



УДК 550.8

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

STUDY OF THERMAL PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS OF ULTRA-VISCOUS OIL DEPOSITS

Бурлуцкий Ефим Андреевич

инженер лаборатории центра
научно-технических исследований,
Альметьевский государственный нефтяной институт
e.burluckiy@agni-rt.ru

Садреева Рауза Хатиповна

заведующий лабораторией
центра научно-технических исследований,
Альметьевский государственный нефтяной институт
roza.hatipovna@yandex.ru

Залятдинов Альберт Айратович

начальник центра научно-технических исследований,
Альметьевский государственный нефтяной институт
zalyatdinovaa@agni-rt.ru

Липаев Александр Анатольевич

профессор,
Уральский государственный горный университет
lipaevagni@yandex.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 применения 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 залегаем залеганием 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 ве-

Burlutsky Efim Andreevich

Engineer of the Laboratory of the Center
for Scientific and Technical Research,
Almetyevsk State Petroleum Institute
e.burluckiy@agni-rt.ru

Sadreeva Rauza Khatipovna

Head of the Laboratory of the Center
for Scientific and Technical Research,
Almetyevsk State Petroleum Institute
roza.hatipovna@yandex.ru

Zalyatdinov Albert Airatovich

Head of the Center for Scientific
and Technical Research,
Almetyevsk State Petroleum Institute
zalyatdinovaa@agni-rt.ru

Lipaev Alexander Anatolievich

Professor,
Ural State Mining University
lipaevagni@yandex.ru

Annotation. The tasks of the oil and gas industry, including geothermal studies of oil fields require the application of rock thermophysics as a scientific basis about the occurring thermal processes in the earth's interior, thermal parameters of reservoir rocks and the methodology of their finding.

The science of thermophysics of rocks includes the study of thermal processes occurring in the subsurface, the properties of rocks in the field of thermal parameters and methods of their determination and is applicable in geothermal calculations of oil fields, and can also be applied in solving numerous problems of the oil and gas industry.

Thermal conductivity, thermal conductivity, heat capacity are thermophysical parameters of rocks affecting natural or artificially created temperature fronts in the earth's strata, the study of which affects the solution of such issues as the search, exploration and development of oil and gas fields, given the current conditions in which there is a deterioration of the hydrocarbon reserves structure and aggravation of environmental problems. Efficiency of geothermal surveys in oil and gas prospecting and exploration is conditioned by connection between occurrence of hydrocarbon deposits and distribution of geothermal fronts of rocks. Such research should be supported by information about the thermal conductivity of rocks.

Application of empirical readings about thermophysical data of rocks makes thermometry more effective in the field of oil field exploitation control (evaluation of fluid overflows in a well, tests at considerable depths in suspended after drilling wells, etc.).



личины 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 вышесказанного 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, теплопроводность, теплофизические исследования, температура, лазерная вспышка.

Productivity of the thermal influence is found as a coefficient of effective heat application, i.e. the ratio of the amount of heat left in the formation to the total heat pumped into the formation or produced in it during a specific time interval. That is, the thermal efficiency is expressed by the rate of injection of a certain amount of heat and warming of rocks, which is interrelated with the thermal properties of these rocks.

From all of the above, it follows that the development of fields of viscous oil and bitumen with a thermal effect on the reservoir must be designed with an understanding of the thermophysical data of rocks, saturating fluids, as well as indicators of geothermal properties.

Keywords: core, thermal conductivity, thermophysical studies, temperature, laser flash.

Цель исследований: определение зависимости коэффициента теплопроводности, удельной теплоемкости коллекторов залежей сверхвязкой нефти (СВН) Архангельского месторождения ПАО «Татнефть» от температуры.

Объект исследований: коллекторы залежей СВН – песчаники мелкозернистые, интенсивно равномерно битумонасыщенные, характер битумонасыщения равномерный.

Методы исследований: в решении поставленных задач применялись серийные, доступные на рынке, лабораторные приборы. Измерение теплопроводности производилось на приборе LFA 467, базирующемся на методе вспышки (ксеноновая лампа), который соответствует международным стандартам ASTM E-1461, DIN 30905, DIM EN 821. При помощи детектора с инфракрасным датчиком определяется рост температуры с обратной стороны испытываемого образца как функция времени. Нахождение удельной теплоемкости производилось с помощью дифференциального сканирующего калориметра DSC 204 HP. Прибор измеряет тепловые изменения потоков по разности температур в контрольных точках измерительной системы за тот же период времени. Преимуществом выбранных приборов является относительная быстрота определения, а также способность нахождения взаимосвязи от температуры удельной теплоемкости и теплопроводности рыхлых образцов ядерного материала при имитации горного давления, близкому к условиям залегания в толще пласта.

Результаты исследований. Определены теплопроводность, удельная теплоемкость, теплопроводность, выявлена взаимосвязь теплофизических параметров пород-коллекторов от температуры.

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, интерпретация результата термометрии в скважине, определения плотности потока тепла из недр и др. требуется надежная библиотека числовых показателей по удельной теплоемкости, теплопроводности и теплопроводности пород [2, 3, 4, 8, 12]. Теплофизические свойства пород - основной параметр для численной модели пластовой системы, которые нужны 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 не исследованным 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, 2, 6, 5, 8, 10], предпочтение дано серийно выпускаемым приборам: LFA 467 – для измерения теплопроводности, дифференциально-сканирующему калориметру DSC 204 HP.

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



Методы и материалы

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).

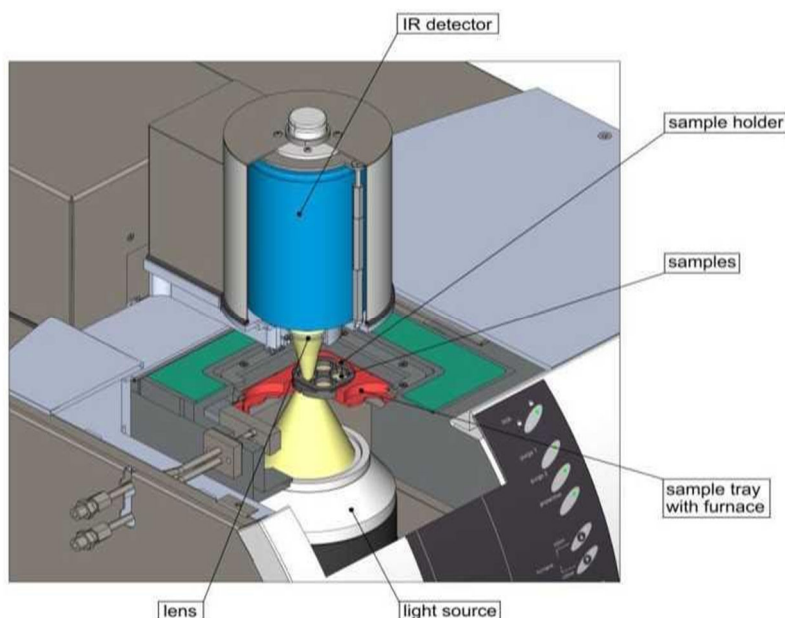


Рисунок 1 – Устройство лабораторной установки LFA 467

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

$$\alpha = 0.138 \cdot \frac{l^2}{t_{50}} \quad (1)$$

где α – температуропроводность образца (см²/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.

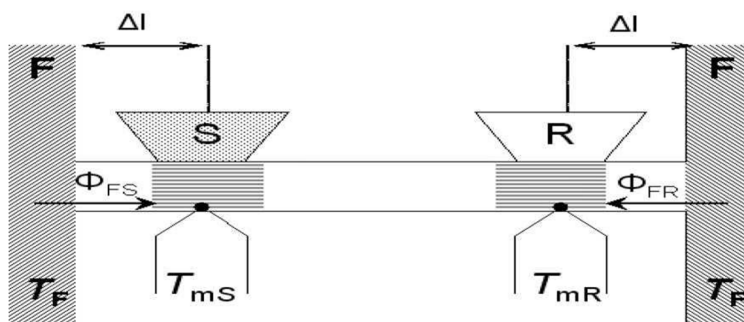


Рисунок 2 – Схематичное изображение метода DSC 204 HP: F – печь (нагревательный элемент); S – помещенный образец; R – эталонный образец; TF, TmR, TmS – температура печи, температуры спаев дифференциальной термопары эталона и образца; ΦFS, ΦFR – тепловые потоки



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:

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

где $m_{\text{стандарта}}$ – 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 λ – теплопроводность образца (Вт/(м·К)); a – температуропроводность образца (м²/с); C_p – удельная теплоемкость образца (Дж/(кг·К)); ρ – плотность образца (кг/м³).

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.

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

Наименование показателей	Т, °С	Интервал отбора керна, м		
		181.6	190.35	197.15
Температуропроводность, × 10 ⁻⁶ м ² /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 0,533·10⁻⁶ до 0,445·10⁻⁶ м²/с. Понижение температуропроводности составляет 16,51%. Керн, отобранный с глубины 190,35 м, имеет температуропроводность от 0,554·10⁻⁶ до 0,467·10⁻⁶ м²/с. Понижение температуропроводности составляет 15,7%. Керн, отобранный с глубины 197.15м, имеет температуропроводность от 0,675·10⁻⁶ до 0,524·10⁻⁶ м²/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 °С.

Таблица 2– Результаты измерений удельной теплоемкости

Наименование показателя	Т, °С	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 °С (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

Наименование показателей	Т, °С	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.

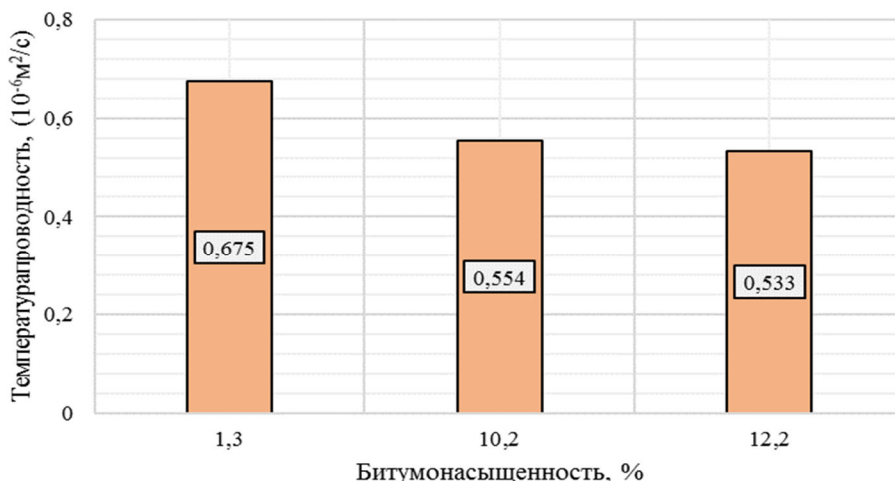


Рисунок 3 – График зависимости битумонасыщенности образцов керна от температуропроводности

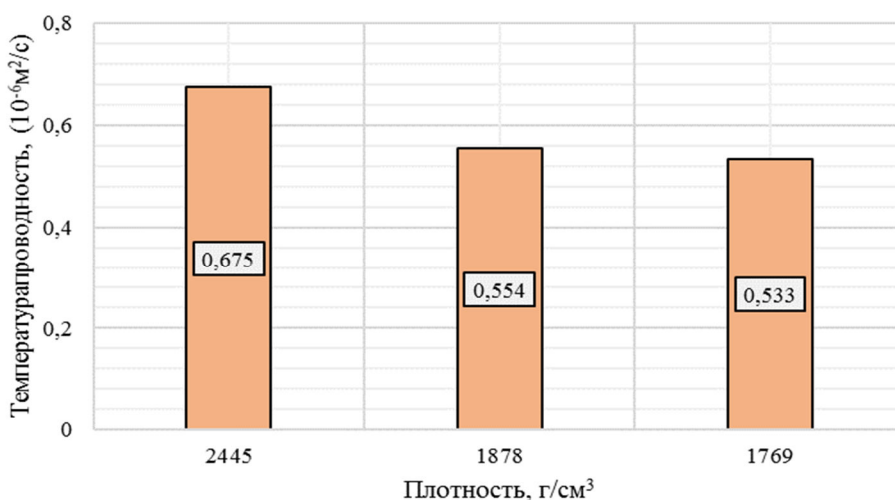


Рисунок 4 – График зависимости плотности образцов керна от температуропроводности

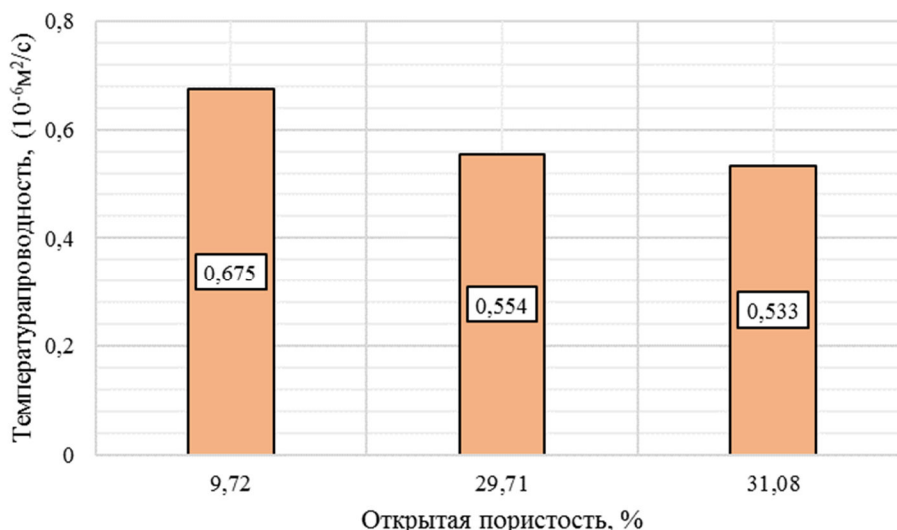


Рисунок 5 – График зависимости открытой пористости образцов керна от температуропроводности

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 °С.

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

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

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 $\text{кг}/\text{м}^3$, 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.

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 // 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 : дисс. ... 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. ... 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.
12. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. – М. : Недра, 1969. – 256 с.
13. Рубинштейн Л.И. О температурном поле пласта при нагнетании в пласт горячего теплоносителя: (по поводу статей Э.Б. Чекалюка) // Сборник трудов Уфимского нефтяного института. – Уфа : Башкнигоиздат, 1958. – Вып. 2. – С. 149–173.
14. Чекалюк Э.Б. Температурное поле пласта при нагнетании теплоносителя в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 4. – С. 39–42.
15. 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.
16. Желтов Ю.П. О вытеснении нефти из пластов движущимся фронтом горения // Теория и практика добычи нефти: ежегодник / ВНИИ. – М. : Недра, 1968. – С. 212–220.
17. Чарный И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 2. – С. 18–23; № 3. – С. 29–32.
18. Боксерман А.А., Раковский Н.Л., Глаз И.А. Разработка нефтяных месторождений путем сочетания заводнения с нагнетанием пара // Разработка нефтяных и газовых месторождений. – М., 1975. – (Итоги науки и техники / ВИНТИ). – Т. 7. – С. 69–155.
19. Раковский Н.Л. Тепловая эффективность нагнетания теплоносителей в слоистонеоднородные пласты // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 11. – С. 25–27.
20. Оганов К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт. – М. : Недра, 1967. – 203 с.
21. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1988. – 343 с.
22. Яковлев Б.А. Прогнозирование нефтегазоносности недр по данным геотермии. – М. : Недра, 1996. – 240 с.
23. Липаев А.А. Теплофизические исследования в петрофизике. – Казань, 1993.
24. Теплофизические свойства пород коллекторов / Е. Чехонин [и др.] // Нефтегазовое обозрение. – 2012. – Т. 24. – № 3.
25. Теплофизические свойства горных пород / В.В. Бабаев [и др.]. – М. : Недра, 1987.
26. Тарелко Н.Ф. Изучение тепловых свойств коллекторов тяжелых нефтей и вмещающих пород применительно к тепловым методам добычи : дисс. ... канд. техн. наук. – М., 2011.
27. Мандель А.М. Теоретические модели эффективных тепловых свойств горных пород : дисс. ... канд. физ.-мат. наук. – М., 1994.
28. Любимова Е.А., Масленников А.И., Ганиев Ю.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлениях в водо- и нефтенасыщенном состоянии // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1979. – № 5. – С. 87–93.

List of references:

1. Sheinman A.B., Malofeev G.E., Sergeev A.I. Impact on the reservoir by heat in oil production. – М. : Nedra, 1969. – 256 p.
2. Lipaev A.A. Development of heavy oils and natural bitumens. М., Izhevsk : Institute for Computer Research, 2013. – 484 p.
3. Chekalyuk E.B. Temperature field of reservoir during injection of coolant into the well // Oil Economy. – 1955. – № 4. – P. 39–42.
4. Malofeev G.E. To calculate temperature distribution in the reservoir during hot fluid injection into the well // Izv. of Vuzov. Oil and Gas. – 1960. – № 7. – P. 59–64.



5. Lyubimova E.A., Maslennikov A.I., Ganiev Y.A. On the thermal conductivity of rocks at elevated temperatures and pressures in water- and oil-saturated state // *Izvestiya ANSSSR. Ser. Physics of the Earth.* – 1979. – № 5. – P. 87–93.
6. Charny I.A. Heating of bottomhole zone during injection of hot liquid into the well // *Neftyanoye obrazovanie.* – 1953. – № 2. – P. 18–23.
7. Abdulgatova Z.Z. Thermal conductivity of dry and fluid-saturated rocks at high temperatures and pressures. Experiment and modelling : dissertation. D. in Technical Sciences. – Makhachkala, 2010.
8. Popov E.Y., Romushkevich R.A., Popov Y.A. Measurements of thermal properties of rocks on standard samples as a necessary stage of thermophysical studies of hydrocarbon deposits // *Proceedings of higher educational institutions. Geology and Exploration.* – 2017. – № 2. – P. 56–70.
9. Oganov K.A. Fundamentals of thermal impact on the oil reservoir. – M. : Nedra, 1967. – 203 p.
10. Tarelko N.F. The study of thermal properties of reservoirs of heavy oils and host rocks as applied to thermal extraction methods : Ph. Candidate of Technical Sciences. – M., 2011. – 27 p.
11. Nikolaev S.A., Nikolaeva N.G., Salamatin A.N. Thermal physics of rocks. – Kazan : Publishing house of KSU, 1987. – 150 p.
12. Sheinman A.B., Malofeev G.E., Sergeev A.I. Impact on the reservoir by heat in oil production. – Moscow: Nedra, 1969. – 256 p.
13. Rubinstein L.I. About the reservoir temperature field at injection of a hot heat-carrier into reservoir: (about E.B. Chekalyuk's articles) // *Collection of Works of Ufa Oil Institute.* – Ufa : Bashknigozdat, 1958. – Issue. 2. – P. 149–173.
14. Chekalyuk E.B. Temperature field of reservoir at injecting coolant into the well // *Neftyanoye osuschestvo.* – 1955. – № 4. – P. 39–42.
15. Malofeyev G.E. To calculate temperature distribution in the formation during hot fluid injection into the well // *Izv. vuzov. Oil and Gas.* – 1960. – № 7. – P. 59–64.
16. Zheltov Y.P. About oil displacement from reservoirs by moving front of combustion // *Theory and practice of oil production: yearbook / VNII.* – M. : Nedra, 1968. – P. 212–220.
17. Charny I.A. Heating of the bottomhole zone at the injection of a hot liquid into the well // *Oil Economy.* – 1953. – № 2. – P. 18–23; № 3. – P. 29–32.
18. Bokserman A.A., Rakovsky N.L., Glaz I.A. Development of oil fields by combining waterflooding with steam injection // *Development of oil and gas fields.* – M., 1975. – (Results of science and technology / VINITI). – VOL. 7. – P. 69–155.
19. Rakovsky N.L. Thermal efficiency of injecting heat carriers in layered homogeneous reservoirs // *Oil Economy.* – 1982. – № 11. – P. 25–27.
20. Oganov K.A. Fundamentals of thermal effect on an oil reservoir. – M. : Nedra, 1967. – 203 p.
21. Baibakov N.K., Garushev A.R. Thermal methods of oil field development. – 3rd edition, revised. and supplementary – M. : Nedra, 1988. – 343 p.
22. Yakovlev B.A. Forecasting of oil and gas content of the bowels according to geothermy. – M. : Nedra, 1996. – 240 p.
23. Lipaev A.A. Thermophysical studies in petrophysics. – Kazan, 1993.
24. Thermal-physical properties of reservoir rocks / E. Chekhonin [et al.] // *Neftegazovoe obozrenie.* – 2012. – V. 24. – № 3.
25. Thermal physical properties of rocks / V.V. Babaev [et al]. – M. : Nedra, 1987.
26. Tarelko N.F. The study of thermal properties of reservoirs of heavy oils and host rocks as applied to thermal extraction methods : dissertation. Candidate of Technical Sciences. – M., 2011.
27. Mandel A.M. Theoretical models of effective thermal properties of rocks : dissertation. Candidate of Physical and Mathematical Sciences. – M., 1994.
28. Lyubimova E.A., Maslennikov A.I., Ganiev Y.A. About heat conductivity of rocks at increased temperatures and pressures in water- and oil-saturated state // *Izv. Ser. Physics of the Earth.* – 1979. – № 5. – P. 87–93.