

## О расчете пароводяного течения в геотермальной скважине

© А.Н. Шулюпин, А.А. Чермошенцева

Научно-исследовательский геотехнологический центр ДВО РАН,  
683002 Петропавловск-Камчатский, Россия  
e-mail: ans714@mail.ru

(Поступило в Редакцию 10 сентября 2012 г.)

Рассмотрены особенности расчета пароводяного течения в геотермальной скважине. Для практических задач гидравлики пароводяных скважин разработана модель WELL-4. Осуществлено сравнение расчетов по разработанной модели с экспериментальными данными, а также с расчетами по аналогам, включая наиболее известную модель NOLA. Выполнен прогноз производительности скважины А-2 Мутновского месторождения парогидротерм (Камчатка) после планируемой реконструкции.

### Введение

Использование глубинного тепла Земли является динамично и устойчиво развивающимся направлением энергетики. В 2010 г. установленная мощность геотермальных электростанций (ГеоЭС) мира превысила  $10^4$  MW и имеет устойчивый прирост более 300 MW в год [1]. В России эксплуатируются пять ГеоЭС суммарной мощностью 83.2 MW, три на Камчатке (76 MW) и две на Курилах (7.2 MW). На всех российских ГеоЭС и подавляющем большинстве аналогичных объектов мира теплоноситель, поступающий из недр Земли по добычным скважинам, представляет собой пароводяную смесь. Наличие теплоносителя в двухфазном состоянии определяет актуальность широкого круга задач, связанных с пароводяными течениями. Одним из ключевых вопросов является расчет течения в скважинах, используемых для определения параметров геотермального резервуара на основе измерений на устье, а также для прогноза динамики устьевых параметров в процессе разработки месторождения.

В настоящей работе перед авторами стояла конкретная задача — прогноз производительности скважины А-2 Мутновского месторождения парогидротерм (Камчатка) для оценки эффективности мероприятий по ее реконструкции. Данная скважина, имеющая глубину 1564 м, вследствие неудачно построенного наземного трубопровода для транспортировки смеси 9 лет работала в нестационарном режиме. Частые изменения температуры способствовали нарушению герметичности обсадных колонн, что привело к выводу скважины из эксплуатации. Заметим, что восприятие потерь теплоносителя путем строительства новой скважины обходится примерно в 200 млн руб. при отсутствии гарантии удачного вскрытия продуктивных зон. Поэтому рассматривался вариант реконструкции скважины путем установки до глубины 1200 м новой обсадной трубы меньшего диаметра. При этом продуктивные зоны располагаются ниже реконструируемого участка, т.е. зависимость расхода от снижения давления на глубине предполагается неизменной. В данном случае прогноз новой производительности целесообразно осуществлять в два этапа. На

первом этапе, используя данные измерений расходных параметров скважины в зависимости от устьевого давления, рассчитываются давления на глубине 1200 м для соответствующих расходных параметров до реконструкции. На втором этапе для соответствующих расходных параметров и давлений на глубине рассчитываются устьевые давления после реконструкции, тем самым получается новая зависимость расходных параметров от устьевого давления. Разумеется, для подобных расчетов необходимо использование адекватной модели течения в пароводяной скважине.

С позиций гидравлики скважины представляют собой вертикальные, а иногда наклонные круглые трубы. Чаще всего скважины имеют телескопическую конструкцию с увеличением диаметра от забоя (нижний конец) к устью (верхний конец). Расчет пароводяных течений является сложной задачей, при решении которой невозможно избежать использования эмпирических формул. Вместе с тем достоверность эмпирических формул гарантируется только в соответствующих данным экспериментам условиях. Экспериментальные исследования в действующих пароводяных скважинах крайне ограничены как в количественном, так и в качественном аспектах. Стремление к качественной адекватности используемых при расчете моделей вызывает увеличение числа эмпирических формул, а дефицит экспериментальных данных в соответствующих условиях ставит под сомнение количественную адекватность моделей.

Таким образом, в настоящей работе решались две задачи: разработка соответствующей условиям Мутновского месторождения модели течения в пароводяной скважине и прогноз производительности скважины А-2 после реконструкции.

### 1. Краткий обзор существующих моделей

При расчете пароводяного течения в скважине обычно принимают условие квазистационарности, предполагающее фактически стационарную модель, но допускающее медленные по отношению к характерному времени гид-

динамической нестационарности изменения параметров во времени в связи с теплообменом скважины с окружающими горными породами. Практические наблюдения и теоретические расчеты [2] позволяют оценить характерное время гидродинамической нестационарности десятками секунд. Поскольку в нашем случае представляют интерес временные отрезки работы скважины, значительно превосходящие десятки минут, принятие условия квазистационарности представляется логичным.

В скважине пароводяное течение может иметь место как по всей глубине, так и только в верхней части, ниже которой теплоноситель находится в жидком состоянии. Полностью пароводяное течение может рассматриваться как частный случай существования двух участков (пароводяного и водяного), поэтому второй случай следует рассматривать как общий. Кроме того, иногда учитывают возможность наличия чисто парового течения. Однако теоретически возможный случай чередования участков парового и пароводяного течений практически малоинтересен, так как в этом случае расчет с достаточной степенью приближения может осуществляться как для чисто паровой скважины.

Сложности расчета течения в скважинах связаны с наличием пароводяного участка. Особенностью пароводяного течения в скважинах является широкий диапазон паросодержаний. В связи с уменьшением давления в процессе подъема теплоносителя осуществляется интенсивный фазовый переход. Поэтому в одной скважине можно ожидать наличие всех основных структур газожидкостного течения [3]. Важно также отметить, что скважины имеют достаточно большой диаметр. Экспериментальные исследования показывают, что получаемые результаты зависят от диаметра трубы, причем обобщить данные с уверенностью в применимости к трубам любого диаметра не удастся. В то же время такие концептуальные положения, как выделение основных структур течения, базируются на экспериментах в тонких трубках, и существует ли, например, классическое снарядное течение в трубах большого диаметра — вопрос, вообще говоря, открытый. Следует проявлять осторожность в использовании эмпирических формул при описании течения в скважинах, по возможности, сократив их число до минимума, заменяя их соотношениями, основанными на разумных допущениях.

Первые рекомендации по расчету пароводяных течений в скважинах были направлены на определение глубины уровня начала парообразования, который ставился в соответствие уровню воды при откачке из обычной артезианской скважины [4]. Не вдаваясь в детали данной аналогии (в строгой постановке этот вопрос не так прост, как излагалось в указанной работе), отметим, что при незначительном изменении энтальпии смеси на пароводяном участке по измеренному значению энтальпии на устье легко определить в соответствии с линией насыщения давление на уровне начала парообразования. Зная глубину этого уровня и давление на нем, нетрудно определить давление на забое, так как для этого необходим анализ течения на чисто водяном участке — от забоя до уровня начала парообразования.

В общем случае для определения глубины уровня начала парообразования используется формула

$$L = \int_{p_m}^{p_0} \frac{(1-A)dp}{\frac{2\tau_w}{R} + \rho g}, \quad (1)$$

где  $L$  — глубина уровня начала парообразования,  $p_m$  и  $p_0$  — давления на устье и на уровне начала парообразования,  $R$  — радиус трубы,  $\tau_w$  — касательное напряжение на стенке трубы,  $\rho$  — плотность смеси,  $g$  — ускорение свободного падения,  $A$  — функция, характеризующая ускорение (доля составляющей на ускорение в общем перепаде давления).

При некоторых допущениях интеграл в формуле (1) легко взять аналитически. Например, в [5] составляющая знаменателя принимаются постоянными, соответствующими среднеарифметическому (среднему из двух значений — на устье и на уровне начала парообразования) давлению и гомогенной модели с положением о термодинамическом равновесии фаз (гомогенная равновесная модель). В [6] также взята за основу гомогенная равновесная модель, пренебрегается ускорением, составляющие знаменателя принимаются соответствующими среднеарифметической плотности смеси и среднеарифметической скорости потока. В [7] пренебрегается ускорением, но рассматривается скольжение фаз, а интегрирование осуществляется с использованием пространственного приема — предположения о линейной зависимости массового расхода от глубины [8]. Подход, основанный на аналитическом интегрировании в (1), аналогичен методикам расчета газлифтных скважин. Однако в случае пароводяной скважины имеет место существенное влияние термодинамических процессов, а именно фазового перехода и изменения плотностей фаз.

Существенным шагом к повышению адекватности модели является учет зависимости термодинамических параметров, входящих в формулы для касательного напряжения и плотности смеси, от давления и температуры. Обычно используются уравнения состояния для чистой воды и водяного пара на линии насыщения. Сложность уравнений состояния [9] не позволяет осуществлять интегрирование в формуле (1) аналитически.

Широкое внедрение компьютеров в практику и развитие в этой связи численных методов позволило отойти от необходимости аналитического интегрирования в (1) и нахождения глубины начала парообразования вообще. Стали создаваться модели, направленные на решение уравнения движения, причем как по изначально заданным устьевым параметрам с целью расчета параметров на забое, так и, наоборот, с целью расчета устьевых параметров по задаваемым параметрам на забое.

Простейшие гомогенные равновесные модели предложены Дж. Элдером [10] и М. Натенсоном [11]. Упомянутые модели пренебрегали ускорением и изменением энтальпии смеси в процессе течения. Модельные представления получили развитие в работах О.С. Найманова [12]

и В.А. Дрозина [13] при сходных предположениях рассматривающих скольжение фаз.

Следующим шагом повышения адекватности моделей является учет изменения энтальпии потока, осуществляемый введением в модель уравнения энергии. Впервые это было сделано, по-видимому, в работе Т. Голда [15]. Кроме того, в указанной работе, учитывая невозможность подбора эмпирических формул для широкого диапазона условий в скважинах, было предложено ввести дифференциацию по режимам течения и для каждого режима использовать свой набор эмпирических формул.

Упомянутая работа Т. Голда содержит основные положения всех современных моделей. Появившиеся позже модели отличаются количеством рассматриваемых режимов, критериями смены режимов, эмпирическими формулами для касательных напряжений и т.д. К новизне в работе М. Тачимори [15] можно отнести утверждение о необходимости учета ускорения в уравнениях движения и энергии. В [16] воплощается идея минимизации количества эмпирических формул. В работе А. Палачио [17] отмечается необходимость учета теплообмена с окружающими породами. В работе [18] сделана попытка строгой формулировки математической модели, при этом оставлены без внимания некоторые принципиальные вопросы, в результате чего получена незамкнутая модель. Некоторые работы делают акцент на специфику химического состава теплоносителя и модификацию в этой связи уравнений состояния [19–21].

В настоящее время наиболее известной и широко используемой является разработанная Г. Бьернссоном в 1987 г. модель NOLA [22]. Модель основана на численном решении одномерных уравнений неразрывности, движения и энергии, предполагает возможность однофазного (вода) и различных режимов двухфазного течения, учитывает скольжение фаз (двухскоростная модель). В том же году А.Н. Шулюпиным была разработана сходная по идеологии модель WELL, начаты и в следующем году продолжены экспериментальные работы в действующих скважинах. Сопоставление расчетных и экспериментальных данных показало хорошие возможности модели WELL [16]. Однако данная модель не могла конкурировать с зарубежным аналогом. Загрузка модели и исходных данных в ЭВМ осуществлялась с помощью перфокарт, в то время как NOLA уже предполагала работу на персональном компьютере с вводом данных в диалоговом режиме и была доступна обычному пользователю.

Заметим, что все действующие модели используют интегральный метод описания течений, т.е. балансовые уравнения записываются для некоторых усредненных по времени и сечению трубы параметров. Большие надежды авторы возлагали на использование структурного подхода, заключающегося в отдельном анализе динамики различных элементов структуры потока и позволяющего сочетать достоинства интегрального и дифференциального методов [23], расширяющего возможности использования теоретических положений. Однако практика показала, что при этом подходе существенно усложняется

алгоритм реализации модели и требуются некоторые данные об условиях на границе анализируемых элементов, в результате чего проверка адекватности модели на основе сопоставления с экспериментальными данными крайне затруднительна.

По поводу экспериментальных данных следует отметить отсутствие детальных исследований в действующих скважинах. При скудности экспериментальных исследований вообще измеряются лишь некоторые общие параметры, например средний градиент давления на пароводяном участке [16] или график зависимости давления от глубины [15,22]. Это затрудняет оценку качества модели. Возможность наличия взаимно компенсирующихся ошибок даже при совпадении общих расчетных и опытных данных составляет сомнение в адекватности модели. Отметим также отсутствие экспериментов в высокопроизводительных скважинах, представляющих наибольший практический интерес. Регистрируемая аппаратура, помещаемая в скважину, испытывает значительные динамические нагрузки со стороны движущейся с высокой скоростью пароводяной смеси. Применение отягощений для предотвращения выброса аппаратуры из скважины создает дополнительное возмущение в потоке и не всегда приводит к желаемому результату. Кроме того, наличие троса или кабеля, а также самой аппаратуры, способно изменить структуру потока, исказив картину течения в естественных условиях.

## 2. Математическая модель

Предлагаемая модель основана на ранее разработанной модели WELL с сохранением основной идеи — минимизации числа эмпирических формул без потери качественной адекватности. В отличие от предшествующей, ориентированной на низкоэнтальпийные скважины Паужетского месторождения (Камчатка), новая модель учитывает условия Мутновского месторождения — высокую энтальпию теплоносителя, большую глубину и высокую производительность скважин. Модель описывает как чисто водяное, так и пароводяное течение.

Для описания пароводяного течения используются интегральный метод и двухскоростная модель. Основы модели составляют уравнения неразрывности, движения и энергии:

$$dG = 0, \quad (2)$$

$$\rho'' \varphi v'' dv'' + \rho'(1 - \varphi) v' dv' + \frac{(v'' - v')}{\pi R^2} dG'' = -dp - \frac{2\tau_w}{R} dz + \rho g_z dz, \quad (3)$$

$$dh + de - g_z dz = dq, \quad (4)$$

где  $G$  и  $G''$  — массовые расходы смеси и пара,  $\rho''$  и  $\rho'$  — плотности пара и воды,  $\varphi$  — истинное объемное паросодержание,  $v''$  и  $v'$  — скорости пара и воды,  $z$  — направленная вверх координата вдоль оси трубы,  $p$  — давление,  $g_z$  — проекция вектора ускорения свободного

падения на  $z$  (для вертикальной трубы  $g_z = -g$ , для наклонной  $g_z = -g \cos \alpha$ , где  $\alpha$  — угол отклонения от вертикальной оси),  $h$  — удельная энтальпия смеси,  $e$  — удельная критическая энергия,  $dq$  — изменение удельной энергии потока за счет теплового потока от стенок скважины.

Модель предполагает возможность реализации трех режимов двухфазного течения: с малым паросодержанием, переходной и с большим паросодержанием. К первому режиму относятся структуры с непрерывной жидкой фазой (пузырьковая, снарядная и т. д.), к последнему — с непрерывной газовой фазой (общей структурой данного режима может считаться дисперсно-кольцевая).

Существование дисперсно-кольцевой структуры требует выполнения двух условий: паросодержание должно быть достаточным для формирования ядра потока, скорость в ядре должна быть достаточной для удержания жидкой пленки на стенке. Формализация данных условий осуществляется соотношениями [3,23]

$$\beta > 0.8, \quad (5)$$

$$\frac{\rho'' w^2}{g(\rho' - \rho'')2R} > 1, \quad (6)$$

где  $\beta$  — объемное расходное паросодержание,  $w$  — приведенная скорость смеси, определяемая так же как скорость, соответствующая гомогенной модели.

Переходным считается режим, в котором не достигнуты указанные условия, но скорость пара достигла критической скорости движения насыщенной воды, т. е. на структуру потока начинает влиять локальной критичность [23].

Принципиальными вопросами при описании газожидкостных течений является выбор формул, определяющих истинную скорость одной из фаз или коэффициент скольжения (отношение скоростей газа и жидкости) и касательного напряжения на стенке трубы. Для определения коэффициента скольжения при дисперсно-кольцевом течении использовалась формула З.Л. Миропольского [24]. Однако при этом учитывалось, что при высоких скоростях, приближающихся к критической скорости истечения, локальная критичность способствует гомогенизации смеси. В результате при числах Маха, приближающихся к единице, коэффициент скольжения стремится к единице, т. е. упомянутая формула с соответствующей поправкой примет вид

$$s = 1 + \frac{13.5(1 - p/p^*)(1 - M^2)}{Fr^{5/12} Re^{1/6}}, \quad (7)$$

где  $s$  — коэффициент скольжения,  $p^*$  — давление в критической точке ( $22.115 \cdot 10^6$  Па),  $Fr$ ,  $Re$  и  $M$  — числа Фруда, Рейнольдса и Маха.

Для определения скорости пара при течении с малым паросодержанием рекомендуется хорошо известная формула [3], которая достаточно успешно применяется в различных условиях

$$v'' = 1.2w + 0.35\sqrt{2gR(1 - \rho''/\rho')}. \quad (8)$$

Скорость пара в переходном режиме определяется формулой [23]

$$v'' = w + v_c(1 - w/v_s), \quad (9)$$

где  $v_c$  — критическая скорость движения насыщенной воды,  $v_s$  — скорость пара, определяемая формулой (8).

Определение касательного напряжения для всех режимов осуществляется по формуле [23]

$$\tau_w = \xi(\rho'' v''^2 \phi + \rho' v'^2 (1 - \phi))/8, \quad (10)$$

где  $\xi$  — коэффициент трения.

Специальные исследования показали, что для определения изменения энтальпии за счет теплового потока от стенок скважины достаточно учитывать только радиальную составляющую [23,25]. В этом случае для определения изменения удельной энергии потока рекомендуется формула [23]

$$dq = \frac{-\Delta T(z)2\pi\lambda}{G \ln(1 + \sqrt{\pi at/R^2})}, \quad (11)$$

где  $\Delta T(z)$  — разность текущей температуры теплоносителя и начальной температуры в массиве горных пород,  $\lambda$  — коэффициент теплопроводности окружающих пород,  $a$  — коэффициент температуропроводности окружающих пород,  $t$  — время с начала пуска скважины.

Уравнения, соотношения и формулы (2)–(11) наряду с другими известными формулами, связывающими параметры газожидкостного течения в двухскоростной модели [23], составляют модель WELL-4 и в общем характеризуют ее особенности.

### 3. Сравнение расчетных и экспериментальных данных

Для проверки достоверности расчетов по модели WELL-4 использовались экспериментальные данные работы [16], по которым в отличие от данных работ [15,22] авторы располагают полной информацией. Кроме того, в привлеченных экспериментах имело место минимальное влияние измерительной аппаратуры на процесс двухфазного течения — в пароводяном потоке находился лишь кабель, а измерительное оборудование опускалось ниже уровня начала парообразования. В экспериментах определялись расход и энтальпия смеси на устье, давление на устье, глубина уровня начала парообразования, температура на водяном участке. Проверка осуществлялась в самом чувствительном к погрешностям расчета варианте [23] — путем сравнения рассчитанных по устьевым параметрам и экспериментальных давлений на глубине. Обычно сравнение проводится в более щадящих к восприятию расхождений вариантах, например, применительно к устьевым давлениям или среднему градиенту давления на пароводяном участке [16]. Однако в нашем случае на первом этапе решения практической

**Таблица 1.** Сравнение расчетных и экспериментальных давлений на глубине верхних зон водопритоков в скважинах Паужетского месторождения парогидротерм

Скважина	Устьевое давление, bar	Расход, kg/s	Энтальпия смеси, kJ/kg	Давление на глубине, bar					
				эксперимент	Арманд	Оркишевский	Чисхолм	WELL-3	WELL-4
К-15	2.57	9.9	606	12.9	13.2	10.7	13.3	11.3	11.3
	1.45	15.7	598	12.5	—	—	—	12.9	12.4
	2.04	15.0	610	12.8	12.7	—	12.8	12.6	12.5
	2.60	13.4	610	14.0	13.6	12.0	13.7	12.5	12.5
К-20	2.99	3.2	667	16.3	11.9	5.7	12.1	9.4	9.4
	2.09	10.1	658	17.2	13.2	9.4	13.4	11.0	8.8
122	4.01	46.3	795	15.4	26.8	20.6	27.2	19.9	17.3
	4.28	45.4	793	16.6	27.3	20.3	27.6	20.2	18.4
	4.07	47.8	790	13.0	27.6	21.4	27.9	21.3	18.9
	4.89	42.6	791	11.5	28.2	21.0	28.6	20.8	20.4

задачи требуется расчет давления на глубине, поэтому важно знать возможности расчетного определения именно этой величины. Экспериментальное давление определялось как сумма перепада давления в водяном столбе до начала кипения и давления на уровне начала парообразования. Перепад давления в водяном столбе рассчитывался с учетом зависимости плотности воды от температуры и измеренной глубины уровня начала парообразования. Давление на уровне начала парообразования определялось по температуре в соответствии с линией насыщения.

Для более полной характеристики разработанной модели параллельно выполнялись расчеты по модели HOLA и модели WELL-3, созданной в соответствии рекомендациям работы [23]. Фактически модели HOLA содержит четыре модификации, отличающиеся формулами для определения истинных скоростей фаз: по Арманду, по Оркишевскому, по Чисхолму, по Бьернсону. Результаты расчета по последней модификации в настоящей работе не приведены, поскольку она рекомендована для труб диаметром 0.245 м, а в экспериментах скважины имели меньший диаметр. Заметим, что данные расчета по этой модификации имели наихудшее согласование. Расходные параметры скважин в процессе эксперимента и сравнение расчетных и экспериментальных давлений на уровне верхних зон водопритоков представлены в табл. 1.

Модель HOLA не смогла выполнить расчет второго опыта для скважины К-15 и третьего опыта с корреляциями Оркишевского. Причина заключается в раннем достижении расчетной критичности потока. В принципе все существующие модели, учитывающие ускорение смеси, в той или иной мере имеют проблемы при околокритических скоростях. Но модели WELL-3 и WELL-4 оказались менее проблемными.

Относительное среднеквадратическое расхождение расчетных и опытных давлений на глубине составило: по Арманду — 46%, по Оркишевскому — 27%, по Чисхолму — 47%, по WELL-3 — 20%, по WELL-4 — 16%.

Используемый объем испытаний и имевший место при этом диапазон параметров, а также качество экспериментов (относительно небольшое возмущение потока от помещенного в скважину оборудования все-таки было) не позволяют однозначно установить преимущество той или иной модели. Тем не менее дальнейшее использование модели WELL-4 является предпочтительным.

#### 4. Прогноз производительности скважины А-2

Планируемая реконструкция заключается в установке внутри существующей обсадной колонны с внутренним диаметром 0.225 м вкладыша с внутренним диаметром 0.16 м от устья до глубины 1200 м. Методика расчета состояла в следующем.

1. По данным измерения расходных параметров на различных ступенях устьевого давления скважины в 2010 г. (табл. 2) с помощью компьютерной программы WELL-4 определялось давление на глубине 1200 м при существовавшей конструкции скважины. Таким образом, находился график зависимости расхода от давления на глубине 1200 м.

2. Используя указанный график, а именно данные ступеней 3 и 4, а также интерполяционную точку между

**Таблица 2.** Исходные данные и результаты расчета давления на глубине 1200 м по скважине А-2 Мутновского месторождения парогидротерм

№ ступени	Устьевое давление, bar	Расход смеси, kg/s	Энтальпия смеси, kJ/kg	Давление на глубине, bar
1	7.0	24.0	1204	21.7
2	8.4	20.5	1233	25.5
3	10.9	18.0	1273	34.2
4	11.9	14.0	1288	39.1
5	14.9	0	0	—

**Таблица 3.** Прогнозная характеристика скважины А-2 после установки вкладыша

№ ступени	Устьевое давление, bar	Расход смеси, kg/s	Энтальпия смеси, kJ/kg	Давление на глубине, bar
1	4.4	19.2	1253	29.9
2	10.7	18.0	1273	34.2
3	13.5	14.0	1288	39.1

2-й и 3-й ступенями (расходы на ступенях 1 и 2 не могут быть достигнуты при новой конструкции даже при свободном фонтанировании), с помощью обратного расчета по программе WELL-4 находим устьевое давление при новом внутреннем диаметре. Полученные данные представлены в табл. 3

Расчеты показывают, что после реконструкции скважины в рабочем диапазоне давления (6–8 bar) расход существенно не изменится. При этом повысится верхний предел устьевого давления, при котором возможна устойчивая эксплуатация скважины, что позволяет надеяться на возможность длительной последующей эксплуатации.

## Заключение

1. Представленная в настоящей работе модель WELL-4 лучше согласуется с имеющимися в распоряжении авторов экспериментальными данными по сравнению с наиболее распространенными и ранее разработанными аналогами и может использоваться при решении практических задач.

2. Расходные характеристики скважины А-2 в рабочем диапазоне давления (6–8 bar) после реконструкции восстановятся, при этом повысится верхний предел рабочего устьевого давления.

## Список литературы

- [1] Bertani R. // Proc. of the World Geothermal Congress 2010. Bali, Indonesia, 2010.
- [2] Miller C.W. // SPEJ. 1981. Vol. 20. N 6. P. 555–566.
- [3] Теоретические основы теплотехники. Теплотехнический эксперимент / Под ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. М.: Энергоатомиздат, 1988. 560 с.
- [4] Методические указания по изучению термальных вод в скважинах / Под ред. Н.М. Фролова, В.В. Аверьева, И.Е. Духина, Е.А. Любимовой. М.: Недра, 1964. 140 с.
- [5] James R. // Geothermics. 1970. Vol. 2. P. 1502–1515.
- [6] Djajic N., Parajanin L.J., Malic D. // Proc. of the Future Energy Prod. Syst. Heat and Mass Transfer. 1976. Vol. 2. P. 477–485.
- [7] Шулюпин А.Н. Вулканологические исследования на Камчатке. Петропавловск-Камчатский. ДВО АН СССР, 1988. С. 135–128.
- [8] Tolivia E. // Geothermics. 1972. Vol. 1. N 4. P. 141–145.

- [9] Александрова А.А. // Теплоэнергетика. 1998. № 9. С. 69–77.
- [10] Elder J.W. Heat and mass transfer in the Earth: Hydrothermal systems. Wellington: R.E. Owen, Govt. printer, 1966. 115 p.
- [11] Nathenson M. // J. Res. US Geol. Surv. 1974. Vol. 2. N 6. P. 743–751.
- [12] Найманов О.С. // Труды ЦКТИ. 1970. Вып. 101. С. 241–249.
- [13] Дроздин В.А. Физическая модель вулканического процесса. М.: Наука, 1980. 92 с.
- [14] Gould T.L. // J. Petrol. Technol. 1974. N 8. P. 833–842.
- [15] Tachimori M. // Proc. of the Stanford Workshop. Stanford, 1982. N 8. P. 155–160.
- [16] Шулюпин А.Н. // Вулканология и сейсмология. 1991. № 4. С. 25–31.
- [17] Palachio A. // Geothermics. 1989. Vol. 19. N 4. P. 311–328.
- [18] Забарный Г.Н., Кудряшов В.А., Гайдаров Г.М. Математическая модель двухфазного течения теплоносителя в стволе геотермальной скважины. Петропавловск-Камчатский, 1992. 64 с.
- [19] Antics E. // Proc. of the World Geothermal Congress. Florence, 1995. Vol. 3. P. 1905–1910.
- [20] Barelli A. et al. // Geothermics. Vol. 23. N 4. P. 339–353.
- [21] Upton P.S. // Proc. of the World Geothermal Congress 2000. Kyushu-Tohoku, 2000. P. 2851–2856.
- [22] Bjornsson G. A multy-feedzone geothermal wellbore simulator. Report LBL-23 546. Lawrence Berkeley Laboratory, 1987. 117 p.
- [23] Шулюпин А.Н. Вопросы гидравлики пароводяной смеси при освоении геотермальных месторождений. Владивосток: Дальнаука, 2011. 262 с.
- [24] Кутепов Ф.М., Стерман Л.С., Стюшин Н.Г. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании. М.: Высшая школа, 1986. 448 с.
- [25] Чермошнцева А.А. // Математическое моделирование. 2006. Т. 18. № 4. С. 61–76.