

## ИНВЕРСИЯ ГРАФИКОВ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН МУТНОВСКОГО ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.Н. Шулюпин<sup>1</sup>, И.И. Чернев<sup>2</sup>, Н.Н. Варламова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Институт горного дела Дальневосточного отделения РАН, Хабаровск, Россия,  
e-mail: vnnvilsvet@mail.ru

<sup>2</sup> Филиал ПАО «Камчатскэнерго» Возобновляемая энергетика, Петропавловск-Камчатский, Россия

**Аннотация:** Исследуется инверсия графиков производительности скважин Мутновского геотермального месторождения (Камчатка), выражающаяся в наличии ветви, характеризующейся снижением расхода при снижении устьевого давления. Ранее считалось, что, в отличие от Паужетского месторождения, на скважинах Мутновского месторождения инверсии нет. Вместе с тем, некоторые расчеты, выполненные с учетом новых теоретических представлений, показывают возможность ее наличия. С целью обнаружения инверсии графиков производительности проведены испытания трех скважин Мутновского месторождения. Осуществлялось измерение устьевых давлений в процессе ступенчатого уменьшения расхода скважин. На двух скважинах, Гео-3 и Гео-2, инверсия обнаружена. Отсутствие обнаружения инверсии на скважине Гео-4 имеет ряд оснований. Теоретический анализ показывает, что сложность обнаружения инверсии на данной скважине связана с низким значением удельного расхода поступающего из пласта флюида, а также с наличием меньшего, в процентном соотношении, количества воды в пароводяной смеси в ее стволе. Кроме того, принципиальное отсутствие инверсии может быть связано с наличием паровой зоны в верхней части области питания скважины. Таким образом, проведенные исследования позволяют говорить о наличии инверсии графиков производительности скважин, по крайней мере некоторых, Мутновского геотермального месторождения. Отмечено, что инверсия наблюдается при малых расходах, обычно не представляющих практический интерес. Однако значимость данного явления существенно возрастет в случае принятия находящегося в стадии обсуждения решения о регулировании расхода скважин с целью синхронизации процесса добычи теплоносителя с работой станции в режиме изменяющейся нагрузки.

**Ключевые слова:** геотермальное месторождение, добычная скважина, пароводяная смесь, график производительности, инверсия, устьевое давление, расход.

**Благодарность:** Исследования проводились с использованием ресурсов Центра коллективного пользования научным оборудованием «Центр обработки и хранения научных данных Дальневосточного отделения Российской академии наук», финансируемого Российской Федерацией в лице Министерства науки и высшего образования РФ по проекту № 075-15-2021-663.

**Для цитирования:** Шулюпин А. Н., Чернев И. И., Варламова Н. Н. Инверсия графиков производительности скважин Мутновского геотермального месторождения // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. – № 7. – С. 49–60. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2024\_7\_0\_49.

---

## Inversion of well production capacity curves at Mutnovskoe geothermal deposit

A.N. Shulyupin<sup>1</sup>, I.I. Chernev<sup>2</sup>, N.N. Varlamova<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Mining Institute of the Far Eastern Branch of Russian Academy of Sciences,  
Khabarovsk, Russia, e-mail: vnnvilsvet@mail.ru

<sup>2</sup> Kamchatskenergo PJSC branch Renewable Energy, Petropavlovsk-Kamchatskiy, Russia

---

**Abstract:** Spotlight of the analysis is on the inversion of well production capacity curves at Mutnovskoe geothermal deposit, Kamchatka. The inversion means the decrease in the flow rate with the drop in the wellhead pressure. It was earlier assumed that, as against Pauzhetka deposit, the wells at Mutnovskoe deposit had no inversion. The calculations performed with regard to the new theoretical concepts show that the inversion is possible. For detecting the inversion of the well production capacity curves, the tests were carried out in three wells at Mutnovskoe deposit. The wellhead pressures were measured in the course of stepped reduction in the well flow rate. The inversion is found in two wells—Geo-3 and Geo-2. The undetected inversion in Geo-4 has a few reasons. The theoretical analysis shows that the complexity of detecting inversion in this well is connected with the low specific flow rate of fluid from the reservoir, and with the presence of lower percent of water in the mixture of water and vapor in the well. Furthermore, the absence of the inversion can be connected with the vapor zone in the upper source area of the well. Thus, the accomplished research allows telling on the presence of the inversion in the well production capacity curves, at least in some curves, at the Mutnovskoe geothermal deposit. It is emphasized that the inversion is observed as small flow rates which are usually of no commercial interest. Nonetheless, the significance of this phenomenon grows in the discussion and decision-making on the adjustment of well flow rates with a view to synchronizing the heat source production and the thermal station operation in the mode of varied load.

**Key words:** geothermal deposit, production well, water and vapor mixture, production capacity curve, inversion, wellhead pressure, flow rate.

**Acknowledgements:** The studies used the equipment of the Scientific Evidence Storage and Processing Shared Center of the Far East Branch of the Russian Academy of Sciences, supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under Contract No. 075-15-2021-663.

**For citation:** Shulyupin A. N., Chernev I. I., Varlamova N. N. Inversion of well production capacity curves at Mutnovskoe geothermal deposit. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2024;(7): 49-60. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2024\_7\_0\_49.

---

### Введение

В настоящее время мировая энергетика находится под значительным политическим давлением, существенно влияющим на естественный процесс ее развития. Вместе с тем такое давление способно затормозить или ускорить, но никак не отменить естественный про-

цесс. Естественный же ход развития мировой энергетике указывает на широкие перспективы освоения возобновляемых источников энергии, частью которых являются геотермальные ресурсы, возобновляемые за счет кондуктивных и конвективных потоков тепла из внутренних структур Земли. При этом геотермаль-

ная энергетика выгодно отличается от ветровой и солнечной, зависящих от погодных условий и времени суток, что ограничивает возможности их использования [1].

Масштабы использования геотермальных ресурсов находятся в состоянии неуклонного роста [2, 3]. По состоянию на 2020 г. мировое потребление геотермальной энергии в прямом использовании (в форме теплоты) оценивается в 107 727 МВт [2] (доля России – 0,4%), установленная мощность геотермальных электростанций 15 950 МВт [3] (доля России – 0,5%). Несмотря на скромные текущие показатели использования геотермальной энергии в мировом масштабе, Россия обладает значительной ресурсной базой и хорошими перспективами для развития геотермальной энергетики [4].

В последние годы при реализации геотермальных проектов все большую значимость приобретают коммерческие интересы, поэтому повышенное внимание стало уделяться вопросам эффективности применяемых технологий [5]. Наиболее активно развиваются технологии создания улучшенных геотермальных систем [6, 7], включая извлечение тепла сухих горных пород [8, 9]. Также широко внедряются технологии использования низкотемпературных источников с применением тепловых насосов [10, 11], для чего исследуются задачи применения скважинных теплообменников [12, 13]. Продолжаются исследования, направленные на создание геотермальных циркуляционных систем [14, 15] – классического примера скважинной гидродобычи геотермальной энергии, носителем которой выступают, в основном, горячие сухие горные породы.

Несмотря на значительную роль кондуктивных потоков тепла при извлечении геотермальной энергии в современных технологиях, наиболее эффективным

способом передачи геотермальной энергии является конвекция, обеспечивающая за счет ювенильных потоков флюида аккумуляцию энергии на отдельных участках недр, способствуя формированию геотермальных месторождений.

Наиболее крупные геотермальные месторождения, представляющие наибольший практический интерес, характеризуются высокими температурами (свыше 150 °С) разрабатываемых или планируемых к разработке участков недр. На таких месторождениях добыча энергии осуществляется скважинами, как правило, выводящими на поверхность пароводяную смесь.

Основной характеристикой добычной скважины на геотермальных месторождениях является график производительности, выражающий зависимость расхода от устьевого давления и являющийся основой для планирования дальнейшего использования скважины. В настоящей статье рассматриваются особенности графиков производительности пароводяных скважин, в том числе показано наличие их инверсии на примере крупнейшего в России Мутновского геотермального месторождения.

### **Особенности графиков производительности пароводяных скважин**

Графики производительности определяются непосредственно после строительства скважины и, по мере необходимости, в процессе ее эксплуатации. В отличие от чисто водяных скважин, в которых снижение устьевого давления или понижение уровня воды при откачке тождественны депрессии на забое, обеспечивающей приток воды из продуктивного пласта и, соответственно, влияющей на расход, в пароводяной скважине на взаимосвязь устьевых и забойных параметров существенно влияют гидрогазо- и термодинамические процессы в

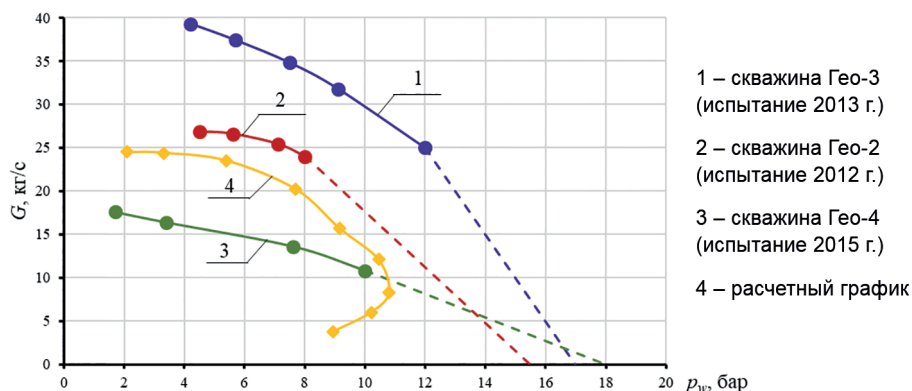


Рис. 1. Графики производительности скважин Мутновского месторождения  
 Fig. 1. Well production capacity curves at Mutnovskoe deposit

стволе самой скважины. Например, в [16] показано, что учет процессов в стволе скважины позволяет получать расчетные графики производительности, близкие к наблюдаемым практически, даже в случае принятия забойного давления постоянным, не зависящим от расхода.

Для определения графиков производительности проводятся испытания скважины с измерением расхода на отдельных ступенях устьевого давления. График предполагает установившийся режим работы. Время стабилизации параметров на каждой ступени обычно выдерживается от нескольких часов до нескольких суток. В качестве примера на рис. 1 представлены графики производительности некоторых скважин Мутновского месторождения.

Данные графики отражают монотонное снижение расхода с ростом устьевого давления, что считается типичным [17]. В [18] отмечено, что подобные типичные графики могут иметь особенности в части проявления пульсаций, как в области больших устьевых давлений, соответственно малых расходов, так и напротив — в области малых устьевых давлений, соответственно больших расходов. Кроме того, в [18] представлены графики, полученные на Паужетском

месторождении, имеющие нетипичный характер — в области малых расходов имеется ветвь, характеризующаяся ростом расхода с ростом давления. Там же представлен основанный на новых представлениях об устойчивости режима работы скважин расчетный график производительности типовой по конструкции скважины Мутновского месторождения в случае наличия стабилизирующего эффекта дросселирования потока вблизи устья, также отображенный на рис. 1. Несмотря на принятие при расчетах малого значения удельного расхода поступающего из пласта флюида (увеличение расхода на единицу снижения забойного давления), что не способствует появлению инверсии, данный график ее имеет.

Таким образом, нетипичный график производительности содержит инверсию, которую, как отмечено в [18], можно наблюдать исключительно при наличии стабилизирующего эффекта со стороны потока вниз по течению от устья, например, при наличии дросселирования потока на выходе из самого устья. Наличие дросселирующего элемента будет приводить к изменению устьевого давления при спонтанном увеличении расхода, стремящегося подавить такое возмущение.

По поводу инверсии графиков производительности среди специалистов нет единого мнения, некоторые сомневаются в существовании данного явления, и этому есть причины. Во-первых, не все технологии проведения измерений расхода обеспечивают необходимый для появления инверсии стабилизирующий эффект. Например, если скважина напрямую без дросселирования работает на групповой сепаратор или магистральный трубопровод, обеспечивающие поддержание относительного постоянства (независимости от колебаний расхода данной скважины) устьевого давления, то необходимый стабилизирующий эффект не будет достигнут. Если же измерения используют широко распространенный метод Р. Джеймса [16, 19, 20], то стабилизирующий эффект будет создавать, как минимум, сечение критического потока. Во-вторых, инверсия имеет место при малых, не имеющих практического интереса расходах, а это, с учетом наличия рабочего диапазона средств измерения расхода, ограничивает возможности ее обнаружения. Представленные в [18] графики с инверсией были получены в ходе выявления взаимосвязи расхода и устьевого давления вблизи их рабочих значений при эксплуатации, и инверсия была обнаружена только потому, что оказалась на этих скважинах вблизи рабочего давления (всего было испытано 5 скважин, на трех была обнаружена инверсия). В-третьих, для проявления инверсии необходимо наличие определенных условий не только вблизи устья скважины, но и в области ее питания, что, вероятно, не всегда имеет место.

Если сведения об инверсии на Паужетском месторождении появлялись и ранее [21], то на некоторых месторождениях ее не наблюдалось вовсе. Считалось, что на Мутновском месторождении инверсии нет, но расчетный график

на рис. 1 показывает обратное, и это вызывает интерес для разрешения возникшего противоречия. Теоретический анализ допускает существование инверсии графика производительности при выполнении условия [22]:

$$-\frac{\partial p_w}{\partial G} < \frac{\partial \Delta p_{in}}{\partial G} < \frac{\partial p_b}{\partial G}, \quad (1)$$

где  $p_w$  — внешнее устьевое давление (определяемое внешними по отношению к скважине со стороны устья условиями);  $G$  — массовый расход;  $\Delta p_{in}$  — внутренний перепад давления в скважине, состоящий из перепадов на трение, конвективное ускорение и гравитацию,  $p_b$  — внешнее забойное давление (определяемое внешними по отношению к скважине со стороны забоя условиями).

Правая часть данного условия является обратной величиной удельного расхода поступающего из пласта флюида, имеющей, к тому же, обратный знак. Исключая гипотетические случаи, данная величина всегда меньше нуля. Соответственно, величина в средней части (1) должна быть отрицательной. В восходящем газожидкостном потоке это возможно за счет снижения гравитационной составляющей перепада давления при увеличении расхода (увеличение расхода интенсифицирует турбулентное перемешивание, снижается отношение скоростей фаз, что приводит к снижению плотности смеси). Затрудняет выполнение условия (1) и малое значение удельного расхода (правая часть приобретает большую по модулю и отрицательную по знаку величину). Вероятность наблюдения инверсии увеличивается со снижением левой части и увеличением, в пределе до нуля, правой части (ростом удельного расхода).

Иногда на графиках отмечается точка нулевого расхода (см. рис. 1), отражающая значение давления при полностью закрытом устье. В случае нахождения

ния статического уровня пластовых вод в области горячих пород, как на Мутновском месторождении, устьевое давление в закрытой скважине является разностью давления насыщения, соответствующего температуре в верхней части водяного столба, и гидростатического давления столба газовой фазы, расположенной выше столба воды. Учитывая малую плотность газовой фазы, устьевое давление определяется, главным образом, температурой в верхней части водяного столба. Заметим, что снижение пластового давления и опускание верхнего уровня столба воды в область более горячих вод сопровождается ростом устьевого давления. Из этого следует, что точка нулевого расхода не имеет прямого отношения к производительности скважины. Причем между точкой нулевого расхода и последней точкой его практического измерения может находиться инверсия графика производительности.

### **Методика эксперимента**

С математической точки зрения взаимосвязь расхода и устьевого давления целесообразно определять не функцией зависимости первого от второго, а напротив — зависимостью устьевого давления от расхода. Тогда одному значению аргумента будет соответствовать единственное значение функции даже при инверсии. Это решение оправданно и с технической точки зрения. Вывод скважины на очередную ступень проще осуществлять, манипулируя устьевой задвижкой, изменяя ее проходное сечение, которое ограничивает расход флюида, т.е. фактически устанавливается расход как определяющая величина.

Натурный эксперимент по выявлению инверсии графиков производительности скважин Мутновского месторождения предполагал первоначальный вывод скважины на свободный фонтан, т.е. уста-

новление максимального расхода. Затем начиналось поэтапное (ступенчатое) прикрытие устьевой задвижки, расход снижался, изменялось устьевое давление, которое автоматически фиксировалось каждую минуту устьевым манометром PPS-31 (диапазон давления до 105 МПа, точность по давлению  $\pm 0,03\%$ , разрешение по давлению  $0,0003\%$ ). После относительной стабилизации устьевого давления осуществлялся, путем прикрытия устьевой задвижки, переход к следующей ступени.

Сложность обеспечения измерений расхода с учетом необходимости охвата широкого диапазона его изменения (инверсия ожидалась при малых расходах), а также отсутствие, в соответствии с целью эксперимента, необходимости его фиксации (достаточно обеспечение надежного его снижения по мере перехода к новой ступени) позволили отказаться от попыток его измерений. Снижение расхода обеспечивалось односторонним прикрытием задвижки в процессе эксперимента и подтверждалось косвенными признаками (снижение шума по ходу эксперимента, снижение скорости выбрасываемой вертикально струи, проявляющееся в характере выпадения из нее жидкой фазы). Согласно типовому поведению скважины, прикрытие задвижки и снижение расхода должно сопровождаться ростом устьевого давления. В случае наступления инверсии снижение расхода будет сопровождаться снижением устьевого давления (см. рис. 1).

В качестве примера на рис. 2 представлена взаимосвязь устьевого давления и расхода скважин, по мере его убывания, установленная на некоторых скважинах с обнаруженной инверсией по результатам опытных работ на Паужетском месторождении [18]. Подобные графики с инверсионной нисходящей ветвью, где на оси абсцисс в качестве характеристики убывающего расхода

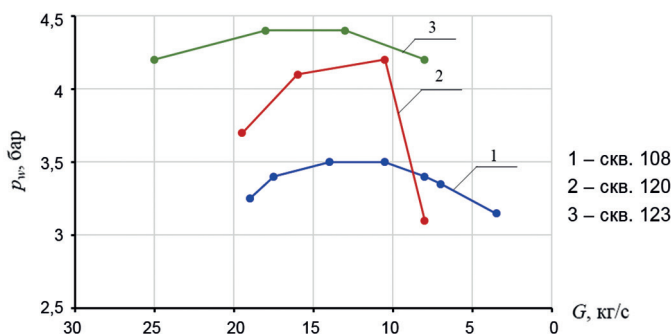


Рис. 2. Взаимосвязь устьевого давления и расхода скважин Паужетского месторождения  
 Fig. 2. Relationship of wellhead pressure and well flow rate at Pauzhetka deposit

будет фигурировать время, планируется получить в ходе эксперимента на Мутновском месторождении. Более точно, с учетом специфики месторождения, ожидается получение графиков, по виду соответствующих расчетному графику на рис. 1 (под номером 4) при повороте координатных осей на  $90^\circ$  против часовой стрелки.

### Результаты эксперимента и их обсуждение

Для исследования были выбраны три скважины Мутновского месторождения: Гео-2, Гео-3 и Гео-4. Скважины наклонные, устья расположены в одном створе на расстоянии 53 м друг от друга,

в центре — Гео-3. Забой скважин образует треугольник со сторонами: Гео-2 — Гео-3 — 750 м, Гео-2 — Гео-4 — 528 м, Гео-3 — Гео-4 — 644 м.

Дата проведения экспериментов — 25.08.2022 г. Все скважины были выведены на свободное фонтанирование в интервале времени от 8:30 до 8:50. Первой была испытана наиболее продуктивная (см. рис. 1) скважина Гео-3. Ее выбор обуславливался наибольшим шумом, создаваемым фонтаном выбрасываемой пароводяной смеси, распространяющимся на соседние скважины и затрудняющим проведение работ. После проведения испытаний скважина закрывалась, что снижало уровень шума и

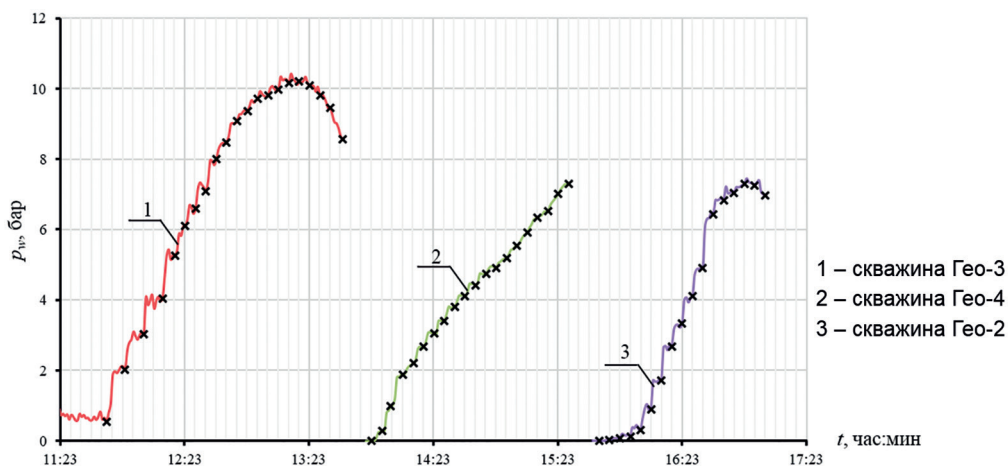


Рис. 3. Зависимость устьевого давления (избыточное) от времени по мере снижения расхода  
 Fig. 3. Wellhead pressure (excessive) versus time with decrease in flow rate

улучшало условия дальнейших испытаний. Результаты измерений по всем скважинам представлены на рис. 3.

На рисунке крестиком отмечены моменты начала прикрытия задвижки. Прикрытие не было мгновенным, оно длилось 5–15 с и не координировалось с автоматическим отсчетом давления, поэтому следующая после начала прикрытия фиксация давления могла быть как после окончания процесса прикрытия, так и во время него. Выдерживание на первых ступенях составляло 10 мин, затем, с учетом наблюдаемой динамики стабилизации давления, время выдерживания было сокращено до 5 мин.

Исследование на скважине Гео-3 уверенно показало наличие инверсии (см. рис. 3), характеризующейся снижением устьевого давления при снижении расхода по мере продвижения ступеней во времени. На скважине Гео-4 инверсии не наблюдалось, на скважине Гео-2 инверсия наблюдалась, но не так ярко выражено, как на Гео-3.

Сравнивая характеристики испытанных скважин, следует обратить внимание на самую низкую производительность скважины Гео-4 (см. рис. 1). Учитывая близкое расположение забоев испытанных скважин, можно предположить близость давления во вскрытых ими пластах. Более высокая производительность скважины Гео-3 указывает на более высокое значение удельного расхода флюида, поступающего из пласта, а это, как отмечалось, увеличивает шансы наблюдения инверсии. Соответственно, скважина Гео-2, имеющая среднюю производительность, менее уверенно, но обнаружилась инверсию.

Следует отметить, что скважина Гео-3 в сравнении с добычными скважинами, используемыми в настоящее время при разработке месторождения, имеет производительность немного ниже средней, что позволяет предположить наличие

более высокого, в среднем, удельного расхода действующих добычных скважин. В этой связи вероятность наличия инверсии графиков производительности скважин на месторождении в целом высока.

Отсутствие наблюдения инверсии на скважине Гео-4 не гарантирует ее принципиальное отсутствие. Нельзя исключать возможность наличия инверсии при расходах, имеющих место в области между последней ступенью работы и полным закрытием задвижки. Затрудненность проявления инверсии на данной скважине может быть связана с низким значением удельного расхода поступающего из пласта флюида, а также с наличием меньшего, в процентном соотношении, количества воды в пароводяной смеси в ее стволе, зависящего от энтальпии смеси — чем ниже энтальпия, тем больше в смеси воды. Энтальпия испытанных скважин имеет небольшую зависимость от устьевого давления и в среднем составляет: Гео-2 — 1300 кДж/кг, Гео-3 — 1150 кДж/кг, Гео-4 — 1470 кДж/кг. При одинаковых массовых расходах, давлении и сечении канала чем выше энтальпия смеси, тем больше в ней пара, выше объемный расход и скорости в потоке. Как отмечалось, необходимым условием существования инверсии является отрицательное значение средней части (1), а это возможно только при низких скоростях в потоке, причем для сухого пара, без наличия жидкой фазы, это принципиально невозможно.

Принципиальное отсутствие инверсии может быть связано с наличием в скважине в верхней части области питания паровой зоны. При экстремально малом расходе такая скважина может перейти в режим парения. На эту возможность в скважине Гео-4 указывает несоответствие измеряемой на устье энтальпии смеси и температуры в области питания — смесь, имея измеренную эн-



тальпию, может образоваться из воды, имеющей температуру выше 320 °С, в то время как термометрия в скважине не показала температур выше 290 °С.

По поводу практической значимости полученного результата трудно дать определенную оценку. Расходы, при которых наблюдается данное явление, невелики и не представляют интерес при действующей системе разработки месторождения. Необходимый для поддержания устойчивой работы на инверсионной ветви графика производительности уровень дросселирования также не вписывается в существующую систему, предполагающую работу добычных скважин в стационарном режиме с минимальным перепадом давления от устья до ГеоЭС, работающей в базовом режиме (режиме с постоянной мощностью).

Вместе с тем, обсуждаемое в настоящее время решение об увеличении мощности Мутновских ГеоЭС потребует перевода их работы в частично пиковый режим (изменяющаяся в соответствии с потреблением мощность, при этом предполагается, что компенсация основных пиковых нагрузок будет по-прежнему осуществляться другими генерирующими объектами). В этом случае станет актуальным решение о переходе к системе разработки месторождения с регулируемым, путем дросселирования, расходом отдельных скважин для синхронизации процесса добычи теплоносителя с нагрузкой станций [23], и вопрос об инверсии будет иметь принципиальный характер, поскольку для расширения диапазона регулирования расхода

может быть задействована инверсионная ветвь графика производительности.

### **Заключение**

В результате проведенных натуральных экспериментов установлено наличие инверсии производительности на двух из трех испытанных скважинах Мутновского геотермального месторождения. Причем особенности проявления инверсии в ходе экспериментов, включая ее отсутствие на скважине Гео-4, хорошо согласуются с теоретически обоснованным влиянием на данное явление величины удельного расхода, поступающего из питающего пласта флюида, и энтальпии смеси.

Полученный результат имеет несомненное познавательное значение. Во-первых, закрывается вопрос о ранее считавшемся принципиальном отсутствии инверсии на Мутновском месторождении — на данном месторождении инверсия графиков производительности может наблюдаться, по крайней мере, на некоторых скважинах. Во-вторых, согласование теории и эксперимента свидетельствует о наличии адекватной теоретической базы для описания данного явления.

Полученный результат может иметь и вполне конкретное практическое значение в случае наращивания мощности Мутновских ГеоЭС, перевода их работы в частично пиковый режим и перехода к системе разработки месторождения с регулируемым расходом отдельных скважин для синхронизации процесса добычи теплоносителя с нагрузкой станций.

### **СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Бульба Е. Е., Кузнецов Г. В., Швайбович М. И. Оценка перспектив использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии в ближайшие двадцать лет // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2022. — Т. 333. — № 2. — С. 164 – 172. DOI: 10.18799/24131830/2022/2/3533.

2. Lund J. W., Toth A. N. Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review // *Geothermics*. 2021, vol. 90, article 101915. DOI: 10.1016/j.geothermics.2020.101915.
3. Huttner G. W. Geothermal power generation in the World 2015–2020 Update Report, Review / Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. Reykjavik, Iceland, 2021, article 01017.
4. Папузов В. А., Томаров Г. В., Алхасов А. Б., Алиев Р. М., Бадавов Г. Б. Геотермальная энергетика России: ресурсная база, электроэнергетика, теплоснабжение (обзор) // *Теплоэнергетика*. — 2022. — № 1. — С. 3–17. DOI: 10.1134/S004036362112002X.
5. Шулюпин А. Н., Варламова Н. Н. Современные тенденции в освоении геотермальных ресурсов // *Георесурсы*. — 2020. — Т. 22. — № 4. — С. 113–122. DOI: 10.18599/grs.2020.4.113-122.
6. Zhang J., Xie J., Liu X. Numerical evaluation of heat extraction for EGS with tree-shaped wells // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2019, vol. 134, pp. 296–310. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.12.171.
7. Osgouei Y. T., Akin S. Experimental and numerical study of flow and thermal transport in fractured rock // *Heat and Mass Transfer*. 2021, vol. 57, no. 2, pp. 1053–1068. DOI: 10.1007/s00231-020-03001-w.
8. Ghavidel A., Gracie R., Dusseault M. B. Design parameters impacting electricity generation from horizontal multilateral closed-loop geothermal systems in Hot Dry Rock // *Geothermics*. 2022, vol. 105, article 102469. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102469.
9. Ye Z., Wang J. G. Uncertainty analysis for heat extraction performance from a stimulated geothermal reservoir with the diminishing feature of permeability enhancement // *Geothermics*. 2022, vol. 100, article 102339. DOI: 10.1016/j.geothermics.2021.102339.
10. Nguyen A., Tamasauskas J., Kegel M. A method for fast economic optimization of large hybrid ground source heat pump systems // *Geothermics*. 2022, vol. 104, article 102473. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102473.
11. Zhang X., Wang E., Liu L., Qi C. Machine learning-based performance prediction for ground source heat pump systems // *Geothermics*. 2022, vol. 105, article 102509. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102509.
12. Chong Q., Wang J., Gates I. D. Evaluation of closed-loop U-Tube deep borehole heat exchanger in the Basal Cambrian Sandstone formation, Alberta, Canada // *Geothermal Energy*. 2022, vol. 10, article 21. DOI: 10.1186/s40517-022-00229-z.
13. Luo Y., Yan T., Yu J. Integrated analytical modeling of transient heat transfer inside and outside U-tube ground heat exchanger. A new angle from composite-medium method // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2020, vol. 162, article 120373. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.120373.
14. Павлов К. А., Пашкевич Р. И. Моделирование двухскважинной петротермальной циркуляционной системы // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. — 2018. — № S60. — С. 236–243. DOI: 10.25018/0236-1493-2018-12-60-236-243.
15. Пашкевич Р. И., Шадрин А. В. Численное моделирование геотермальной циркуляционной системы с резервуаром двойной пористости // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. — 2021. — № S19. — С. 392–407. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2021\_11\_19\_392.
16. James R. Factors controlling borehole performance // *Geothermics*. 1970, vol. 2, pp. 1502–1515.
17. Grant M. A., Bixley P. F. Geothermal reservoir engineering. USA: Academic Press is an imprint of Elsevier, 2011, 359 p.
18. Шулюпин А. Н. Устойчивость режима работы пароводяной скважины. — Хабаровск: ООО «Амурпринт», 2018. — 136 с.
19. Kirui F. K. Tracer flow testing for determination of mass flow rates and enthalpies, case study for KenGen-Olkaria production wells / Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. Reykjavik, Iceland. 2021, article 24027.
20. Mubarak M. H., Zarrouk S. J., Cater J. E. Pressure differential devices for measuring total mass flow rate and enthalpy in twophase geothermal pipelines / Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1. Reykjavik, Iceland. 2021, article 25000.
21. Дрознин В. А. Физическая модель вулканического процесса. — М.: Наука, 1980. — 92 с.
22. Шулюпин А. Н. Гравитационная неустойчивость газожидкостного потока при освоении геотермальных месторождений // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. — 2022. — Т. 333. — № 6. — С. 140–146. DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3565.

23. Шулюпин А. Н., Любин А. А., Варламова Н. Н. Об управлении парлифтной добычей при разработке Мутновского геотермального месторождения (Камчатка) // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. — 2022. — № 3. — С. 220–234. **МИАБ**

## REFERENCES

1. Bulba E. E., Kuznetsov G. V., Shvaybovich M. I. Assessment of the prospects for using unconventional renewable energy sources in the next twenty years. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022, vol. 333, no. 2, pp. 164–172. [In Russ]. DOI: 10.18799/24131830/2022/2/3533.
2. Lund J. W., Toth A. N. Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review. *Geothermics*. 2021, vol. 90, article 101915. DOI: 10.1016/j.geothermics.2020.101915.
3. Huttner G. W. Geothermal power generation in the World 2015–2020 Update Report, Review. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1*. Reykjavik, Iceland, 2021, article 01017.
4. Butuzov V. A., Tomarov G. V., Alkhasov A. B., Aliev R. M., Badavov G. B. Geothermal energy of Russia: resources, electric power generation, and heat supply (a review). *Teploenergetika*. 2022, no. 1, pp. 3–17. [In Russ]. DOI: 10.1134/S004036362112002X.
5. Shulyupin A. N., Varlamova N. N. Current trends in the development of geothermal resources. *Georesursy*. 2020, vol. 22, no. 4, pp. 113–122. [In Russ]. DOI: 10.18599/grs.2020.4.113-122.
6. Zhang J., Xie J., Liu X. Numerical evaluation of heat extraction for EGS with tree-shaped wells. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2019, vol. 134, pp. 296–310. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.12.171.
7. Osgouei Y. T., Akin S. Experimental and numerical study of flow and thermal transport in fractured rock. *Heat and Mass Transfer*. 2021, vol. 57, no. 2, pp. 1053–1068. DOI: 10.1007/s00231-020-03001-w.
8. Ghavidel A., Gracie R., Dusseault M. B. Design parameters impacting electricity generation from horizontal multilateral closed-loop geothermal systems in Hot Dry Rock. *Geothermics*. 2022, vol. 105, article 102469. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102469.
9. Ye Z., Wang J. G. Uncertainty analysis for heat extraction performance from a stimulated geothermal reservoir with the diminishing feature of permeability enhancement. *Geothermics*. 2022, vol. 100, article 102339. DOI: 10.1016/j.geothermics.2021.102339.
10. Nguyen A., Tamasauskas J., Kegel M. A method for fast economic optimization of large hybrid ground source heat pump systems. *Geothermics*. 2022, vol. 104, article 102473. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102473.
11. Zhang X., Wang E., Liu L., Qi C. Machine learning-based performance prediction for ground source heat pump systems. *Geothermics*. 2022, vol. 105, article 102509. DOI: 10.1016/j.geothermics.2022.102509.
12. Chong Q., Wang J., Gates I. D. Evaluation of closed-loop U-Tube deep borehole heat exchanger in the Basal Cambrian Sandstone formation, Alberta, Canada. *Geothermal Energy*. 2022, vol. 10, article 21. DOI: 10.1186/s40517-022-00229-z.
13. Luo Y., Yan T., Yu J. Integrated analytical modeling of transient heat transfer inside and outside U-tube ground heat exchanger. A new angle from composite-medium method. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 2020, vol. 162, article 120373. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.120373.
14. Pavlov K. A., Pashkevich R. I. Simulation of a double-well petrothermal circulation system. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2018, no. S60, pp. 236–243. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2018-12-60-236-243.
15. Pashkevich R. I., Shadrin A. V. Numerical simulation of EGS with double porosity reservoir. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021, no. S19, pp. 392–407. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236\_1493\_2021\_11\_19\_392.
16. James R. Factors controlling borehole performance. *Geothermics*. 1970, vol. 2, pp. 1502–1515.
17. Grant M. A., Bixley P. F. *Geothermal reservoir engineering*. USA, Academic Press is an imprint of Elsevier, 2011, 359 p.
18. Shulyupin A. N. *Ustoychivost' rezhima raboty parovodyanoy skvazhiny* [Stability of the steam-water well mode], Khabarovsk, OOO «Amurprint», 2018, 136 p.

19. Kirui F. K. Tracer flow testing for determination of mass flow rates and enthalpies, case study for KenGen-Olkaria production wells. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1*. Reykjavik, Iceland. 2021, article 24027.

20. Mubarak M. H., Zarrouk S. J., Cater J. E. Pressure differential devices for measuring total mass flow rate and enthalpy in twophase geothermal pipelines. *Proceedings of the World Geothermal Congress 2020+1*. Reykjavik, Iceland. 2021, article 25000.

21. Droznin V. A. *Fizicheskaya model' vulkanicheskogo protsesssa* [Physical model of the volcanic process], Moscow, Nauka, 1980, 92 p.

22. Shulyupin A. N. Gravitational instability of gas-liquid flow at development of geothermal fields. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022, vol. 333, no. 6, pp. 140–146. [In Russ]. DOI: 10.18799/24131830/2022/6/3565.

23. Shulyupin A. N., Lyubin A. A., Varlamova N. N. About the management of steam-lift production during the development of the Mutnovsky geothermal field (Kamchatka). *News of the Tula state university. Sciences of Earth*. 2022, no. 3, pp. 220–234. [In Russ].

### ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Шулюпин Александр Николаевич<sup>1</sup> — д-р техн. наук,  
директор, e-mail: ans714@mail.ru,  
ORCID ID: 0000-0002-7379-410X,

Чернев Иван Иванович — канд. техн. наук,  
заместитель главного инженера,  
Филиал ПАО «Камчатскэнерго»

Возобновляемая энергетика,  
e-mail: Chernev-II@kamenergo.ru,

Варламова Наталья Николаевна<sup>1</sup> — младший  
научный сотрудник, e-mail: vnnvilsvet@mail.ru,  
ORCID ID: 0000-0002-5372-5043,

<sup>1</sup> Институт горного дела Дальневосточного отделения РАН.

**Для контактов:** Варламова Н.Н., e-mail: vnnvilsvet@mail.ru.

### INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

A.N. Shulyupin<sup>1</sup>, Dr. Sci. (Eng.),  
Director, e-mail: ans714@mail.ru,  
ORCID ID: 0000-0002-7379-410X,

I.I. Chernev, Cand. Sci. (Eng.),

Deputy Chief Engineer,

e-mail: Chernev-II@kamenergo.ru,

Kamchatskenergo PJSC branch Renewable Energy,

683009, Petropavlovsk-Kamchatskiy, Russia,

N.N. Varlamova<sup>1</sup>, Junior Researcher,

e-mail: vnnvilsvet@mail.ru,

ORCID ID: 0000-0002-5372-5043,

<sup>1</sup> Mining Institute of Far Eastern Branch

of Russian Academy of Sciences,

680000, Khabarovsk, Russia.

**Corresponding author:** N.N. Varlamova, e-mail: vnnvilsvet@mail.ru.

Получена редакцией 27.03.2023; получена после рецензии 18.05.2023; принята к печати 10.06.2024.

Received by the editors 27.03.2023; received after the review 18.05.2023; accepted for printing 10.06.2024.

