. Tang, X.D. Chen, J.J. Li et al. // Petrochemicals. — 2017. — Vol. 57. — 6. — p. 641–646.
25. Thomas D.F. Oil Shale ICP - Colorado Field Pilots. / D.F. Thomas, J.V. Harold // Society of Petroleum Engineers. — 2009. — 3. — p. 15.
26. Ryan R.C. Shell's In Situ Conversion Process—From Laboratory to Field Pilots. Oil Shale: A Solution to the Liquid Fuel Dilemma / R.C. Ryan, T.D. Fowler, G.L. Beer et al. // ACS Symposium Series. — 2010. — Vol. 1032. — 9. — p. 161-183
27. Crawford P. Advances in World Oil-Shale Production Technologies. Society of Petroleum Engineers / P. Crawford, Kh. Biglarbigi, A. Dammer et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — 2008. — 11 p.
28. Luts K. Der estländische Brennschiefer-Kukersit / K. Luts // Technologie und Analyse. Seine Chemie. — 1934. — p. 81-93
29. Louis M.C. Influence of Temperature and Depth on Formation of Hydrocarbons, Particularly in Kerogen Shales. / M.C. Louis // Proc. World Petrol. Congr., 7th. — 1967. — 2 (1). — p. 47-60.
30. Tissot B. Petroleum Formation and Occurrence / B. Tissot, D.H. Welte — New York: Springer Verlag, 1978. — 598 p.
31. Popov Y. Interrelations Between Thermal Conductivity and Other Physical Properties of Rocks: Experimental Data. / Y. Popov, V. Tertychnyi, R. Romushkevich et al. // Pure and Applied Geophysics. — 2003. — 160 (5-6). — p. 1137–1161.
32. Gumersky K. Sity Generation of Carbon Dioxide / K. Gumersky, I. S.Dzhafarov, A. Kh. Shakhverdiev et al. // EOUROPEC-2000, SPE 65170. — 2000.
33. Mauricre B. EI-Sayed. CHOP. – Cold Heavy oil Production / B. Mauricre, S. Dusseult // 10th European Symposium on JOR Brighton. — 1999.
34. Pyrson S.J. Untergrnd Comlustjon Operation / S.J. Pyrson // Patent USA. — 1956.

35. Asaad Y. A Study of the Thermal Conductivity of Fluid Bearing Porous Rocks / Y. Asaad. — Berkeley, 1955. — 142 p.
36. Zierfuss H. Laboratory Measurements of Heat Conductivity of Sedimentary Rocks. / H. Zierfuss, G. van der Vliet // AAPG Bulletin 40. — 1956. — 10. — p. 2475–2488.
37. Somerton W.H. Some Thermal Characteristics of Porous Rocks. / W.H. Somerton // Petroleum Transactions, AIME. — 1958. — 213. — p. 375–378.
38. Walsh J.B. Effect of Pressure and Saturating Fluid on the Thermal Conductivity of Compact Rock. / J.B. Walsh, E.R. Decker // Journal of Geophysical Research 71. — 1966. — 12. — p. 3053–3061.
39. Popov Y.A. Thermal Properties of Formations from Core Analysis: Evolution in Measurement Methods, Equipment, and Experimental Data in Relation to Thermal EOR / Y.A. Popov, M.Y. Spasennykh, D.E. Miklashevskiy // Paper CSUG/SPE 137639, presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. — 2010.

### Список литературы на английском языке / References in English

1. Shejman A.B. Vozdejstvie na plast teplom pri doby'che nefi [The Impact on the Reservoir with Heat during Oil Production] / A.B. Shejman, G.E. Malofeev, A.I. Sergeev — M.: Nedra, 1969. — 256 p. [in Russian]
2. Lipaev A.A. Razrabotka mestorozhdenii tyazhelikh neftei i prirodnykh bitumov [Development of Heavy Oil and Natural Bitumen Deposits] / A.A. Lipaev. — Izhevsk: Institute for Computer Research, 2013. — 484 p. [in Russian]
3. Chekalyuk E'.B. Temperaturnoe pole plasta pri nagnetanii teplonositelya v skvazhinu [The Temperature Field of the Formation during the Injection of Coolant into the Well]. / E'.B. Chekalyuk // Neftyanoe xozyajstvo [Oil Industry]. — 1955. — 4. — p. 39-42. [in Russian]
4. Malofeev G.E. K raschetu raspredeleniya temperatury' v plaste pri zakachke goryachej zhidkosti v skvazhinu [To the Calculation of the Temperature Distribution in the Reservoir during the Injection of Hot Liquid into the Well]. / G.E. Malofeev // Izv. vuzov. Neft' i gaz [Proceedings of Universities. Oil and Gas]. — 1960. — 7. — p. 59-64. [in Russian]
5. Lyubimova E.A. O teploprovodnosti gornyx porod pri povyshenny'x temperaturax i davleniyax v vodo- i neftenasy'shennom sostoyanii [On the Thermal Conductivity of Rocks at Elevated Temperatures and Pressures in a Water- and Oil-saturated State]. / E.A. Lyubimova, A.I. Maslennikov, Yu.A. Ganiev // Izvestiya ANSSSR. Ser. Fizika Zemli [News of the ANSSR. Ser. Physics of the Earth]. — 1979. — 5. — p. 87-93. [in Russian]
6. Charny'j I.A. Nagrevanie prizabojnoj zony' pri zakachke goryachej zhidkosti v skvazhinu [Heating of the Bottomhole Zone during the Injection of Hot Liquid into the Well]. / I.A. Charny'j // Neftyanoe xozyajstvo [Oil Industry]. — 1953. — 2. — p. 18-23. [in Russian]
7. Abdulagatova Z.Z. Teploprovodnost' suxix i flyuidonasy'shhenny'x gornyx porod pri vy'sokix temperaturax i davleniyax. E'ksperiment i modelirovanie [Thermal Conductivity of Dry and Fluid-saturated Rocks at High Temperatures and Pressures. Experiment and Simulation] dis... of PhD in Engineering; 01.04.14 : defense of the thesis 2010-08-10 : approved 2010-08-10 / 3.3. Абдулагатова — Махачкала: 2010. — 171 p. [in Russian]
8. Popov E.Yu. Izmereniya teplovy'x svoystv porod na standartny'x obrazczax kak neobxodimy'j etap teplofizicheskix issledovaniy mestorozhdenij uglevodorodov [Measurements of Thermal Properties of Rocks on Standard Samples as a Necessary Stage of Thermophysical Studies of Hydrocarbon Deposits]. / E.Yu. Popov, R.A. Romushkevich, Yu.A. Popov // Izvestiya vy'sshix uchebny'x zavedenij. Geologiya i razvedka [News of Higher Educational Institutions. Geology and Exploration]. — 2017. — 2. — p. 56-70. [in Russian]
9. Oganov K.A. Osnovy' teplovogo vozdejstviya na neftyanoj plast [Fundamentals of Thermal Effects on an Oil Reservoir] / K.A. Oganov — M.: Nedra, 1967. — 203 p. [in Russian]
10. Tarelko N.F. Izucheniye teplovykh svoystv kollektorov tyazhelykh neftei i vmeshchayushchikh porod primenitel'no k teplovy'm metodam dobychi [A Study of the Thermal Properties of Heavy Oil Reservoirs and Host Rocks in Relation to Thermal Methods of Production]: diss. ... of PhD in Tech. Sciences / N.F. Tarelko. — Moscow, 2011. — 27 p. [in Russian]
11. Nikolaev S.A. Teplofizika gornyx porod [Thermal Physics of Rocks] / S.A. Nikolaev, N.G. Nikolaeva, A.N. Salamatin — Kazan': KGU, 1987. — 150 p. [in Russian]
12. Rubinshtejn L.I. O temperaturnom pole plasta pri nagnetanii v plast goryachego teplonositelya: (po povodu statej E'.B. Chekalyuka) [On the Temperature Field of the Formation When a Hot Coolant Is Injected into the Formation: (regarding the articles by E.B. Chekalyuk)]. / L.I. Rubinshtejn // Sbornik trudov Ufimskogo neftyanogo instituta [Proceedings of the Ufa Oil Institute]. — 1958. — 2. — p. 149-173. [in Russian]
13. Zheltov Yu.P. O vy'tesnenii nefi iz plastov dvizhushhimsya frontom gorenija [On Displacement of Oil from Reservoirs by a Moving Combustion Front]. / Yu.P. Zheltov // Theory and Practice of Oil Production: Yearbook; — M.: Nedra, 1968. — p. 212-220. [in Russian]
14. Bokserman A.A. Razrabotka neftny'x mestorozhdenij putem sochetaniya zavodneniya s nagnetaniem para [Development of Oil Fields by Combining Flooding with Steam Injection]. / A.A. Bokserman, N.L. Rakovskij, I.A. Glaz // Razrabotka neftny'x i gazovy'x mestorozhdenij [Development of Oil and Gas Fields]. — 1975. — 7. — p. 69-155. [in Russian]
15. Rakovskij N.L. Teplovaya e'ffektivnost' nagnetaniya teplonositelej v sloistoneodnorodny'e plasty' [Thermal efficiency of injection of heat carriers into layered inhomogeneous formations]. / N.L. Rakovskij // Neftyanoe xozyajstvo [Oil industry]. — 1982. — 11. — p. 25-27. [in Russian]
16. Bajbakov N.K. Teplovy'e metody' razrabotki neftny'x mestorozhdenij. 3-e izd., pererab. i dop. [Thermal Methods for the Development of Oil Fields. 3rd ed., revised. and additional] / N.K. Bajbakov, A.R. Garushev — M.: Nedra, 1988. — 343 p. [in Russian]
17. Yakovlev B.A. Prognozirovanie neftegazonosnosti nedr po dannym geotermii [Forecasting the Oil and Gas Content of the Subsoil According to Geothermal Data] / B.A. Yakovlev — M.: Nedra, 1996. — 240 p. [in Russian]



18. Lipaev A.A. Teplofizicheskie issledovaniya v petrofizike [Thermophysical Research in Petrophysics] / A.A. Lipaev — Kazan': KGU, 1993. — 145 p. [in Russian]
19. Chexonin E. Teplofizicheskie svojstva porod kollektorov [Thermophysical Properties of Reservoir Rocks]. / E. Chexonin, A. Parshin, D. Pisarenko et al. // Neftegazovoe obozrenie [Oil and Gas Review]. — 2012. — 24 (3). [in Russian]
20. Babaev V.V. Teplofizicheskie svojstva gornikh porod [Thermophysical Properties of Rocks] / V.V. Babaev, V.F. Budimka, T.A. Sergeeva et al. — M.: Nedra, 1987. — 156 p. [in Russian]
21. Mandel A.M. Teoreticheskie modeli effektivnix teplovix svoystv gornikh porod [Theoretical Models of Effective Thermal Properties of Rocks] dis...of PhD in undefined: 04.00.12 : defense of the thesis 1994-01-01 : approved 1994-01-01 / A.M. Mandel. — M.: 1994. — 135 p. [in Russian]
22. Shuwa S.M. Heavy Crude Oil Recovery Enhancement and In-Situ Upgrading During Steam Injection Using Ni-Co-Mo Dispersed Catalyst / S.M. Shuwa, R.S. Al-Hajri, A. Mohsenzadeh et al. // Society of Petroleum Engineers - SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat. — 2016. — 17 p.
23. Chao K. Laboratory Experiments and Field Test of a Difunctional Catalyst for Catalytic Aquathermolysis of Heavy Oil / K. Chao, Y. Chen, H. Liu et al. // Energy & Fuels. — 2012. — 26. — p.1152–1159.
24. Tang X.D. Refining of Heavy Oil in the Presence of Oil-soluble Catalyst Precursors / X.D. Tang, X.D. Chen, J.J. Li et al. // Petrochemicals. — 2017. — Vol. 57. — 6. — p. 641–646.
25. Thomas D.F. Oil Shale ICP - Colorado Field Pilots. / D.F. Thomas, J.V. Harold // Society of Petroleum Engineers. — 2009. — 3. — p. 15.
26. Ryan R.C. Shell's In Situ Conversion Process—From Laboratory to Field Pilots. Oil Shale: A Solution to the Liquid Fuel Dilemma / R.C. Ryan, T.D. Fowler, G.L. Beer et al. // ACS Symposium Series. — 2010. — Vol. 1032. — 9. — p. 161-183
27. Crawford P. Advances in World Oil-Shale Production Technologies. Society of Petroleum Engineers / P. Crawford, Kh. Biglarbigi, A. Dammer et al. // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. — 2008. — 11 p.
28. Luts K. Der estländische Brennschiefer-Kukersit [The Estonian Slate-kukersite] / K. Luts // Technologie und Analyse. Seine Chemie [Technology and Analysis. Ser. Chemistry]. — 1934. — p. 81-93 [in German]
29. Louis M.C. Influence of Temperature and Depth on Formation of Hydrocarbons, Particularly in Kerogen Shales. / M.C. Louis // Proc. World Petrol. Congr., 7th. — 1967. — 2 (1). — p. 47-60.
30. Tissot B. Petroleum Formation and Occurrence / B. Tissot, D.H. Welte — New York: Springer Verlag, 1978. — 598 p.
31. Popov Y. Interrelations Between Thermal Conductivity and Other Physical Properties of Rocks: Experimental Data. / Y. Popov, V. Tertychnyi, R. Romushkevich et al. // Pure and Applied Geophysics. — 2003. — 160 (5-6). — p. 1137–1161.
32. Gumersky K. Sity Generation of Carbon Dioxide / K. Gumersky, I. S.Dzhafarov, A. Kh. Shakhverdiev et al. // EOUROPEC-2000, SPE 65170. — 2000.
33. Mauricre B. El-Sayed. CHOP. – Cold Heavy oil Production / B. Mauricre, S. Dusseult // 10th European Symposium on JOR Brighton. — 1999.
34. Pyrson S.J. Untergrnd Comlustjon Operation / S.J. Pyrson // Patent USA. — 1956.
35. Asaad Y. A Study of the Thermal Conductivity of Fluid Bearing Porous Rocks / Y. Asaad. — Berkeley, 1955. — 142 p.
36. Zierfuss H. Laboratory Measurements of Heat Conductivity of Sedimentary Rocks. / H. Zierfuss, G. van der Vliet // AAPG Bulletin 40. — 1956. — 10. — p. 2475–2488.
37. Somerton W.H. Some Thermal Characteristics of Porous Rocks. / W.H. Somerton // Petroleum Transactions, AIME. — 1958. — 213. — p. 375–378.
38. Walsh J.B. Effect of Pressure and Saturating Fluid on the Thermal Conductivity of Compact Rock. / J.B. Walsh, E.R. Decker // Journal of Geophysical Research 71. — 1966. — 12. — p. 3053–3061.
39. Popov Y.A. Thermal Properties of Formations from Core Analysis: Evolution in Measurement Methods, Equipment, and Experimental Data in Relation to Thermal EOR / Y.A. Popov, M.Y. Spasennykh, D.E. Miklashevskiy // Paper CSUG/SPE 137639, presented at the Canadian Unconventional Resources and International Petroleum Conference. — 2010.