УДК 536.2

Расчет теплопроводности нефтенасыщенных песчаных грунтов

И.СОБОТА¹, В.И.МАЛАРЕВ², А.В.КОПТЕВА²✉

¹ Университет природопользования, Вроцлав, Польша

² Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

В настоящее время Россия обладает значительными запасами тяжелой высоковязкой нефти, конечный коэффициент извлечения которых не превышает 0,25-0,29 при использовании современных и эффективных методов разработки месторождений. Наиболее перспективными из существующих методов являются тепловые, основным недостатком которых останутся большие материальные затраты, приводящие в конечном итоге к значительному повышению себестоимости добываемой нефти. Таким образом, совершенствование существующих и создание более эффективных тепловых методов разработки месторождений является важной задачей в нефтедобыче.

Перспективным направлением развития термических методов добычи является разработка забойных электропарогенераторов. В отличие от традиционных методов паротепловой обработки пластов, предусматривающих закачку пара с поверхности, скважинные электротермические устройства позволяют снизить потери энергии и повысить качество пара, закачиваемого в пласт. Для успешной и эффективной организации добычи нефти и осуществления рациональной разработки месторождений высоковязкой нефти с применением скважинного электротермического оборудования необходимо учитывать характер распространения теплового воздействия как в продуктивном пласте, так и в окружающем его пространстве, включая кровлю и подошву. Одной из основных величин, характеризующих данный процесс, является теплопроводность нефтесодержащих пород.

В статье рассмотрен состав типичных нефтенасыщенных песчаных грунтов, проведены исследования тепло- и массопереноса в нефтенасыщенных грунтах, изучено влияние различных параметров на теплопроводность неоднородной системы, предложен метод расчета теплопроводности нефтеносных грунтов методом последовательного сведения многокомпонентной системы к двухкомпонентной и доказана справедливость предлагаемого подхода путем сопоставления полученных расчетных зависимостей и экспериментальных данных.

Ключевые слова: нефтенасыщенный грунт; тепловые методы нефтедобычи; теплопроводность; многофазная система; взаимопроникающие компоненты

Как цитировать эту статью: Собота И. Расчет теплопроводности нефтенасыщенных песчаных грунтов / И.Собота, В.И.Маларев, А.В.Коптева // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 443-449. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.443

Введение. Наиболее приоритетной задачей в области нефтедобычи на сегодняшний день является рациональное освоение залежей тяжелых высоковязких нефтей (ВВН). Разведанные запасы ВВН на нашей планете достигают 700 млрд т, и по объему запасов можно выделить основные регионы: Канаду ~300 млрд т; Венесуэлу ~200 млрд т; США ~ 25 млрд т; Российскую Федерацию ~9 млрд т, более 50 % из которых приходится на Северо-Западный регион РФ. В естественном режиме эксплуатации скважин для добычи высоковязкой нефти коэффициент извлечения нефти составляет от 5 до 10 %, поэтому в условиях истощения нефтяных горизонтов нефтедобывающих регионов, а также постепенного истощения экстенсивных ресурсов нефтепромысла серьезное внимание в индустриально развитых странах уделяется разработке методов повышения нефтеотдачи пластов [1, 2, 5, 7]. На сегодняшний день признанными современными специалистами безальтернативными методами повышения нефтеотдачи пластов являются термические воздействия на продуктивные пласты ВВН [2, 3, 6, 11, 19, 24].

В России наиболее широкое применение термических методов при добыче ВВН отмечается на Усинском (Республика Коми) и Гремихинском (Удмуртская Республика) месторождениях, что составляет не более 3 % всех месторождений РФ. Ограниченное применение тепловых методов объясняется их основными недостатками: высокими материало- и капиталоемкостью теплоэнергетического оборудования, потерями теплоты в распределительной трубопроводной системе и скважине, снижением эффективности, определяемым сжиганием части добытой нефти или газа в парогенераторах, и значительным ухудшением экологической обстановки в районах нефтедобычи [2, 10, 16].

Разработка забойных парогенераторов на сегодняшний день является одним из наиболее перспективных направлений развития термических методов добычи, которые, в отличие от традиционных методов паротепловой обработки пластов, предусматривают генерацию пара непо-

средственно в призабойной зоне. Скважинные электротермические устройства позволяют снизить потери энергии и повысить качество пара, закачиваемого в пласт [4, 8-10, 17]. Для успешной и эффективной организации добычи нефти и осуществления рациональной разработки месторождений высоковязкой нефти с применением скважинного электротермического оборудования необходимо учитывать характер распространения теплового воздействия как в продуктивном пласте, так и в окружающем его пространстве, включая кровлю и подошву, а также иметь ясное представление о строении пластов и теплофизических свойствах слагающих их пород.

Пути решения проблемы. Известно, что породами-коллекторами нефти являются в основном песчаники с карбонатным или глинистым цементом, карбонатные породы и нетрадиционные породы-коллекторы, называемые баженовской свитой. Поэтому для оценки физических и коллекторных свойств пород нефтяных пластов, обобщения существующих экспериментальных данных и установления корреляции между различными физическими свойствами целесообразно рассмотреть теоретические методы исследования.

К физическим и коллекторным свойствам пласта можно отнести теплопроводность λ , диэлектрическую проницаемость ϵ , электропроводность σ , газовую проницаемость k , и т.д., которые можно объединить понятием обобщенной проводимости Λ , так как все они описываются феноменологическим уравнением вида

$$\bar{A} = -\Lambda \nabla B,$$

связывающим в неравновесных термодинамических системах удельный поток $\bar{A}$ с градиентом потенциала ∇B того или иного вида. Например, законы Фурье и Дарси обычно представляют в виде

$$\bar{q} = -\lambda \nabla T, \quad \bar{v} = -\frac{k \nabla P}{\eta},$$

где $\bar{q}$ – удельный поток теплоты; $\bar{v}$ – скорость протекающей через пористый материал жидкости (газа); ∇T , ∇P – градиенты температуры и давления; λ , k , η – теплопроводность, проницаемость и вязкость протекающего флюида.

Нахождение температурного поля в нефтеносном грунте, где действуют все механизмы переноса теплоты, является задачей исключительной сложности, и единственно правильное ее решение – составление и решение для каждого конкретного случая системы из четырех исходных уравнений: переноса теплоты кондукцией, конвекцией, радиацией и влагой.

При этом создание модели эквивалентной теплопроводности [12, 13, 15, 21] может служить эффективным средством, позволяющим обойти эти трудности и успешно решать многие практические задачи. Речь идет об уравнении, описывающем процесс эффективной теплопроводности в неоднородном материале. Материал при этом рассматривается как некоторое квазиоднородное вещество, к которому применимо уравнение теплопроводности. Вследствие наличия в пористых средах процессов излучения, конвекции и переноса вещества параметры теплопереноса будут характеризоваться эффективными величинами. Таким образом, для анализа и нахождения температурного поля в гетерогенных материалах можно не применять систему уравнений кондуктивной, радиационной и массообменной проводимости, а ограничиться лишь одним уравнением теплопроводности с осложненной за счет всех указанных факторов зависимостью коэффициентов.

При этом необходимо учитывать, что процессы переноса посредством жидкой и газовой фаз имеют сложный характер и, кроме конвективного переноса, включают ряд механизмов, основным из которых является перенос тепла за счет: диффузионного переноса пара, термодиффузии, теплового скольжения, эффекта термоосмоса, пленочного течения жидкости под действием расклинивающего давления. Численный анализ показал, что вклад в эффективную теплопроводность этих механизмов переноса теплоты на 2-3 порядка меньше по сравнению с другими механизмами переноса тепла и массы и, соответственно, ими можно пренебречь [12, 14, 18, 23].

Задача настоящего исследования сводится к аналитическому определению обобщенной проводимости Λ и, в частности, эффективной теплопроводности λ нефтенасыщенного грунта в зависимости от минимальной и доступной информации о свойствах пласта и слагающих его компонентов.

Методика расчета эффективной теплопроводности нефтенасыщенных грунтов основана на предположении, что в системе можно выделить каркас из частиц и находящейся в местах контакта частиц влаги (в случае, если жидкость смачивает поверхность зерен) либо воздуха (в случае, если жидкость не смачивает поверхность зерен). Оставшуюся часть порового пространства, которая может являться однофазной или двухфазной системой, в совокупности с выделенным каркасом можно рассматривать как структуру с взаимопроникающими компонентами. Таким образом, методика основана на следующих расчетах: сначала определяется теплопроводность каркаса; далее – теплопроводность оставшейся доли порового пространства; и, наконец, возможным становится определение эффективной теплопроводности всей системы в целом.

Наиболее типичными нефтеносными грунтами являются осадочные породы типа шпата, слюды, представленные на рис.1 частицами 1, цементированными преимущественно карбонатным и глинистым цементом 2. Зерна совместно с цементом образуют твердый каркас, в порах которого находится жидкость 3 (вода, нефть) и ее пары 4.

При анализе кернов нефтесодержащей породы определяется ряд параметров и свойств, в том числе:

1. Пористость общая (отношение объема пор к общему объему) $m = V_p/V$ и эффективная $m_{эф}$ (отношение объема пор, занятых движущейся жидкостью, в порах при полном их насыщении этой жидкостью ко всему объему) $m = V_{п.эф}/V$.

2. Гранулометрический состав – средние размеры зерен d_i и их весовые концентрации g_i .

3. Насыщенность пород жидкостью (нефтью, водой, газом) $\omega = V_{ж}/V_p$ – отношение объема жидкости к полному объему пор.

При построении модели осадочной породы примем следующие допущения:

- гранулометрический состав породы на основе анализа данных ограничим зернами двух размеров – d_1 и d_2 и соответствующими им весовыми концентрациями – g_1 и g_2 ;

- цементирующая связка является не монолитной, а пористой, причем объем пор в связке – объем трещин $V_{тр}$ – равен разности объемов всех пор и пор, учитываемых при эффективной пористости ($V_{тр} = V_p - V_{п.эф}$);

- пористая цементирующая связка распределяется между зернами большого и малого диаметра пропорционально их удельным поверхностям;

- жидкость располагается манжетами вокруг контактов больших зерен, обволакивает малые зерна и заполняет часть трещин в связке, оставляя остальные трещины сухими.

Основываясь на вышесказанном, модель песчаника можно представить в виде полидисперсной структуры, состоящей из зерен 1 двух диаметров, связанных друг с другом пористым цементом 2. Поры в зависимости от влаго- и нефтесодержания содержат как жидкость 3, так и газ 4 (рис.2). Анализ эффективной теплопроводности $\lambda_{эф}$ такой модели нефтеносной породы изложен в

Рис.1. Структура нефтесодержащего песчаника

1 – частицы SiO_2 ; 2 – связующий цемент;
3 – жидкость (вода, нефть); 4 – пары жидкости, газ

Рис.2. Модель структуры нефтесодержащего песчаника

1 – зерна; 2 – пористый цемент; 3 – жидкость; 4 – газ

Рис.3. Структура бинарной системы с взаимопроницаемыми компонентами i и j

[12], при этом применен метод осредненного элемента, проводимость которого, а также основные геометрические параметры равны соответствующим параметрам модели.

Изучение влияния различных параметров на теплопроводность неоднородной системы, каковой является нефтеносный грунт, показало возможность дальнейшего его упрощения. Представим нефтеносный грунт в виде многокомпонентной системы со следующими взаимопроницаемыми компонентами: твердым каркасом (объем V_k), образованным зернами 1, скрепленными цементирующей связкой 2, и порами, заполненными жидкостью V_j и парогазовой смесью $V_{пг}$. Предварительно рассмотрим теплопроводность λ_{ij} двухкомпонентной системы с взаимопроницаемыми компонентами i и j , теплопроводности которых равны λ_i и λ_j (рис.3).

В настоящее время стремление найти достаточно простые аналитические выражения для эффективной теплопроводности неоднородных сред привело к появлению многочисленных приближенных приемов

решения задачи. Наиболее подходящим оказался метод сечений Рэлея [12, 17], который заключается в том, что элементарную ячейку неоднородной системы, теплопроводность которой равна эффективной теплопроводности всей системы в целом, разбивают вспомогательными бесконечно тонкими поверхностями, одни из которых изопотенциальны (изотермы), а другие – непроницаемы для линий тока (адиабаты). Такое дробление позволяет локализовать исходное потенциальное поле, что существенно упрощает решение задачи. Можно подобрать такую комбинацию разбиения ячейки двумя типами плоскостей, при которой полученная эффективная теплопроводность будет мало отличаться от истинной.

Как показано в [12], для комбинированного способа дробления элементарной ячейки, теплопроводность такой бинарной системы можно определить по формуле:

$$\frac{\lambda_{ij}}{\lambda_i} = \frac{C^2 + v_{ij}C(1-C)}{v_{ij}C(1-C) + (1-C + C^2)} + v_{ij} \frac{C(1-C) + v_{ij}(1-C)}{C(1-C) + v_{ij}(1-C + C^2)}, \quad (1)$$

где $v_{ij} = \lambda_j/\lambda_i$; $m_i = V_i/(V_i + V_j)$; $m_j = V_j/(V_i + V_j)$; $m_i + m_j = 1$; $C = C(m_j)$.

Параметр $C = \Delta/L$ – относительный размер бруса компоненты i в элементарной ячейке (рис.3), определяется решением кубического уравнения

$$2C^3 - 3C^2 + 1 = m_j \quad (2)$$

и находится по формуле

$$C = 0,5 - \cos\left(\frac{\arccos(2m_j - 1) + \pi}{3}\right). \quad (3)$$

С хорошим приближением можно определить теплопроводность многокомпонентной системы, применяя последовательное ее сведение к двухкомпонентной. Экспериментально доказано, что теплопроводность влагосодержащих материалов зависит от характера распределения жидкости в поровом пространстве. Характеристикой смачивания поверхности обычно служит краевой угол смачивания, образованный на границе твердого тела, жидкости и газа. В зависимости от характера распределения жидкости в материале теплопроводность одного и того же материала с одинаковым содержанием жидкости может отличаться в несколько раз [20, 22]. В том случае, когда рассматривается зернистая слабосвязная система, в которой большое влияние на теплопроводность оказывает контактное тепловое сопротивление между зернами, целесообразно

в первую очередь произвести расчет теплопроводности твердого каркаса с учетом смачивания их жидкостью и образования в местах контакта зерен жидкостных манжет. Далее возможным становится расчет теплопроводности всей увлажненной зернистой системы по формулам (1)-(3), при этом теплопроводность парогазовой смеси в поровом пространстве λ_j равна сумме теплопроводности газа λ_g и теплопроводности λ_s , вызванной диффузионным переносом пара в поровом пространстве при давлении P и температуре T : $\lambda_j = \lambda_g + \lambda_s$. Значение λ_s определяется из следующего соотношения [12]:

$$\lambda_s = \frac{DM}{\mu RT} \frac{P}{P - P_s} \frac{dP}{dT} r, \quad (4)$$

где коэффициент сопротивления диффузии $\mu = D/D_p$ равен отношению коэффициентов диффузии пара с молярной массой M в воздухе D и в пористом теле D_p ; R – универсальная газовая постоянная; P_s – парциальное давление пара при заданной температуре; r – теплота парообразования.

Для расчета коэффициента сопротивления диффузии μ во влажных пористых материалах на основе модели структуры с взаимопроникающими компонентами из твердого каркаса и порового пространства с жидкостью можно рекомендовать следующую формулу, показывающую хорошее совпадение с экспериментальными данными как для зернистых материалов, так и для пористых систем с взаимопроникающими компонентами:

$$\mu = 1 + \frac{C}{(1 - C)^2}. \quad (5)$$

Таким образом, расчет теплопроводности нефтеносных грунтов возможен при использовании метода последовательного сведения многокомпонентной системы к двухкомпонентной, а именно: по формулам (1)-(5) определяется теплопроводность порового пространства, содержащего жидкость и парогазовую смесь, а далее – по этим же формулам – эффективная теплопроводность всего материала, представляющего собой систему с взаимопроникающими компонентами – каркас – поровое пространство.

Обсуждение. Правомочность данного подхода можно объяснить тем обстоятельством, что уже при небольших значениях влагосодержания в силу перколяционных явлений в поровом пространстве жидкая фаза за счет слияния отдельных изолированных включений может образовывать протяженные кластеры и, следовательно, формируется структура с взаимопроникающими компонентами. Кроме этого, если рассматривать распространение теплового воздействия при температурах, близких к температуре парообразования жидкой фазы, то основной вклад в теплопроводность порового пространства будет вносить диффузионная составляющая λ_s и, соответственно, характер распределения жидкой фазы в порах не существенен.

В частности, используя формулу (1) и формулу Оделевского для структуры с изолированными включениями

$$\frac{\lambda_{ij}}{\lambda_i} = 1 - \frac{m_j}{\frac{1}{1 - v_{ij}} - 3},$$

можно показать, что при $\lambda_i \gg \lambda_j$ и при $m_j < 0,3$ расхождение в результатах расчета не превышает нескольких процентов.

Для имитации тепло- и массопереноса в нефтеносных грунтах были проведены натурные эксперименты на образцах из пенобетона и пористого стекла, которые насыщались керосином с использованием метода сравнительного λ -калориметра. Результаты экспериментов для различных значений температур приведены на рис.4.

При проведении расчетов возникла неопределенность в выборе параметров, характеризующих перенос теплоты посредством диффузии паров керосина, что определяется сложным фракционным составом керосина. С целью оценки эффективной теплопроводности сверху и снизу были проведены расчеты для наиболее легкокипящего углеводорода и углеводорода с самой высокой температурой кипения керосина, при этой температуре кипения керосина составляет

Рис.4. Зависимость эффективной теплопроводности пенобетона при $m = 0,8$ (а) и пористого стекла при $m = 0,4$ (б), насыщенных керосином, от влагосодержания

1-2 – расчет для C_9H_{20} при $T = 120$ и 110 °C; 3 – расчет для $C_{17}H_{36}$; 4,5 – результаты экспериментов при $T = 120$ и 110 °C

150-300 °C. Наибольшая часть фракционного состава керосина – это предельные углеводороды (алканы). Для расчета были выбраны н-нонан C_9H_{20} ($T_{кип} = 150,8$ °C) и н-гептадекан $C_{17}H_{36}$ ($T_{кип} = 302,6$ °C). На рис.4 показаны расчетные зависимости для C_9H_{20} для температур 120 °C и 110 °C (кривые 1, 2). Там же приведены зависимости эффективной теплопроводности для $C_{17}H_{36}$, которые сливаются в одну кривую 3, поскольку диффузионная составляющая для н-гептадекана при данных температурах крайне мала.

Каждая из кривых для C_9H_{20} при соответствующей температуре вместе с кривой 3 для $C_{17}H_{36}$ ограничивает область значений эффективной теплопроводности образцов, внутри которой находятся экспериментальные значения. При этом видно, что результаты эксперимента хорошо согласуются с расчетными зависимостями, полученными для легкокипящей компоненты керосина C_9H_{20} , поскольку именно она вносит определяющий вклад в диффузионную составляющую переноса теплоты в поровом пространстве.

Заключение. Одной из основных величин, характеризующей процесс распространения теплового воздействия в нефтенасыщенном пласте, является эффективная теплопроводность λ нефтесодержащих пород, которые представляют собой многокомпонентную неоднородную систему. Имея данные о структуре, фракционном и гранулометрическом составе таких грунтов, эффективным является метод последовательного сведения многокомпонентной системы к двухкомпонентной. На первом этапе определяется эффективная теплопроводность структуры с взаимопроницаемыми компонентами твердый каркас-внутрипоровая водонефтяная смесь, на втором этапе с учетом диффузионной составляющей теплопроводности паровоздушной смеси проводится расчет эффективной теплопроводности нефтенасыщенного грунта в целом. Правомочность предлагаемого подхода подтверждена сопоставлением полученных расчетных зависимостей и экспериментальных данных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамович Б.Н. Проблемы обеспечения энергетической безопасности предприятий минерально-сырьевого комплекса / Б.Н.Абрамович, Ю.А.Сычев // Записки Горного института. 2016. Т. 217. С. 132-139.
2. Антониади Д.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти / Д.Г.Антониади, А.Р.Гарушев, В.Г.Ишханов. Краснодар: Красная Кубань, 2000. 464 с.
3. Гильманов А.Я. Физико-математическое моделирование парогравитационного дренажа месторождений тяжелой нефти на основе метода материального баланса / А.Я.Гильманов, А.П.Шевелев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2017. Т. 3. № 3. С. 52-69. DOI: 10.21684/2411-7978-2017-3-3-52-69
4. Загривный Э.А. Электротермический комплекс на основе скважинного электродного нагревателя мощностью более 500 кВт для теплового воздействия на продуктивный пласт высоковязкой нефти / Э.А.Загривный, А.Е.Козярук, С.Н.Батаев // Электротехника. 2003. № 5. С. 61-69.

5. Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте» / А.Д.Алексеев, В.В.Жуков, К.В.Стрижнев, С.А.Черевко // Записки Горного института. 2017. Т. 228. С. 695-704. DOI: 10.25515/PMI.2017.6.695
6. *Кудинов В.И.* Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. М.: Нефть и газ, 1996. 284 с.
7. *Молчанов А.А.* Внедрение новых технологий – надежный путь извлечения остаточных запасов месторождений углеводородов / А.А.Молчанов, П.Г.Агеев // Записки Горного института. 2017. Т. 227. С. 530-539. DOI: 10.25515/PMI.2017.5.530
8. Перспективы использования забойных электротермических комплексов для повышения нефтеотдачи пластов с тяжелой высоковязкой нефтью / Э.А.Загривный, А.Е.Козярук, В.И.Маларев, Е.Е.Мельникова // Электротехника. 2010. № 1. С. 50-56.
9. *Проскуряков Р.М.* Неразрушающие методы контроля качества и количества нефтяных потоков / Р.М.Проскуряков, А.В.Коптева // Записки Горного института. 2016. Т. 220. С. 564-567. DOI: 10.184541/PMI2016.4.564
10. Экологические и экономические перспективы применения электротермических комплексов для добычи высоковязкой нефти / Э.А.Загривный, В.И.Маларев, О.Б.Лакота, В.О.Зырин // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 118-121.
11. *Хисамов Р.С.* Анализ эффективности выработки запасов сверхвязкой битуминозной нефти при парогравитационном воздействии // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 24-27.
12. *Dul'nev G.N.* Theory of flow in the conductivity problem of inhomogeneous media / G.N.Dul'nev, V.I.Malarev // Journal of Engineering, Physics and Thermophysics. 1990. Vol. 59. Iss. 3. P. 1217-1231. DOI: 10.1007/BF00870519
13. *Gülşad Küçük* Effective thermal expansion property of consolidated granular materials / Küçük Gülşad, Gonzalez Marcial, Cuitiño Alberto M. // Materials (Basel). 2017. Vol. 10 (11). DOI: 10.3390/ma10111289
14. Heat storage coefficient – an important thermophysical parameter and its experimental determination / L.S.Verma, A.K.Shrotriya, U.Singh, D.R.Chaudhary // Journal of Physics D: Applied Physics. 2000. Vol. 23. № 11. DOI: 10.1088/0022-3727/23/11/009
15. *Jaeger H.M.* Granular solids, liquids, and gases / H.M.Jaeger, S.R.Nagel, R.P.Behringer // Reviews of Modern Physics. 1996. № 68. P. 1259-1273. DOI: 10.1103/RevModPhys.68.1259
16. *Litvinenko V.S.* Feasibility of high temperature penetrators in improving geothermal drilling technology / V.S.Litvinenko, B.B.Kudryashov, G.N.Solovjev // Geothermal Resources Council Transactions 1997. Vol. 21. P. 113-117.
17. *Malarev V.I.* Borehole electric steam generator electro-thermal calculation for high-viscosity oil productive layers development / V.I.Malarev, A.V.Kopteva: International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). 2017. St. Petersburg. 16-19 May. DOI: 10.1109/ICIEAM.2017.8076341
18. Movement of solid particles in vertical pipe / J.Sobota, J.Palarski, F.Plewa, G.Strozik: The Proceedings of The Seventh (2007). ISOPE Ocean Mining (and Gas Hydrates) Symposium. Lisbon. Portugal. 2007. P. 197-207.
19. *Nascimento C.M.* Design, optimization and operation of SAGD wells using dynamic flow simulations: SPE Western Regional Meeting. 2015. 23-26 May. Anchorage. Alaska. SP-174494-MS.
20. Prediction of the heat storage coefficient of a three-phase system / A.K.Shrotriya, L.S.Verma, R.Singh, D.R.Chaudhary // Journal of Physics D: Applied Physics. 2000. Vol. 24. № 9. DOI 10.1088/0022-3727/24/9/003
21. *Siu W.W.M.* Transient temperature computation of spheres in three-dimensional random packings / W.W.M.Siu, S.H.-K.Lee // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2004. Vol. 47. P. 887-898. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2003.08.022
22. *Vargas W.L.* Heat conduction in granular materials / W.L.Vargas, J.J.McCarthy // American Institute of Chemical Engineers Journal. 2001. Vol. 47. № 5. P. 1052-1059. DOI: 10.1002/aic.690470511
23. *Yun T.S.* Fundamental study of thermal conduction in dry soils / T.S.Yun, J.C.Santamarina // Granular Matter. 2008. № 10. P. 197-207.
24. *Zargar Z.* Analytical Treatment of SAGD – Old and New / Z.Zargar, Ali S.Farouq: SPE Canada Heavy Oil Technical Conference. 2016. 7-9 June. Calgary. Alberta. Canada. SPE-180748-MS.

Авторы: **И.Собота**, профессор, jerzy.sobota@upwr.edu.pl (Университет природопользования, Вроцлав, Польша), **В.И.Маларев**, канд. техн. наук, доцент, malarev@yandex.ru (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), **А.В.Коптева**, канд. техн. наук, доцент, alexandrakopteva@gmail.com (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Статья поступила в редакцию 22.01.2019.

Статья принята к публикации 23.05.2019.