

УДК 556,3

УДЕЛЬНАЯ ТЕПЛОЕМКОСТЬ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ СРЕДЫ КАК ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЛЗУЧЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ВОДЫ

Трушкин Валерий Владимирович,

канд. геол.-минерал. наук, начальник отдела оперативного подсчета
запасов нефти и газа ОАО «ТомскНИПИнефть», Россия, 634027, г. Томск,
пр. Мира, 72. E-mail: TrushkinVV@nipineft.tomsk.ru

Актуальность работы. Идея, что геология является не прикладной наукой, а фундаментальной, имеющей собственные законы развития Земли, была высказана еще Ф. Энгельсом, в дальнейшем развивалась советскими учеными Б.М. Кедровым, С.Л. Шварцевым, Е.В. Пиннекером и др. Во второй половине XX столетия В.П. Савченко и М.К. Хаббертом была разработана методика гидродинамического картирования ловушек и залежей нефти и газа. Методика основывалась на гидродинамическом уравнении Д. Бернулли. В 1991 г. для уточнения границ Первомайского месторождения нефти автором была предпринята попытка использовать термодинамическое уравнение Д. Бернулли. Для этого была рассчитана удельная теплоемкость воды для пластовых условий Первомайского месторождения, но при картировании его границ с использованием этой величины был получен отрицательный результат. Затем, используя законы первого и второго начал термодинамики, была выведена усложненная формула расчета этой величины, которая оказалась в четыре раза меньше, но ее применение дало положительный результат. Расчетные границы Первомайского месторождения совпали с фактическими границами. В 2000 г. эта величина была названа удельной теплоемкостью пластовой воды, а причина ее снижения в четыре раза объяснялась с точки зрения прикладной науки увеличением молярной массы физически связанной пластовой воды. Но данная точка зрения не объясняла математического парадокса получения положительного результата при усложнении формулы расчета теплоемкости.

Цель работы: дать логическое объяснение математического парадокса вывода формулы удельной теплоемкости воды с позиции фундаментальной идеи геологической формы движения воды.

Метод исследования. Для доказательства возможности применения данной фундаментальной идеи используется подход Е.В. Пиннекера, который впервые, по сути, предложил рассматривать гидрогеологию не просто как прикладную науку о подземных водах, а как фундаментальную науку о подземной гидросфере.

Результаты. На примере Первомайского месторождения установлено, что выведенная формула расчета удельной теплоемкости зависит не только от параметров воды, но и от мольного объема фильтрационной среды, который в четыре раза больше мольного объема воды. Рассмотренное современное определение теплоемкости совпадает по физической и механической сути с процессом ползучести тел. А установленная зависимость рассмотренной удельной теплоемкости от мольного объема фильтрационной среды и совпадение ее с аналогичной геологической сутью процесса ползучей фильтрации воды позволили обосновать новое название этой величины – удельная теплоемкость фильтрационной среды.

Вывод. Выведенная в 1991 г. формула расчета удельной теплоемкости фильтрационной среды может рассматриваться как фундаментальная закономерность более высокого уровня организации материи – геологической формы движения воды, которая является температурным коэффициентом, характеризующим ползучую фильтрацию воды.

Ключевые слова:

Удельная теплоемкость, геологическая форма движения воды, нефтяная залежь, парадокс, система вода–порода, молярный объем и масса.

Ведущая роль движения подземных вод в формировании, сохранении и разрушении залежей нефти и газа признается многими исследователями. Однако в настоящее время данный фактор слабо используется при поисково-разведочных работах. Залежи с наклонными контактами известны давно не только в замкнутых, но и в незамкнутых структурах (структурные носы и террасы) (Ф. Клапп, 1929 и И.М. Губкин, 1932). Впервые теоретически обосновал возможность существования таких залежей с гидродинамических позиций В.П. Савченко [1, 2]. Аналогичные гидродинамические залежи были подробно обсчитаны американским исследователем М.К. Хаббертом [3–5] на основе разработанной им методики гидродинамического картирования ловушек и залежей нефти и газа, которая явилась одним из наиболее крупных достижений поисковой гидрогеологии второй половины XX столетия. Введя в науку понятие «потенциальной энергии пластовых флюидов», М.К. Хабберт показал возможность поиска залежей нефти и вне структурных условий, включая синклинальные прогибы.

В 1991 г. при пересчете запасов Первомайского месторождения нефти была закартирована его граница гидродинамическим методом [6]. Граница хоть и проходила параллельно установленной, но площади различались на 7 %. По данным А.Е. Гуревича [7], эта величина достигала 25 %.

В этой связи были предприняты попытки уточнить границы месторождения с учетом кинетической и тепловой энергии флюидов [8, 9]. Из-за низкой скорости фильтрации воды влияние кинетической энергии на границы месторождения оказалось пренебрежимо малым. Для расчета тепловой энергии определялась удельная теплоемкость воды.

В стандартных условиях удельная теплоемкость воды равна 1 ккал/(кг·К) или 4,1868 кДж/(кг·К)

$$c_p = \frac{C_p}{\mu}, \quad (1)$$

где C_p – изобарная теплоемкость воды, 75,37 кДж/(моль·К); μ – молярная масса воды, 18 г/моль.

Для пластовых условий Первомайского месторождения рассчитанная по таблицам теплофизических свойств воды [10] она составила 4,1488–4,1660 кДж/(кг·К) [6]. Использование данных величин при картировании границ месторождения дало отрицательный результат.

Используя законы первого и второго начал термодинамики, была выведена более сложная формула расчета удельной изобарной теплоемкости неизвестной среды c_p^Φ , в зависимости от других параметров воды:

$$c_p^\Phi = \frac{c_p P_{\text{пл}} v^2}{T_{\text{пл}} K a^2 v_0^2}, \quad (2)$$

где c_p – удельная изобарная теплоёмкость воды; $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление; a – температурный коэффициент объёмного расширения воды при постоянном давлении; K – изотермический модуль объёмного сжатия воды; v – удельный объём воды; v_0 – начальный удельный объём воды.

Рассчитанные по этой формуле значения снизились в четыре раза, составив 0,952–1,074 кДж/(кг·К). В этом случае закартированные границы Первомайского месторождения совпали с фактическими границами по основной его части [6]. При данных значениях удельной теплоемкости молярная масса, согласно формуле (1), в среднем составила 74,6 г/моль.

Причина увеличения молярной массы в четыре раза в работе [6] связывалась с высокой молярной массой физически связанной воды 190 ± 80 г/моль, содержание которой в пластовой воде может составлять 33 %. Тогда в сумме со свободной водой молярная масса также составит

$$\mu_{\text{пл.в.}} = 190 \cdot 0,33 + 18 \cdot 0,67 = 74,6 \text{ г/моль.}$$

При этом в расчетах величина молярной массы связанной воды взята по аналогии с водой II, открытой Н.Н. Федякиным и Б.В. Дерягиным (1962). При конденсации паров воды в кварцевых капиллярах (диаметром 5–20 мкм) ими было обнаружено явление резкого изменения ее свойств. Вязкость увеличивалась с $1 \cdot 10^2$ до $16,5\text{--}22 \cdot 10^2$ пз, плотность с 1 до $1,4 \text{ г/см}^3$. Температура кипения составляла около 300°C . При -40°C она переходила в стекловидное состояние. Молярная масса увеличилась с 18 до 295 г/моль [11].

Возможность образования воды II в тонких капиллярах и явилась основным аргументом приравнивания некоторыми исследователями ее свойств к свойствам физически связанной воды [12]. Однако, по мнению Б.В. Дерягина [11], вода II действительно может образовываться в глинах, но в необычных условиях. Проведенные им исследования показали, что она образовывалась в условиях резкого колебания недонасыщения и перенасыщения парами воды на поверхности гидрофильной пластинки (не обязательно в капиллярах). При наложении на пластинку очень тонких пленок воды она не образовывалась. Также неоднозначно к этому вопросу подходят В.А. Кирюхин, А.И. Корот-

ков, А.Н. Павлов [13], считая, что пока трудно определить роль воды II в природных системах, но ясно, что ее исследование сулит определенные перспективы в изучении глубинных геологических процессов.

Таким образом, использование молярной массы воды II для объяснения низкой величины удельной теплоемкости вызывает сомнение. Но главное, данный подход не объясняет парадокса полученного положительного результата при использовании формулы (2), при ее усложнении. Суть его в следующем: по правилам математики, при превращении выражения из простого в сложное должен получиться прежний результат. Например, в известном математическом выражении $2 \cdot 2 = 4$, если заменить двойки выражениями $(5-3) \cdot 6/3 = 4$, те, в свою очередь, на другие и т. д., в конечном итоге мы все равно не получим пять. Мы же из ≈ 4 получили ≈ 1 .

В данной работе рассматривается вторая точка зрения, объясняющая этот парадокс с позиции идеи геологической формы движения воды (ГФДВ). Идея ГФДВ, как важная составляющая геологической формы движения материи (ГФДМ), впервые была рассмотрена С.Л. Шварцевым и Е.В. Пиннекером [14]. ГФДМ, обоснованная Ф. Энгельсом, явилась результатом несостоятельности объяснения всех форм развития (движения) геологических систем механическими и физическими явлениями, а всех закономерностей – физическими или физико-химическими [15]. В этой связи С.Л. Шварцев также отмечал, что ГФДВ не механическая сумма более простых форм, а качественно новая форма, имеющая собственные законы движения и развития, пока еще, правда, недостаточно изученная. В то же время он предполагал, что ГФДВ – это *специфическая* ФДВ, которая включает в себя не только простые формы (механическую, физическую, химическую), но и более сложные (биологическую, техногенную или ноосферную). В результате терялась методология познания этих законов, не позволявшая объяснить причину положительного результата усложненной формулы (2).

Ф. Энгельс трактовал геологию «не как науку о какой-либо *специфической* форме движения, а как науку о реальных предпосылках для возникновения высших форм движения (жизни)» [15]. ГФДМ образовалась как результат развития материи из низших форм движения в высшие. Они следуют в том же порядке: механическое, физическое, химическое, геологическое и биологическое движение. Используя данную иерархию, Ф. Энгельс сформулировал идею единства этих форм движения с законами, управляющими ими. ГФДМ имеет более универсальные законы и включает в себя законы механики, физики и химии. Биогенные системы, в свою очередь, унаследовали в процессе эволюции законы ГФДМ, важнейшими из которых являются законы ГФДВ, познание которых, как считает ряд исследователей, возможно и позволит раскрыть

суть становления Жизни на Земле. Развивая эту методологию, Р.Ф. Абдеев писал: «Закономерности высших уровней развития материи, так или иначе, включают в себя закономерности низших уровней, но отнюдь не сводятся к ним» [16]. Исходя из этого определения формулу (2) можно рассматривать как закономерность ГФДВ, которая включает в себя законы физической ФДВ (первого и второго начал термодинамики), но не сводится к определению удельной теплоёмкости воды.

Таким образом, подход к изучению парадокса положительного результата, полученного при усложнении формулы расчета удельной теплоемкости (2) с позиции ГФДВ, позволяет объяснить его, если рассматривать формулу (2) как закономерность ГФДВ. Теперь выясним, к чему еще сводится данная закономерность.

По Е.В. Пиннекеру [14], новый подход к изучению гидрогеологии как науки о подземной гидросфере заключается в изменении тенденции исследования к познанию водообмена и массопереноса целиком для подземной гидросферы, а не для отдельного, пусть даже и ведущего, ее компонента – воды. Впервые такой подход в изучении движения глубоких вод начал доказывать и практически применять А.А. Граусман [17]. Необходимость такого подхода видна при анализе параметров в формуле (2), где шесть параметров характеризуют воду и только пластовая температура является функцией состояния системы вода–порода. Поскольку тепловые процессы не могут происходить отдельно в воде и в породе, в соответствии с данным подходом было замечено, что молярная масса 74,6 г/моль при приравнивании формул (1) и (2) в 2,43 раза ниже молярной массы пласта 176,9 г/моль Первомайского месторождения, что можно представить в следующем виде:

$$\mu = \mu_{\text{пл}} p / p_{\text{п}} = V_{\text{пл}} p, \quad (3)$$

где $\mu_{\text{пл}}$ – молярная масса пласта, г/моль; p – плотность воды, 1 г/см³; $p_{\text{п}}$ – плотность породы, 2,43 г/см³; $V_{\text{пл}}$ – молярный объем пласта, см³/моль.

Согласно выражению, молярный объем продуктивного пласта Первомайского месторождения должен составить 74,6 см³/моль.

Исходя из среднего процентного содержания минералов в породе: кварца 38 %, полевых шпатов 34 %, каолинит-гидрослюдистого цемента 13 % и воды (принято равным проценту пористости) 15 % сделан непосредственный расчет приведенных величин.

Молярная масса рассчитывалась путем суммирования отдельных химических элементов, взятых из таблицы Д.И. Менделеева: кварц SiO₂ – 60; полевые шпаты – 275 (микроклин и санидин K (AlSi₃O₈) – 278, олигоклаз (Ca_{0,2}Na_{0,8}) (Al_{1,2}Si_{2,8}O₈) – 280, альбит – 262, анортит – 278); каолинит-гидрослюдистый цемент – 440 (каолин, диксит, галлуазит Al₄(Si₄O₁₀)(OH)₈ – 516, анозит – 420–516, гидробиотит – 361–429, гидромусковит – 378–400); вода H₂O – 18.

Молярные объёмы брались из таблицы физических свойств минералов [18]: кварц – 23 (*a*-кварц – 22,29; *b*-кварц – 23,72); полевые шпаты – 106 (микроклин – 108,69; санидин – 108,98; альбита – 100,2; анортита – 100,73); каолинит-гидрослюдистый цемент – 184,3 (диксит – 198,62, флогопит – 146,38, мусковит – 140,55); вода – 18.

Сделанные непосредственные расчеты молярной массы 176,1 г/моль и объёма пласта 71,4 см³/моль Первомайского месторождения нефти практически совпадают с расчетами, сделанными на основе формулы (3), подтверждая предположения зависимости молярной массы среды от параметров системы вода–порода.

Исходя из чего, подставив формулу (3) в формулу (1), получим

$$c_p^{\Phi} = (C_p/p)V_{\text{пл}} = c_p(V/V_{\text{пл}}), \quad (4)$$

которая наглядно показывает, к чему еще сводится закономерность (2). Удельная теплоёмкость зависит от объёма фильтрационной среды. Поэтому рассчитываемую по формулам (2) и (4) величину назовем удельной теплоемкостью фильтрационной среды, которая характеризует ГФДВ, не сводящуюся к механической сумме удельных теплоемкостей отдельных ее минералов. Соответственно для сплошных сред, например воды, зависимость (4) будет сводиться к зависимости удельной теплоемкости воды, характеризующей физическую ФДВ:

$$c_p = (C_p/p)V = c_p(V/V).$$

Теперь принципиально важно понять, что характеризует удельная теплоемкость фильтрационной среды. Прежде всего, необходимо напомнить суть понятия теплоёмкости. До настоящего времени иногда бытуют неправильные представления о смысле этого термина, основанного не на определении данного в современной термодинамике, а на ассоциации этого термина, полученного наукой в наследство от теории теплорода, с «неким объёмом» вещества при увеличении температуры. Согласно современному определению, под теплоемкостью тела понимается отношение бесконечно малого приращения внутренней энергии и производства работы по температурному расширению тела к соответствующему приращению его температуры [19].

При изучении скорости фильтрации подземных вод при градиенте напора ниже начального в работе [6] было установлено, что геологическая суть этой проблемы кроется в физической проблеме разграничения жидких и аморфно-твердых тел, свойств текучести и ползучести. В современной физике отсутствовала классическая теория, объясняющая физическую сущность ползучести тел. Используя классическую молекулярную модель упругости тел, было показано, что при воздействии на воду силы, превышающей силу ее упругости, она будет проявлять свойство обычной жидкости – текучесть, в обратном случае вода будет относиться к типу неньютоновской, максвелловской,

аномальной жидкости, проявляющей свойство твердого тела – ползучесть.

Исходя из данной модели, было обосновано два вида фильтрации: текучая, происходящая по закону Дарси, и ползучая, происходящая при градиенте напора ниже начального (нижний предел применимости закона Дарси). Под силой начального градиента напора принята сила упругости воды, которая резко возрастает в связанной со стенками пор воде. Также в этой работе [6] впервые с классических позиций было дано объяснение физической сущности процесса ползучести, которая проявляется в явлениях генерации тепла и теплопроводности. Механическая сущность вязкоупругого сдвига, характеризующего ползучесть, заключается в однонаправленном упругом сжатии и температурном расширении тела. Это позволяет сделать вывод, что представленное выше определение теплоёмкости совпадает по физической и механической сути с процессом ползучести тел.

Принципиально важным моментом данного определения является то, что теплоёмкость, в соответствии с законом сохранения энергии, не есть функция состояния тела, как то: объём, температура, давление (согласно существовавшей теории теплорода), а является характеристикой бесконечно малого процесса. Наиболее простыми характеристиками бесконечно малых процессов в современной термодинамике являются температурный коэффициент объёмного расширения α , изотермический модуль объёмного сжатия K и температурный коэффициент давления β . Поэтому термин теплоёмкость, полученный нами в наследство от теории теплорода, рациональнее было бы заменить

термином типа температурный коэффициент увеличения внутренней энергии и объёма тела (при изменении его температуры на один градус). Однако, как отмечает Д.В. Сивухин [19], особой бедой в этом нет, если термин теплоёмкость понимать в смысле точного его определения.

Наиболее полно сделанный выше вывод раскрывается в формуле (2), где тождества, описывающие бесконечно малые процессы: изотермический модуль объёмного сжатия и температурный коэффициент объёмного расширения, количественно отражают механическую сущность ползучести тел [6]. Определение геологической сути зависимости (2) воды в системе с породой показало ее связь с молярным объёмом пласта (5). При исследовании фильтрационной ползучести воды через коллектор [6] было установлено, что ее геологическая суть также заключается в участии в этом тепловом движении всего объёма пласта. Исходя из этого, можно сказать, что удельная теплоёмкость фильтрационной среды является температурным коэффициентом, характеризующим ползучую фильтрацию воды.

Вывод

Таким образом, в 1991 г. была выведена формула расчета удельной теплоёмкости фильтрационной среды в зависимости от параметров воды (2). Данная формула может рассматриваться как **закономерность** более высокого уровня организации материи – геологической формы движения воды, характеризующая температурный коэффициент ползучей фильтрации воды в глубоких нефтегазоносных горизонтах земной коры [20].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Савченко В.П. Смещение газовых и нефтяных залежей // Нефть. хоз-во. – 1952. – № 12. – С. 22–26.
2. Савченко В.П. Смещение газовых и нефтяных залежей // Нефть. хоз-во. – 1953. – № 1. – С. 36–41.
3. Hubbert M.K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1953. – V. 37. – № 8. – P. 1954–2026.
4. Hubbert M.K. The theory of ground-water motion // J. Geology. – 1940. – V. 48. – P. 785–944.
5. Hubbert M.K., Rubey W.W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting (I) // Bull. Geol. Soc. Amer. – 1959. – V. 70. – № 2. – P. 115–166.
6. Трушкин В.В. Исследование характера движения пластовых вод нефтегазоносных отложений Томской области (на примере Игольско-Талового и Карайского месторождений нефти): дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2000. – 135 с.
7. Гуревич А.Е. Процессы миграции подземных вод, нефти и газов. – Л.: Недра, 1969. – 110 с.
8. Barker C. Aquathermal pressuring – role of temperatures in development of abnormal pressure zones // Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1972. – V. 56. – № 10. – P. 2068–2071.
9. Трушкин В.В. О роли системы вода–порода в формировании теплового поля земной коры на примере Западно-Сибирского мегабассейна // Геологическая эволюция взаимодействия воды и с горными породами: Матер. Всерос. конф. с участием ин-тов. ученых. – Томск: Изд. НТЛ, 2012. – С. 359–364.
10. Вукалович М.П., Ривкин С.Л., Александров Л.А. Таблицы теплофизических свойств воды и водяного пара. – М.: Изд-во стандартов, 1969. – 408 с.
11. Дерягин Б.В., Чураев Н.В. Новые свойства жидкостей. – М.: Наука, 1971. – 176 с.
12. Шварцев С.Л. Общая гидрогеология. – М.: Недра, 1996. – 423 с.
13. Кирюхин В.А., Коротков А.И., Павлов А.Н. Общая гидрогеология. – Л.: Недра, 1988. – 359 с.
14. Основы гидрогеологии. В 6-ти т. Т. I. Общая гидрогеология / отв. ред. Е.В. Пиннекер. – Новосибирск: Наука, 1980. – 225 с.
15. Кедров Б.М. Классификация наук. I. Энгельс и его предшественники. – М.: ВПШ и АОШ при ЦК КПСС, 1961. – 471 с.
16. Абдеев Р.Ф. Философия информационной цивилизации. – М.: Владос, 1996. – 356 с.
17. Граусман А.А., Граусман В.В., Дыбина Н.А. Геогидродинамические системы, вопросы их эволюции и моделирования на ЭВМ. – Якутск: ЯНЦ СО РАН, 1995. – 84 с.
18. Булах А.Г., Булах К.Г. Физико-химические свойства минералов и компонентов гидротермальных растворов. – М.: Недра, 1978. – 167 с.
19. Сивухин Д.В. Термодинамика и молекулярная физика. 3-е изд., испр. и доп. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1990. – 592 с.
20. Трушкин В.В. Флюидодинамическая парадигма нефтяной геологии XXI века // Недропользование XXI век. – 2014. – № 1. – С. 78–83.

Поступила 10.01.2014 г.

SPECIFIC HEAT CAPACITY OF FILTER MEDIUM AS A PARAMETER OF WATER CREEPING FILTRATION

Valeriy V. Trushkin,

Cand. Sc., JSC TomskNIPIneft, 72, Mir Avenue, Tomsk, 634027, Russia.

E-mail: TrushkinVV@nipineft.tomsk.ru

Relevance of the research. The idea that geology is not the applied science but the fundamental one with its proper laws of the Earth development was stated by F. Engels. This concept was furthered by such Russian scientists as B.M. Kedrov, S.L. Shvartsev, E.V. Penneker. In the second half of XX century V.P. Savchenko and M.K. Hubbert developed the hydrodynamic technique for mapping oil and gas traps and accumulation. The technique was based on hydrodynamic equation of D. Bernoulli. In 1991 the author used the first and the second laws of thermodynamics to specify the boundaries of Pervomayskoye oilfield and derived the formula to calculate the specific heat capacity of environment by water parameters. Its value was four times lower than that for ordinary water. The calculated boundaries of Pervomayskoye oilfield coincided with real boundaries. In 2000 this value was called specific heat capacity of formation water. The applied science explained the decrease in this value by the increased molar mass of physically bound formation water. But this point of view did not explain the mathematical paradox of obtaining positive result when complicating the formula for calculating specific heat capacity.

The main aim of the study is to explain the paradox of obtaining the formula for calculating specific heat capacity from the point of view of fundamental idea of geological mode of water motion.

The method used in the study. To prove the possibility of applying this fundamental idea the author used the approach of E.V. Penneker. The latter was the first who proposed to consider hydrogeology not simply as the science of formation waters but as the applied science of subsurface hydrosphere.

The results. Using a systematic approach, the author explains the geological cause of this value decline and specifies its name – specific heat capacity of filter medium. The paper contains calculations to prove this approach as well. From the viewpoint of the physical nature of creep properties of solid bodies previously substantiated by the author and the modern definition of specific heat capacity, the author shows that this value is a parameter of the creeping filtration of water.

Conclusion. The formula for calculating specific heat capacity of filter medium deduced in 1991 can be considered as the fundamental regularity of higher level of matter organization – the geological mode of water movement which is the temperature coefficient characterizing creeping water filtration.

Key words:

Specific heat capacity, water movement mode, oil deposit, paradox, water–rock system, molar volume and weight.

REFERENCES

1. Savchenko V.P. Smeshchenie gazovykh i neftyanykh zalezhey [Shift of oil and gas accumulations]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 1952, no. 12, pp. 22–26.
2. Savchenko V.P. Smeshchenie gazovykh i neftyanykh zalezhey [Shift of oil and gas accumulations]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 1953, no. 1, pp. 36–41.
3. Hubbert M.K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic conditions. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1953, vol. 37, no. 8, pp. 1954–2026.
4. Hubbert M.K. The theory of ground-water motion. *J. Geology*, 1940, vol. 48, pp. 785–944.
5. Hubbert M.K., Rubey W.W. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting (I). *Bull. Geol. Soc. Amer.*, 1959, vol. 70, no. 2, pp. 115–166.
6. Trushkin V.V. Issledovanie kharaktera dvizheniya plastovykh vod neftegazonosnykh otlozheniy Tomskoy oblasti (na primere Igolsko-Talovogo i Karayskogo mestorozhdeniy neftei). Diss. Kand. nauk [Research of the character of formation water motion in oil-and-gas bearing deposits in Tomsk region (by the example of Igolsko-Talovskoe and Karayskoe oil fields). Cand. Diss.]. Tomsk, 2000. 135 p.
7. Gurevich A.E. Protsesty migratsii podzemnykh vod, neftei i gazov [Migration of formation waters, oils and gases]. Leningrad, Nedra Publ., 1969. 110 p.
8. Barker C. Aquathermal pressuring – role of temperatures in development of abnormal pressure zones. *Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol.*, 1972, vol. 56, no. 10, pp. 2068–2071.
9. Trushkin V.V. O roli sistemy voda–poroda v formirovaniye teplovogo polya zemnoy kory na primere Zapadno-Sibirskogo megabassayna [The role of water–rock system in formation of thermal field of the Earth crust by the example of Western Siberian megabassin]. *Materialy Vserossiyskoy konferentsii s uchastiem inostrannykh uchenykh. Geologicheskaya evolyutsiya vzaimodeystviya vody s gornymi porodami* [Proc. of All-Russian conference with participation of foreign scientists. Geological evolution of water–rock interaction]. Tomsk, NTL Publ., 2012. pp. 359–364.
10. Vukalovich M.P., Rivkin S.L., Aleksandrov L.A. Tablitsy teplofizicheskikh svoystv vody i vodyanogo para [Tables of thermal physical properties of water and vapor]. Moscow, Izd. standartov, 1969. 408 p.
11. Deryagin B.V., Churaev N.V. *Novye svoystva zhidkostey* [New properties of liquid]. Moscow, Izdatelstvo standartov, 1969. 176 p.
12. Shvartsev S.L. *Obshchaya gidrogeologiya* [General hydrogeology]. Moscow, Nedra Publ., 1996. 423 p.
13. Kiryukhin V.A., Korotkov A.I., Pavlov A.N. *Obshchaya gidrogeologiya* [General hydrogeology]. Leningrad, Nedra Publ., 1988. 359 p.
14. *Osnovy gidrogeologii. Obshchaya gidrogeologiya* [General hydrogeology]. Ed. E.V. Pinniker. Novosibirsk, Nedra Publ., 1980. Vol. 1, 225 p.
15. Kedrov B.M. *Klassifikatsiya nauk. I. Engels i ego predshestvenniki* [Science classification. I. Engels and his predecessors]. Moscow, VPSH i AOSH pri TSK KPSS Press, 1961. 471 p.
16. Abdeev R.F. *Filosofiya informatsionnoy tsivilizatsii* [Philosophy of information civilization]. Moscow, Vidos Publ., 1996. 356 p.
17. Grausman A.A., Grausman V.V., Dybina N.A. *Geogidrodinamicheskie sistemy, voprosy ikh evolyutsii i modelirovaniya na EVM* [Geohydrodynamic systems issues of their evolution and simulation]. Yakutsk, YANTS SO RAN Press, 1995. 84 p.
18. Bulakh A.G., Bulakh K.G. *Fiziko-khimicheskie svoystva mineralov i komponentov gidrotermalnykh rastvorov* [Physical and chemical properties of minerals and components of hydrothermal solutions]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 167 p.
19. Sivukhin D.V. *Termodinamika i molekulyarnaya fizika* [Thermodynamic and molecular physics]. Moscow, Nauka Publ., 1990. 592 p.
20. Trushkin V.V. Flyuidodinamicheskaya paradigma neftyanoy geologii XXI veka [Fluid dynamic paradigm of oil geology in XXI century]. *Nedropolzovanie XXI vek*, 2014, no. 1, pp. 78–83.

Received: 10 January 2014.