2022

УДК 622.032

ОЦЕНКА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ НА МУТНОВСКОМ ГЕОТЕРМАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КАМЧАТКА)

А. Н. Шулюпин¹, А. А. Любин², И. И. Чернев²

¹Институт горного дела ДВО РАН, E-mail: ans714@mail.ru, ул. Тургенева, 51, 680000, г. Хабаровск, Россия ²Филиал ПАО "Камчатскэнерго" Возобновляемая энергетика, E-mail: Lyubin-AA@kamenergo.ru, ул. Акад. Королева, 60, 680009, г. Петропавловск-Камчатский, Россия

В процессе разработки Мутновского геотермального месторождения, являющегося ключевым объектом отечественной геотермальной энергетики, обнаружились проблемы, связанные со снижением давления в резервуаре, питающем добычные скважины, которые приводят к выводу скважин из эксплуатации. Выполнен прогноз производительности планируемых к бурению скважин глубиной 3 и 4 км для освоения более глубоких горизонтов Мутновского месторождения. Проведено сравнение результатов с данными по типовой добычной скважине глубиной 2 км, что показало перспективность освоения более глубоких горизонтов данного месторождения. В частности, ожидается существенное увеличение расхода пара, добываемого одиночной скважиной, по сравнению с типовой. Также ожидается рост объемов добычи геотермальной энергии за счет увеличения допустимого снижения давления в резервуаре и привлечения к тепловому питанию дополнительного объема массива пород, вмещающих добываемый флюид.

Геотермальное месторождение, геотермальный резервуар, добычная скважина, парлифт, допустимая депрессия в резервуаре, флюид, пар, пароводяная смесь

DOI: 10.15372/FTPRPI20220110

Масштабное освоение геотермальных ресурсов, начавшееся в прошлом веке, не потеряло актуальность и в настоящее время [1, 2]. В связи с расширением коммерческого использования геотермальных ресурсов, наряду с развитием инновационных технологий, таких как применение скважинных теплообменников [3–6] и создание улучшенных геотермальных систем [7–10], особое внимание стало уделяться вопросам эффективности применяемых технологий [11].

Ключевым объектом отечественной геотермальной энергетики является Мутновское месторождение (Камчатка), обеспечивающее теплоносителем две электростанции, вырабатывающие более 80% отечественной электроэнергии, получаемой за счет геотермальных ресурсов. Данное месторождение обладает вододоминирующим резервуаром трещинно-жильного типа, т. е. содержит однофазный флюид (воду, исключая расположенные в верхней части локальные

№ 1

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ (проект № 20-05-00161).

паровые "шапки"), характеризуется многочисленными субвертикальными продуктивными зонами. В настоящее время месторождение освоено до глубины 2 км и располагает добычными скважинами, поднимающими теплоноситель на поверхность за счет парлифта, сопровождающегося интенсивным парообразованием в стволе скважин.

Одна из проблем разработки Мутновского месторождения — снижение давления в геотермальном резервуаре в процессе эксплуатации. В результате давление на забое добычных скважин снижается до предельных значений, ниже которых парлифт уже не может обеспечить подъем флюида [12], скважина самопроизвольно прекращает работу (на практике используется термин "самозадавливается"). Представляет интерес идея перехода к освоению более глубоких горизонтов, что увеличит протяженность пароводяного участка в скважине, характеризуемого меньшими градиентами давления по сравнению с градиентами в резервуаре, что позволяет повысить депрессию на забое скважины, увеличивая эффективность парлифта. Практическая реализация данной идеи невозможна без оценки потенциальных преимуществ, которые может обеспечить парлифтная технология добычи в случае предполагаемых вариантов ее реализации при переходе к освоению глубоких горизонтов.

В настоящей работе дается прогноз производительности планируемых к бурению скважин для освоения более глубоких горизонтов месторождения, выполненный на основе анализа имеющихся данных о Мутновском геотермальном месторождении и математического моделирования гидродинамических процессов в добычных скважинах. Расчеты осуществлялись для запланированной конструкции скважин глубиной 3 и 4 км, полученные результаты сравнивались с данными по типовой добычной скважине глубиной 2 км.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НА ПРИМЕРЕ ТИПОВОЙ СКВАЖИНЫ

На Мутновском геотермальном месторождении пробурено 95 скважин глубиной 466–2500 м, имеющих различные внутренние диаметры обсадных колонн и различные условия вскрытия геотермального резервуара; 12 скважин пробурены с наклоном от вертикальной оси. В настоящее время добыча теплоносителя ведется 15 скважинами. Учитывая расходные параметры и конструкцию добычных скважин, для типовой скважины принимаем: устьевое давление 0.7 МПа, расход 40 кг/с, энтальпия флюида (в пароводяном состоянии) 1200 кДж/кг, скважина вертикальная, глубина 2000 м, внутренний диаметр до глубины 1100–0.225 м, глубже 1100–0.152 м, область питания находится в интервале 1400–2000 м.

Основная характеристика производительности скважины — график зависимости ее расхода от устьевого давления, называемый графиком производительности. Данный график определяется условиям питания, а именно зависимостью расхода поступающего в скважину флюида от забойного давления. Кроме того, на производительность пароводяной скважины существенно влияют условия течения в ее внутреннем канале. Как показано в [13], учет гидродинамических процессов в стволе скважины способен обеспечить прогнозируемые графики производительности, близкие к практически наблюдаемым, даже в случае принятия забойного давления постоянным, одинаковым для различных расходов.

Чтобы исключить необходимость рассмотрения гидродинамических процессов в стволе скважины в области питания, в настоящей работе в качестве характеристики забойного давления используется давление в скважине на уровне верхней границы области питания. Зависимость этого давления (расчет осуществлялся по программе WELL-4 [14]) от расхода при различных устьевых давлениях, принимаемых в пределах построения одного графика постоянными, для типовой конструкции и энтальпии приведена на рис. 1. Слияние линий при больших расходах и малых устьевых давлениях объясняется достижением на выходе из скважины условий для формирования критического потока. В этом случае параметры течения становятся независимыми от снижения давления вниз по потоку, т. е. снижение устьевого давления не сказывается на течении в скважине. Фактически на устье формируется скачок давления и при изменении давления вниз по потоку давление вверх по потоку остается неизменным.



Рис. 1. Характеристики типовой (по конструкции и энтальпии флюида) скважины Мутновского месторождения при различных устьевых давлениях (давление в МПа указано на линиях) и характеристики притока из резервуара: A_1 — для типовых условий; A_2 — при предельном для эксплуатации падении давления в резервуаре

График производительности определяется точками пересечения представленных на рис. 1 характеристик скважины с графиком зависимости забойного давления от расхода, характеризующего приток флюида из резервуара [15]. Как отмечалось, добиться неплохого согласования расчетных и опытных графиков производительности можно, даже принимая в качестве характеристики резервуара постоянное, не зависящее от расхода давление. Учитывая это, а также сложность нахождения детальной характеристики притока из резервуара, в настоящей работе для характеристики резервуара используется прямая линия, что соответствует стационарному притоку при линейном законе фильтрации в резервуаре:

$$p_z = p_a - bG, \tag{1}$$

где p_z , p_a — давление на забое скважины и в резервуаре на границе воронки депрессии, вызванной работой скважины; *G* — массовый расход; *b* — угловой коэффициент.

Используя формулу Дюпюи [15], для углового коэффициента имеем

$$b = \frac{\nu \ln\left(\frac{R}{r}\right)}{2\pi kM},\tag{2}$$

здесь v — коэффициент кинематической вязкости флюида; R — радиус пьезометрической воронки; r — радиус скважины; k, M — коэффициент проницаемости в резервуаре и размер (протяженность в скважине) области питания.

Для давления в резервуаре на границе воронки депрессии, вызванной работой скважины, используется текущее типовое давление в наблюдательных скважинах на глубине 1400 м — 7 МПа. Для второй точки, необходимой для построения прямой линии, использовалась точка на характеристике скважины, соответствующая типовым значениям (давление 0.7 МПа, расход 40 кг/с). Это позволило определить типовую характеристику притока из резервуара (линия A_1 на рис. 1), угловой коэффициент которой равен 84 200 Па·с/кг.

Расчетный график производительности типовой скважины, построенный по точкам пересечения характеристик скважины при различных устьевых давлениях с линией A_1 , приведен на рис. 2. Там же представлены найденные опытным путем графики производительности некоторых скважин. Опытные графики определяются измерением расхода на различных ступенях устьевого давления при условии его стабилизации, которая достигается выдерживанием работы на отдельной ступени до суток и более.



Рис. 2. Графики производительности скважин Мутновского месторождения: *I* — скважина Гео-1 (год опробования 2020 г.); *2* — скважина 042 (2020 г.); *3* — скважина Гео-3 (2019 г.); *4* — скважина 029W (2020 г.); *5* — расчет по типовой скважине; *6* — скважина 037 (2019 г.); *7* — скважина А-2 (2010 г.); *8* — скважина А-3 (2016 г.)

В связи с многообразием видов опытных графиков, о совпадении с ними графика типовой скважины говорить некорректно. Отмеченное многообразие вызвано не только отличием конструктивных параметров скважин, но и условиями вскрытия резервуара. Как правило, вскрывается несколько продуктивных зон, имеющих различную мощность (протяженность в скважине) и проницаемость, а также различную температуру. При испытании таких скважин в зависимости от устьевого давления изменяется не только расход, но и энтальпия флюида, что влияет на гидродинамические параметры течения в стволе скважины и, соответственно, на опытные графики. В таких условиях главным является то, что график типовой скважины отражает усредненные характеристики опытных графиков.

Следует обратить внимание на важные особенности расчетного графика типовой скважины. Во-первых, при давлении ниже 0.5 МПа расход скважины неизменный, что указывает на формирование критического потока. Эксплуатировать такую скважину с давлением в системе транспортировки теплоносителя существенно ниже 0.5 МПа не имеет смысла, это не увеличит расход добываемого флюида, но снизит его температуру в соответствии с линией насыщения и, как следствие, его энергетическую ценность. Во-вторых, точки пересечения находятся на восходящей ветви характеристики скважины только до давления 1.1 МПа. Это означает, что при более высоких давлениях скважина не может работать при постоянном, не зависящим от расхода, устьевом давлении [16], например при работе на групповой сепаратор (единый для нескольких скважин, как на Мутновской ГеоЭС-1) с малыми потерями давления в системе транспортировки от скважины до сепаратора. При испытании скважины с дросселированием потока, оказывающим стабилизирующий эффект, скважина сможет устойчиво работать и при более высоком давлении, в частности 1.2 МПа, но не более 1.3 МПа, поскольку характеристика скважины с этим давлением уже не имеет пересечения с характеристикой притока из резервуара.

Поскольку основная задача добычных скважин на Мутновском месторождении — обеспечение паром работы ГеоЭС, важный показатель производительности — расход добываемого пара. Расход пара связан с расходом добываемого флюида (пароводяной смеси) соотношением

$$G_s = xG, \tag{3}$$

где G_s — массовый расход пара; x — массовое расходное паросодержание, определяемое как

$$x = \frac{h_m - h_w}{h_s - h_w},\tag{4}$$

здесь h_m , h_w , h_s — удельные энтальпии смеси, воды и пара. При энтальпии смеси 1200 кДж/кг и энтальпиях воды и пара, соответствующих давлению 0.7 МПа на линии насыщения, x = 0.243. Следовательно, при расходе смеси 40 кг/с расход пара составляет 9.7 кг/с.

Существенной проблемой на Мутновском месторождения является снижение давления в резервуаре. Если предположить, что параметры, определяющие угловой коэффициент в формуле (2), не изменяются в процессе эксплуатации, допустимое снижение давления (депрессия) в резервуаре будет определяться характеристикой A_2 , параллельной характеристике A_1 и проходящей через точку экстремума характеристики скважины при типовом (рабочем) давлении 0.7 МПа (рис. 1). В соответствии с рис. 1 предельное давление в резервуаре составляет 4.5 МПа, допустимая депрессия (разность начального и предельного давления в резервуаре) — 2.5 МПа.

ПРОГНОЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

Прогноз производительности вновь построенных скважин при освоении месторождений, аналогичных Мутновскому, имеет вероятностный характер. Бурение даже на уже освоенные глубины не может гарантировать положительный результат — скважина может оказаться принципиально неспособной к добыче флюида по причине отсутствия вскрытия проницаемых зон или слабого притока из резервуара. На различных месторождениях мира имеется множество скважин, вскрывших проницаемые высокотемпературные, но недостаточно продуктивные для устойчивой работы в режиме самоизлива (за счет парлифта) зоны [17]. На практике при планировании строительства новых скважин используется так называемый коэффициент удачи, который для месторождений, аналогичных Мутновскому, принимается 0.5, т. е. из двух новых скважин по статистике только одна оказывается продуктивной. Тем не менее для продуктивных скважин можно выполнить прогноз их производительности, основываясь на средних (типовых) показателях конструкции и характеристике притока флюида из резервуара, как это ранее выполнено для типовой скважины Мутновского месторождения. Для планируемых к строительству скважин глубиной 3 и 4 км приняты диаметры внутреннего канала, представленные в табл. 1.

Глубина скважины	Интервал	Диаметр	
	0 - 1000	0.302	
3000	1000 - 1900	0.225	
	1900 - 3000	0.152	
	0 - 1200	0.302	
4000	1200 - 2600	0.225	
	2600 - 4000	0.152	

ТАБЛИЦА 1. Параметры внутреннего канала скважин, м

Предполагается, что питание скважин будет осуществляться через фильтрационные колонны, расположенные в нижних шестистах метрах. При этом диаметр фильтрационных колонн полностью совпадает с аналогичным отрезком типовой скважины глубиной 2 км. Это позволяет, при отсутствии конкретных данных по проницаемости питающих зон, принять наклон характеристик притока из резервуара единым для скважин глубиной 2, 3 и 4 км.

Учитывая конструкцию предполагаемых к строительству скважин, расчетная точка для забойного давления в скважине глубиной 3 км принимается 2400 м, для скважины глубиной 4 км — 3400 м. Согласно данным математического моделирования, на Мутновском месторождении температура 300 °C (что соответствует энтальпии флюида, находящегося в жидком состоянии, 1345 кДж/кг) достигается на глубинах ~2.5 км [18]. Это позволяет в качестве расчетных значений для энтальпий флюида принять для скважины глубиной 3 км — 1300 кДж/кг, для скважины глубиной 4 км — 1400 кДж/кг. Принимая давление в резервуаре на границе воронки депрессии на глубине 1400 м равным 7 МПа, с учетом зависимости плотности воды от температуры на расчетных глубинах 2400 и 3400 м имеем давление 14.1 и 21.0 МПа соответственно.

Зависимость забойного давления, рассчитанного по программе WELL-4 [14], от расхода при разных устьевых давлениях, заданных в пределах построения одного графика постоянными, для скважин глубиной 3 и 4 км представлена на рис. 3. Там же даны характеристики притока флюида из резервуара для текущего значения давления в резервуаре на границе воронки депрессии (линии A_1) и при предельном для эксплуатации давлении в резервуаре (линии A_2).



Рис. 3. Характеристика скважин глубиной 3 (*a*) и 4 км (δ) при разных устьевых давлениях (давление в МПа указано на линиях) и характеристика притока из резервуара: A_1 — для типовых условий; A_2 — при предельном для эксплуатации падении давления в резервуаре

Расчетные графики производительности, построенные по точкам пересечения характеристик скважины и характеристикам притока из резервуара (A_1) на основании рис. 1, 3 для скважин глубиной 2, 3 и 4 км, приведены на рис. 4. Для устьевого давления 0.7 МПа расход флюида (пароводяная смесь) в скважине глубиной 3 км составил 75.5 кг/с, в скважине глубиной 4 км — 87.0 кг/с. При этом расход пара на устье, рассчитанный по формулам (4) и (3), составил для скважины глубиной 3 км — 22.0 кг/с, для скважины глубиной 4 км — 29.6 кг/с.



Рис. 4. Производительность по расходу смеси скважин глубиной 2 (1), 3 (2) и 4 км (3)

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Назначение добычных скважин на Мутновском месторождении — вывод на поверхность теплоносителя с требуемыми кондициям для обеспечения работы ГеоЭС. Теплоносителем является насыщенный пар. Как показывают результаты расчетов, при строительстве скважин глубиной 3 и 4 км и получении положительного результата с учетом коэффициента удачи 0.5, наиболее вероятным будет увеличение расхода добываемого пара по отношению к типовой скважине глубиной 2 км в 2.3 и 3.1 раза соответственно.

Учитывая перспективы строительства на Мутновском месторождении бинарной станции, работа которой будет обеспечиваться не только паром, но и водой после сепарации на основной станции, представляют интерес сравнительные характеристики по добываемой смеси: расход увеличится в 1.9 и 2.2 раза для скважин глубиной 3 и 4 км соответственно.

Учитывая тенденцию к снижению давления в резервуаре в процессе эксплуатации, важнейшим показателем является допустимая депрессия в резервуаре, которая для типовой скважины оценивается 2.5 МПа. Есть основания полагать, что для отдельных скважин, находящихся в эксплуатации, данный показатель уже близок к критическому значению. Именно с этим связано их периодическое самозадавливание, что позволяет считать данный показатель для Мутновского месторождения наиболее важным.

Положение начальных точек линий A_1 и A_2 на рис. 3 (при нулевом расходе) указывает на то, что для скважин глубиной 3 и 4 км этот показатель составляет 6.65 и 11.95 МПа. Следовательно, переход к освоению глубоких горизонтов будет способствовать увеличению срока службы добычных скважин и возможности разработки месторождения с пониженным давлением в резервуаре, что позволит увеличить общий объем добычи на месторождении.

Прогнозируемые показатели глубоких скважин по отношению к типовой скважине глубиной 2 км представлены в табл. 2. Там же приведена сравнительная оценка затрат на строительство соответствующих скважин, основанная на данных [19].

Показатель	Глубина скважины, км			
	2	3	4	
Расход пара	1	2.3	3.1	
Расход смеси	1	1.9	2.2	
Допустимая депрессия	1	2.7	4.8	
Затраты на строительство	1	1.6	2.4	

ТАБЛИЦА 2. Сравнительные характеристики скважин (безразмерные показатели приведены по отношению к аналогичным величинам для скважины глубиной 2 км)

Если сравнивать вариант скважины глубиной 4 км относительно скважины глубиной 3 км, то расход пара (1.3 раза) и расход смеси (1.2 раза) оказываются меньше, а допустимая депрессия (1.8 раза) больше, чем увеличение затрат (1.5 раза). Именно допустимая депрессия в резервуаре оказывается принципиальным показателем при разработке месторождения с добычными скважинами, работающими в режиме парлифта, поскольку с ним связан уровень допустимой добычи на месторождении в целом и возможность добычи в режиме самоизлива за счет парлифта.

Следует отметить, что главная задача разработки геотермального месторождения — добыча геотермальной энергии. Увеличение глубины освоения месторождения обеспечивает привлечение к тепловому питанию дополнительного объема массива пород [20], увеличивая энергетический потенциал месторождения.

выводы

Результаты проведенного исследования показывают перспективность освоения более глубоких горизонтов Мутновского геотермального месторождения, добыча флюида на котором в настоящее время осуществляется скважинами глубиной до 2 км. Это позволит решить проблемы разработки месторождения, связанные со снижением давления в геотермальном резервуаре. Ожидается, что расход пара, добываемого одиночными скважинами глубиной 3 и 4 км, увеличится в 2.3 и 3.1 раза соответственно, по сравнению с типовой скважиной глубиной 2 км. Также ожидается рост допустимой депрессии в резервуаре (в 2.7 и 4.8 раза скважинами глубиной 3 и 4 км соответственно, по сравнению с типовой скважиной 2 км), что даст возможность увеличить объемы добычи геотермального флюида, а также повысить энергетический потенциал месторождения за счет привлечения к тепловому питанию дополнительного объема горячих пород.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1. Bertani R. Geothermal power generation in the world 2010–2014 update report, Geothermics, 2016, Vol. 60. P. 31–43.
- Lund J. W. and Boyd T. L. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review, Geothermics, 2016, Vol. 60. — P. 66–93.
- **3.** Kayaci N. and Demir H. Comparative performance analysis of building foundation Ground heat exchanger, Geothermics, 2020, Vol. 83, 101710.
- 4. Kumar S. and Murugesan K. Optimization of geothermal interaction of a double U-tube borehole heat exchanger for space heating and cooling applications using Taguchi method and utility concept, Geothermics, 2020, Vol. 83, 101723.

- 5. Luo Y., Yan T., and Yu J. Integrated analytical modeling of transient heat transfer inside and outside U-tube ground heat exchanger: A new angle from composite-medium method, Int. J. Heat Mass Transfer, 2020, Vol. 162, 120373.
- 6. Moore K. R. and Hollander H. M. Evaluation of NaCl and MgCl₂ heat exchange fluids in a deep binary geothermal system in a sedimentary halite formation, Geothermal Energy, 2021, Vol. 9, No. 8.
- 7. Hu L., Ghassemi A., Pritchett J., and Garg S. Characterization of laboratory-scale hydraulic fracturing for EGS, Geothermics, 2020, Vol. 83, 101706.
- 8. Templeton D. C., Wang J., Goebel M. K., Harris D. B., and Cladouhos T. T. Induced seismicity during the 2012 Newberry EGS stimulation: Assessment of two advanced earthquake detection techniques at an EGS site, Geothermics, 2020, Vol. 83, 101720.
- **9. Renaud T., Verdin P., and Falcone G.** Numerical simulation of a deep borehole heat exchanger in the Krafla geothermal system, Int. J. Heat Mass Transfer, 2019, Vol. 143, 118496.
- Zhang J., Xie J., and Liu X. Numerical evaluation of heat extraction for EGS with tree-shaped wells, Int. J. Heat Mass Transfer, 2019, Vol. 134. — P. 296–310.
- **11.** Шулюпин А. Н., Варламова Н. Н. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 4. С. 113–122.
- Васянович Ю. А., Шулюпин А. Н., Варламова Н. Н. Оценка предельного пластового давления для парлифтной добычи флюида на Мутновском геотермальном месторождении // ГИАБ. — 2019. — № 8. — S. 30. — С. 25–32.
- 13. James R. Factors controlling borehole performance, Geothermics, 1970, Vol. 2. P. 1502–1515.
- 14. Шулюпин А. Н., Чермошенцева А. А. Семейство математических моделей WELL-4 для расчета течений в пароводяных геотермальных скважинах // Мат. моделирование. 2016. Т. 28. № 7. С. 56–64.
- 15. Дрознин В. А. Физическая модель вулканического процесса. М.: Наука, 1980. 92 с.
- **16.** Шулюпин А. Н. Устойчивость режима работы пароводяной скважины. Хабаровск: ООО "Амурпринт", 2018. 136 с.
- 17. Mubarok M. H. and Zarrouk S. J. Discharge stimulation of geothermal wells: Overview and analysis, Geothermics, 2017, Vol. 70. P. 17–37.
- **18.** Кирюхин А. В., Сугробов В. М. Геотермальные ресурсы Камчатки и ближайшие перспективы их освоения // Вулканология и сейсмология. 2019. № 6. С. 50–65.
- **19.** Beckers K. F. and McCabe K. GEOPHIRES v2.0: updated geothermal techno-economic simulation tool, Geothermal Energy, 2019, Vol. 7, No. 5.
- 20. Дядькин Ю. Д. Разработка геотермальных месторождений. М.: Недра, 1989. 29 с.

Поступила в редакцию 21/VII 2020 После доработки 20/VIII 2021 Принята к публикации 24/XII 2021