

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.40-54>

EDN IRQFEI

УДК 622.276.031.011.43

Корреляционная взаимосвязь между фильтрационно-емкостными и тепловыми свойствами нефтенасыщенных коллекторов залежей сверхвязкой нефти (СВН).

Адаптация гидродинамической модели.

*Садреева Р.Х., Бурлуцкий Е.А., Белоклоков Д.С., Маматов А.П.,
Насыбуллин А.В., Шайхутдинов Д.К.*

*Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия
ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина, Альметьевск, Россия*

Correlation between filtration-capacitance and thermal properties of oil-saturated reservoirs of extra-viscous oil deposits (SVN).

Adaptation of hydrodynamic model.

*R.H. Sadreeva, E.A. Burlutskiy, D.S. Beloklokov, A.P. Mamatov,
A.V. Nasybullin, D.K. Shaykhutdinov*

*Almetyevsk State Petroleum Institute, Almetyevsk, Russia
PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Russia*

Email: roza.hatipovna@yandex.ru

Аннотация. Исследование тепловых свойств горных пород лежит в основе применения методов геотермии при поисках, разведке и эксплуатации месторождений полезных ископаемых. Проектирование и оптимизация методов добычи нефти с тепловым воздействием на продуктивный пласт, особенно при добыче вязких нефтей, интерпретация данных термокаротажа, моделирование процессов тепло- и массопереноса в коллекторах на различных стадиях освоения месторождений, изучение тепловых режимов глубоких горизонтов в осадочных бассейнах, анализ влияния теплового режима недр на процессы формирования залежей углеводородов — при всех этих работах необходима информация о таких тепловых свойствах коллекторов, как теплопроводность, температуропроводность и объемная теплоемкость. Такая тепловая характеристика нефтенасыщенных пород, как

температурный коэффициент линейного расширения, требуется для точных оценок напряженного состояния околоскважинного пространства и массива горной породы при использовании тепловых методов воздействия на пласт. В связи с этим повышение уровня достоверности информации о перечисленных тепловых свойствах коллекторов, и в частности — терригенных коллекторов, является актуальной задачей современной геофизики.

Разработкой методов определения и изучением тепловых свойств пород занимались многие ученые, в том числе Х.И. Амирханов, П.В. Бриджмен, К.В. Васильев, В.А. Вертоградский, С.П. Власова, В.С. Волькенштейн, В.К. Гордиенко, В.Н. Дахнов, И.Д. Дергунов, Г.Н. Дульнев, А.Д. Дучков, Д.И. Дьяконов, Д. Егер, У. Зайпольд, В.Е. Зиновьев, Г. Карслоу, Г.М. Кондратьев, Р.И. Кутас, А.А. Липаев, Б.А. Яковлев и другие.

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

Для цитирования: Садреева Р.Х., Бурлуцкий Е.А., Белоклоков Д.С., Маматов А.П., Насыбуллин А.В., Шайхутдинов Д.К. Корреляционная взаимосвязь между фильтрационно- емкостными и тепловыми свойствами нефтенасыщенных коллекторов залежей сверхвязкой нефти (СВН). Адаптация гидродинамической модели. // Нефтяная провинция.-2023.-№3(35).-С. 40-54. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.40-54>. - EDN IRQFEI

Annotation. The study of thermal properties of rocks is the basis for the application of geothermy methods in prospecting, exploration and exploitation of mineral deposits. Design and optimization of oil production methods with thermal influence on the productive formation, especially in the production of viscous oils, interpretation of thermal logging data, modeling of heat and mass transfer processes in reservoirs at various stages of field development, study of thermal regimes of deep horizons in sedimentary basins, analysis of the influence of the thermal regime of the subsurface on the process of geothermal exploration and exploitation of mineral deposits. Such a thermal characteristic of oil-saturated rocks as the temperature coefficient of linear expansion is required for accurate assessments of the stress state of the borehole space and rock mass when using thermal methods of impact on the reservoir. In this regard, increasing the level of reliability of information about the listed thermal properties of reservoirs, and in particular - terrigenous reservoirs, is an urgent task of modern geophysics.

The development of methods for determining and studying the thermal properties of rocks was carried out by many scientists, including H.I.Amirkhanov, P.V.Bridgman, K.V.Vasiliev, V.A.Vertogradsky, S.P.Vlasova, V.S. Volkenstein, V.K.Gordienko, V.N.Dakhnov, I.D.Dergunov, G.N.Dulnev, A.D.Duchkov. Volkenstein, V.K.Gordienko, V.N.Dakhnov, I.D.Dergunov, G.N.Dulnev, A.D.Duchkov, D.I.Diakonov, D.Eger, U.Seipold, V.E.Zinoviev, G.Karslow, G.M.Kondratiev, R.I.Kutas, A.A.Lipaev, B.A.Yakovlev and others.

Keywords: *core material, thermophysical properties of rocks, reservoir rock, extra-viscous oil, filtration-capacitance properties, core material temperature, thermal diffusivity, specific heat capacity, thermal conductivity*

For citation: R.H. Sadreeva, E.A. Burlutskiy, D.S. Beloklokov, A.P. Mamatov, A.V. Nasybullin, D.K. Shaykhutdinov Korrelyatsionnaya vzaimosvyaz' mezhdru fil'tratsionno- yemkostnymi i teplovymi svoystvami neftenasyshchen-nykh kollektorov zalezhey sverkhv'yazkoy nef'ti (SVN) [Correlation between filtration-capacitance and thermal properties of oil-saturated reservoirs of extra-viscous oil deposits (SVN). Adabtation of hydrodynamic model.]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(35), 2023. pp. 40-54. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.40-54>. EDN IRQFEI (in Russian)

Введение

В работе проведено исследование тепловых характеристик пород с помощью серийно выпускаемых приборов: дифференциального сканирующего калориметра DSC 204 HP и прибора лазерной вспышки LFA 467, предназначенного для измерения температуропроводности. Достоинством этих приборов является экспрессность измерений, а также возможность определения зависимости от температуры удельной теплоемкости и температуропроводности неконсолидированных образцов пород-коллекторов при моделировании горного давления, соответствующего условиям их залегания в пласте [1].

Авторы выполняли задачу по формированию данных по ранее неисследованным термическим свойствам рассыпных образцов керна материала месторождений высоковязкой нефти. 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 [6], [8], [10], предпочтение дано серийно выпускаемым приборам: LFA 467 – для измерения температуропроводности, дифференциально- сканирующему калориметру DSC 204 HP. Особую ценность представляет установление температурной корреляции удельной теплоемкости и температуропроводности неконсолидированных, насыщенных битумом образцов песчаных пород.

Теплофизические свойства горных пород, полученные в настоящем исследовании использованы при гидродинамическом моделировании одной из залежей сверхвязкой нефти. Показано, что использование полученных результатов позволило улучшить качество модели, следовательно, они являются достоверными.

Описание экспериментальных установок и методики исследования

В работе использовался прибор для определения температуропроводности LFA 467.

Комплекс LFA 467 включает в себя сложное оборудование и программное обеспечение, обеспечивающие быстрые, точные и безопасные измерения. LFA 467 основан на методе лазерной вспышки в соответствии с международными стандартами ASTM E-1461, DIM EN 821 и DIN 30905 (Рис. 1).

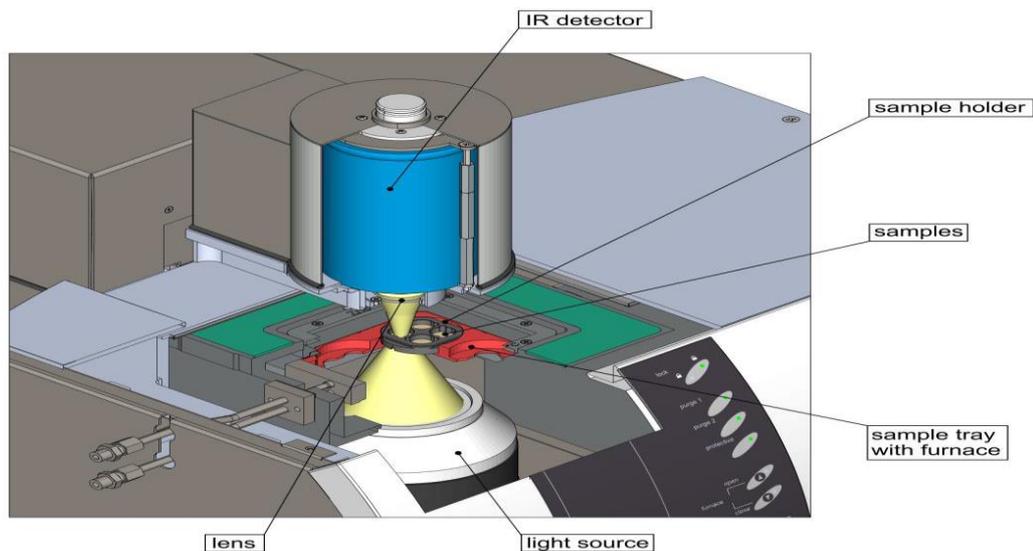


Рис. 1. Конструкция прибора LFA 467

С помощью инфракрасного детектора измеряется увеличение температуры с обратной стороны образца как функция времени.

Математический анализ измеряемой зависимости температуры от времени позволяет определить температуропроводность α . Анализ осуществляется специальной программой, использующей набор дифференциальных математических моделей для различных приложений.

В адиабатических условиях α определяется уравнением

$$\alpha = 0.1388 \cdot \frac{l^2}{t_{50}} \quad (1)$$

где:

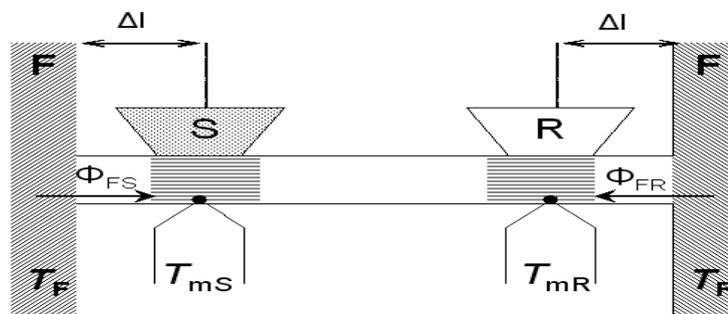
α – температуропроводность (см²/с);

l – толщина образца (см);

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

Для определения удельной теплоемкости использовался дифференциальный сканирующий калориметр DSC 204 HP.

Прибор имеет две измерительные ячейки: одна предназначена для исследуемого образца, другая для образца сравнения – эталона (Рис. 2). Ячейки конструируют максимально симметрично (одинаковые тигли, одинаковые сенсоры, одинаковое расстояние от нагревателя до сенсора). Экспериментально измеряется временная зависимость разницы температур между ячейкой с образцом и ячейкой сравнения.



(F – печь (нагреватель), S – образец, R – эталон, TF, TmS, TmR – температуры печи и спаев дифференциальной термопары образца и эталона, ΦFS, ΦFR – тепловые потоки)

Рис. 2. Схема измерений методом DSC 204 HP

Сущность метода состоит в измерении теплоты процессов и удельной теплоемкости веществ через тепловой поток – производную теплоты по времени (дифференциальный). Тепловые потоки измеряются по разнице температур в двух точках измерительной системы в один момент времени. Измерения проводят как в изотермических условиях, так и в динамическом режиме при программируемом изменении температуры оболочки (нагревателя).

Определение удельной теплоемкости осуществляется специальной программой NETZSCH TA4_5

Удельная теплоемкость определяется по формуле:

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

$m_{\text{стандарта}}$ 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 λ – теплопроводность (Вт/(м·К));

a – температуропроводность (м²/с);

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

ρ – плотность пород (кг/м³).

Результаты исследования тепловых свойств образцов горных пород

Исследуемые керновые материалы относятся к уфимскому ярусу, представляют собой песчаники мелкозернистые, характер битумонасыщения – на глубине – 1 м и 3 м слабо равномерно битумонасыщенный, на глубине 2 м – песчаник бурый, мелкозернистый, известковистый, слабо битумонасыщенный.

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

Результаты исследований коэффициента температуропроводности приведены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты исследований температуропроводности

Наименование показателей	Т, °С	Глубина отбора керна, м.		
		1	2	3
Температуропроводность мм ² /с	25	0,564	0,545	0,598
	75	0,547	0,503	0,576
	125	0,524	0,495	0,55
	178	0,52	0,485	0,533
	225	0,512	0,472	0,517

По результатам лабораторных исследований получена зависимость

По результатам лабораторных исследований отмечена зависимость удельной теплоёмкости от температуры. Удельная теплоёмкость на всех глубинах отбора повышается при увеличении температуры ядерного материала (Рис. 4).

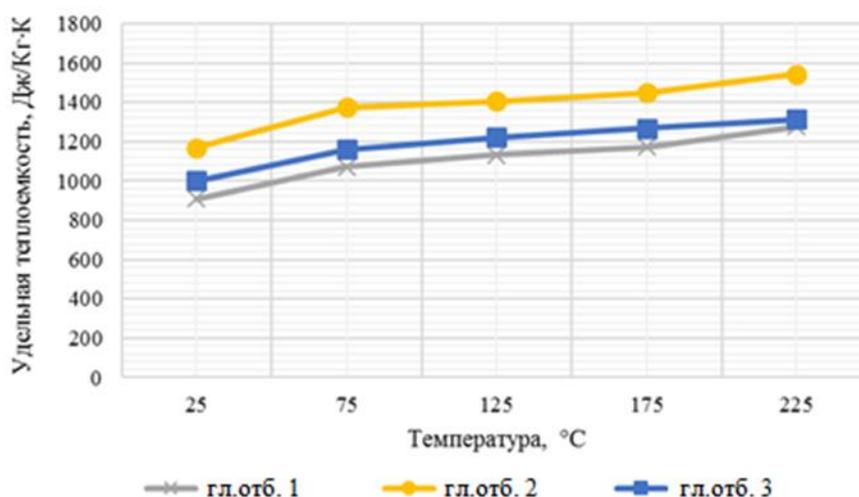


Рис. 4. Зависимость удельной теплоемкости от температуры по глубинам

В ядерном материале, отобранном на глубине 1 м, удельная теплоёмкость повышается от 910 до 1277 Дж/кг·К. В процентном соотношении увеличение коэффициента составляет 40,3 %.

В ядерном материале, отобранном на глубине 2 м, удельная теплоёмкость повышается от 1170 до 1543 Дж/кг·К. В процентном соотношении увеличение коэффициента составляет 31,9 %.

В ядерном материале, отобранном на глубине 3 м, удельная теплоёмкость повышается от 1001 до 1314 Дж/кг·К. В процентном соотношении увеличение коэффициента составляет 31,3 %.

На основании полученных экспериментальных значений коэффициента температуропроводности и удельной теплоёмкости образцов песчаников по формуле были вычислены их коэффициенты теплопроводности. Рассчитанные значения теплопроводности представлены в табл. 3

Таблица 3

Результаты расчета теплопроводности

Наименование показателей	Т, °C	Интервалы отбора керна(м)		
		1	2	3

Теплопроводность Вт/м·К	25	1,152	1,147	1,355
	75	1,315	1,245	1,513
	125	1,334	1,252	1,522
	175	1,369	1,263	1,529
	225	1,468	1,310	1,537

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

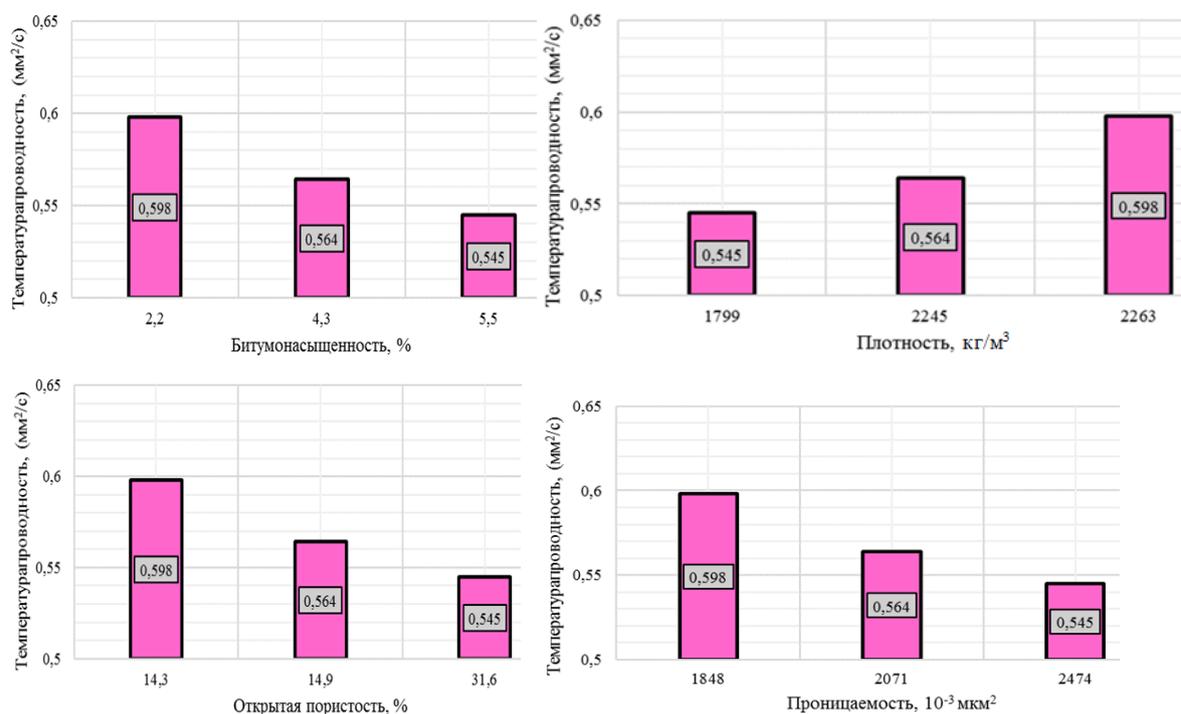


Рис. 5. Корреляция между тепловыми и фильтрационно-емкостными свойствами пород-коллекторов залежей СВН

При увеличении битумонасыщенности от 2,2 до 5,5 % наблюдается снижение коэффициента температуропроводности от 0,598 до 0,545 мм²/с, при увеличении плотности породы от 1799 до 2263 кг/м³ наблюдается рост значения коэффициента температуропроводности от 0,545 до 0,598 мм²/с. При увеличении открытой пористости кернового материала от 14,3% до 31,6 % наблюдается снижение коэффициента температуропроводности от 0,598 до 0,545 мм²/с.

При увеличении проницаемости кернового материала от 1848 до 2474·10⁻³ мкм² наблюдается снижение коэффициента температуропроводности от 0,598 до 0,545 мм²/с.

Адаптация гидродинамической модели

При адаптации гидродинамической модели (ГДМ) должны учитываться такие параметры, как теплоемкость и теплопроводность. Ранее в модели данные значения задавались как постоянные (const), теплоемкость 2347 кДж/м³/К, теплопроводность 149,6 кДж/м/day/С.

После получения исследований принято решение о разделении теплоемкости и теплопроводности для породы, воды, нефти и газа. При анализе результатов исследования теплоемкости и теплопроводности керновых образцов, полученных при проведении лабораторных экспериментов и рассчитанных по справочным данным получены зависимости теплоемкости и теплопроводности от пористости, нефтенасыщенности, газонасыщенности, водонасыщенности [1,2].

$$C = C_{\text{п}} \cdot (1 - m) + m \cdot (C_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}} + C_{\text{в}} \cdot (1 - S_{\text{н}} - S_{\text{г}}) + C_{\text{г}} \cdot S_{\text{г}}) \quad [1]$$

C -теплоемкость кJ/м³/К;

$C_{\text{п}}$ - теплоемкость породы, 1402.887439 кДж/м³/К;

m -пористость, д.ед.;

$C_{\text{н}}$ -теплоемкость нефти, 817,8257 кДж/м³/К;

$S_{\text{н}}$ -нефтенасыщенность, д.ед.;

$C_{\text{в}}$ -теплоемкость воды, 3990 кДж/м³/К;

$S_{\text{г}}$ –газонасыщенность, д. ед;

$C_{\text{г}}$ -теплоемкость газа, 0,001568 кДж/м³/К.

$$\lambda = \lambda_{\text{п}} \cdot (1 - m) + m \cdot (\lambda_{\text{н}} \cdot S_{\text{н}} + \lambda_{\text{в}} \cdot (1 - S_{\text{н}} - S_{\text{г}}) + \lambda_{\text{г}} \cdot S_{\text{г}}) \quad [2]$$

λ - теплопроводность кJ/м/day/С;

$\lambda_{\text{п}}$ теплопроводность породы, 85.64415466 кДж/м/day/С;

m -пористость, д.ед.;

$\lambda_{\text{н}}$ -теплопроводность нефти, 10.65241025 кДж/м/day/С;

$S_{\text{н}}$ -нефтенасыщенность, д.ед.;

$\lambda_{\text{в}}$ -теплопроводность воды, 28.35431803 кДж/м/day/С;

$S_{\text{г}}$ –газонасыщенность, д. ед;

$\lambda_{г}$ -теплопроводность газа, 1.922054483 кДж/м/day/С.

Адаптация гидродинамической модели рассчитана при теплоемкости и теплопроводности const и при заложении зависимостей (Рис.6). При запуске начальных расчетов гидродинамической модели можно отметить улучшение адаптации по добыче нефти, что положительно для проведения дальнейшей адаптации модели в целом.

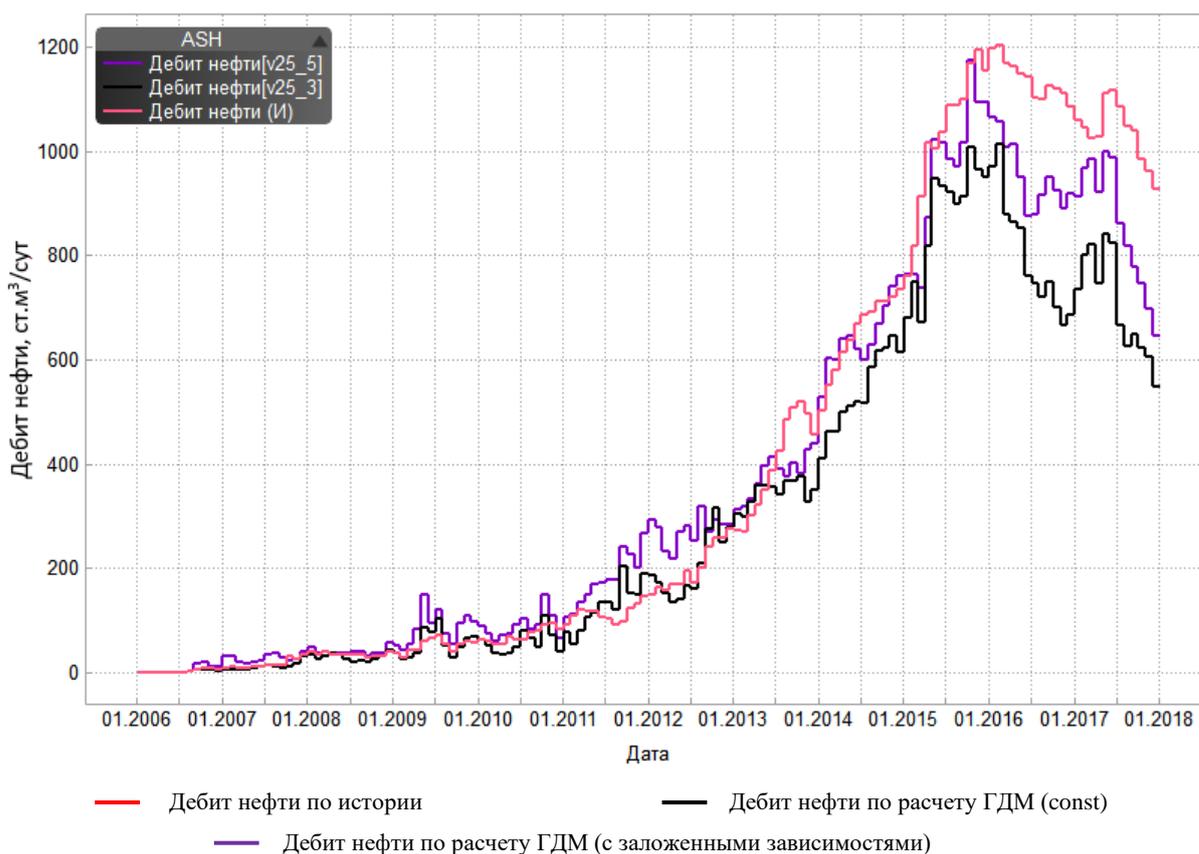


Рис. 6. Сопоставление расчетных и фактического дебитов нефти «А» залежи «В» месторождения при значениях теплофизических свойств заданных const и заложением зависимостей

Таким образом, можно сделать вывод о том, что при заложении теплоемкости и теплопроводности в виде зависимостей, учитывающих теплоемкость и теплопроводности породы, нефти, газа и воды адаптация улучшается.

Выводы

При анализе теплофизических свойств кернового материала со скважины №1 «А» залежи «В» месторождения выявлено, что температуропроводность на всех глубинах отбора уменьшается при повышении температуры

неконсолидированного керна. Самые высокие значения отмечаются при температуре 25°C.

Выявлено, что коэффициент удельной теплоемкости на всех глубинах отбора увеличивается при повышении температуры неконсолидированного керна. Самые высокие значения удельной теплоемкости отмечаются при температуре 225°C.

Коэффициент теплопроводности увеличивается на всех глубинах отбора при повышении температуры кернового материала. Самые высокие значения теплопроводности отмечаются при температуре 225°C.

Проведена оценка корреляционных взаимосвязей между тепловыми свойствами пород коллекторов залежей СВН и их фильтрационно-емкостными свойствами (объемная плотность, открытая пористость, нефтенасыщенность, проницаемость).

Из которого следует, что при увеличении плотности породы от 1,799 до 2,263 г/см³ наблюдается рост значения коэффициента температуропроводности от 0,545 до 0,598 мм²/с.

При увеличении открытой пористости кернового материала от 14,3 до 31,6 % наблюдается снижение коэффициента температуропроводности от 0,598 до 0,545 мм²/с.

Наблюдается снижение коэффициента температуропроводности от 0,598 до 0,545 мм²/с. при увеличении битумонасыщенности от 2,2 до 5,5 %.

При увеличении проницаемости кернового материала от 1848 до 2474 мкм²·10⁻³ наблюдается снижение коэффициента температуропроводности от 0,598 до 0,545 мм²/с.

При заложении теплоемкости и теплопроводности в виде зависимостей, учитывающих теплоемкость и теплопроводности породы, нефти, газа и воды в гидродинамическую модель, адаптация улучшается.

Результаты лабораторных исследований показывают, что приборы: измеритель температуропроводности LFA-467 и дифференциальный сканирующий калориметр DSC 204 HP пригодны для определения зависимости теп-

ловых характеристик от температуры керновых образцов с помощью моделирования реальных условий, соответствующих их глубине залегания.

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

Список литературы

1. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев А.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти – М.: Недра, 1969. – 256 с.
2. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. 484 с.
3. Чекалюк, Э.Б. Температурное поле пласта при нагнетании теплоносителя в скважину [Текст] // Нефтяное хозяйство. – 1955. – № 4. – С. 39-42.
4. Малофеев Г.Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей жидкости в скважину // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1960. – № 7. – С. 59-64.
5. Любимова Е.А., Масленников А.И., Ганиев Ю.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлениях в водо- и нефтенасыщенном состоянии // Известия АН СССР. Сер. Физика Земли, 1979. № 5. С. 87 – 93.
6. Чарный, И.А. Нагревание призабойной зоны при закачке горячей жидкости в скважину // Нефтяное хозяйство. – 1953. – № 2. – С. 18-23.
7. Абдулагатова З.З. Теплопроводность сухих и флюидонасыщенных горных пород при высоких температурах и давлениях. Эксперимент и моделирование: диссерт. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. Махачкала, 2010.
8. Попов Е.Ю., Ромушкевич Р.А., Попов Ю.А. Измерения тепловых свойств пород на стандартных образцах как необходимый этап теплофизических исследований месторождений углеводородов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2017. № 2. С. 56 – 70.
9. Оганов, К.А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт – М.: Недра, 1967.– 203 с.
10. Тарелко Н.Ф. Изучение тепловых свойств коллекторов тяжелых нефтей и вмещающих пород применительно к тепловым методам добычи: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. Техн. наук. М., 2011. 27 с.
11. Николаев С.А., Николаева Н.Г., Саламатин А.Н. Теплофизика горных пород. Казань: Изд-во КГУ, 1987. 150 с.

References

1. Sheinman A.B., Malofeev G.E., Sergeev A.I. Vozdejstvie na plast teplom pri dobyche nefiti [Thermal formation stimulation during oil production]. Moscow, Nedra Publ., 1969, 256 p (in Russian)
2. Lipaev A.A. Razrabotka mestorozhdenij tyazhelyh neftej i prirodnyh bitumov. [Development of heavy oil and natural bitumen fields]. M., Izhevsk: Institute of computer-aided studies, 2013, 484 p. (in Russian)
3. Checkalyuk E.B. Temperaturnoe pole plasta pri nagnetanii teplonositelya v skvazhinu [Reservoir temperature profile during heat-transfer agent injection]. Neftyanoe Khozyaistvo [Oil and Gas Industry], 1955, No.4, pp.39-42 (in Russian)

4. Malofeev G.E. K raschetu raspredeleniya temperatury v plaste pri zakachke goryachej zhidkosti v skvazhinu [On evaluation of reservoir temperature distribution during hot water injection]. Proceedings of Universities. Neft i Gaz [Oil and Gas], 1960, No.7, pp.59-64 (in Russian)
5. Lyubimova E.A., Maslennikov A.I., Ganiev Yu.A. O teploprovodnosti gornyh porod pri povyshennyh temperaturah i davleniyah v vodo- i neftenasyshchennom sostoyanii [Rock heat conductivity under high temperatures and pressures for water and oil saturation conditions]. Fizika Zemli [Geophysics], 1979, No.5, pp.87-93 (in Russian)
6. Charny I.A. Nagrevanie prizabojnoj zony pri zakachke goryachej zhidkosti v skvazhinu [Heating of bottomhole area during hot water injection]. Neftyanoye Khozyaistvo [Oil and Gas Industry], 1953, No.2, pp. 18-23 (in Russian)
7. Abdulgatova Z.Z. Teploprovodnost' suhih i flyuidonasyshchennyh gornyh porod pri vysokih temperaturah i davleniyah. Eksperiment i modelirovanie [Heat conductivity of unsaturated and fluid-saturated rocks under high temperatures and pressures. Experiment and simulation]. PhD thesis in Engineering Science. Makhachkala, 2010 (in Russian)
8. Popov E.Yu., Romushkevich R.A., Popov Yu.A. Izmereniya teplovyh svoystv porod na standartnyh obrazcah kak neobhodimyj etap teplofizicheskikh issledovaniy mestorozhdenij uglevodorodov [Determination of rock thermal properties using standard samples as an essential part of thermophysical studies]. Proceedings of Universities. Geologiya i Razvedka [Geology and Exploration]. 2017, No.2, pp.56-70 (in Russian)
9. Oganov K.A. Osnovy teplovogo vozdejstviya na neftyanoj plast [Fundamentals of thermal formation stimulation]. Moscow, Nedra Publ., 1967, 203 p. (in Russian)
10. Tarelko N.F. Izuchenie teplovyh svoystv kollektorov tyazhelyh neftej i vmeshchayushchih porod primenitel'no k teplovyim metodam dobychi [Studying thermal characteristics of heavy oil reservoirs and matrix rock in respect to thermal recovery methods]. Abstract of PhD thesis in Engineering Science. Moscow, 2011, 27 p. (in Russian)
11. Nikolaev S.A., Nikolaeva N.G., Salamatin A.N. Teplofizika gornyh porod [Rock thermal physics]. Kazan, KGU Publ., 1987, 150 p (in Russian)

Сведения об авторах

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

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

Белоклоков Дмитрий Сергеевич, инженер лаборатории фильтрационных исследований ЦНТИ, Альметьевский государственный нефтяной институт
 ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0398-444X>
 Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
 Email: dima9909@mail.ru

Маматов Алексей Петрович, студент гр.31-61, Альметьевский государственный нефтяной институт
 Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
 Email: alexeu.mamatov@mail.ru

Насыбуллин Арслан Валерьевич, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Альметьевского государственного нефтяного института (АГНИ)
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: arsva1@bk.ru

Шайхутдинов Дамир Камилович, к.т.н., заведующий сектором тепловых методов разработки залежей высоковязких нефтей лаборатории разработки месторождений Западного, Юго-Восточного склонов и Прикамья отдела разработки нефтяных месторождений ПАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 75
Email: shayhutinov@tatneft.ru

Authors

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

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

D.S. Beloklokov, engineer of the laboratory of filtration studies CNTI, Almeteyvsk State Oil Institute
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-0398-444X>
2, Lenin st., Almeteyvsk, 423450, Russian Federation
Email: dima9909@mail.ru

A.P. Mamatov, student of gr.31-61, Almeteyvsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almeteyvsk, 423450, Russian Federation
Email: alexeu.mamatov@mail.ru

A.V. Nasybullin, Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of the Department "Development and Exploitation of Oil and Gas Fields", Almeteyvsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almeteyvsk, 423450, Russian Federation
E-mail: arsva1@bk.ru

D.K. Shaykhutdinov, Candidate of Technical Sciences, Head of the section of thermal methods of development of high-viscosity oil deposits of the laboratory of field development of Western, South-Eastern slopes and Kama region of the Oil Field Development Department PJSC TATNEFT
75, Lenin st., Almeteyvsk, 423450, Russian Federation
Email: shayhutinov@tatneft.ru

Статья поступила в редакцию 11.08.2023
Принята к публикации 22.09.2023
Опубликована 30.09.2023