

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ УСТЬЕВОЙ ОБВЯЗКИ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПАРОГИДРОТЕРМ

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

¹Институт горного дела Дальневосточного отделения РАН, Хабаровск, Россия

²ОАО «ГЕОТЕРМ», Петропавловск-Камчатский, Россия

В настоящее время освоение геотермальных ресурсов развивается в условиях равноправной конкуренции с другими видами энергетических ресурсов. Это обуславливает актуальность вопросов, связанных с повышением эффективности использования имеющегося фонда скважин, затраты на бурение которых составляют значительную долю в геотермальных проектах. В отечественной практике освоения геотермальных ресурсов наибольшим энергетическим потенциалом обладают пароводяные скважины. Одним из способов повышения производительности таких скважин является обеспечение плавного изменения направления движения смеси из вертикального, в скважине, к горизонтальному, в системе наземной транспортировки теплоносителя.

Типовая обвязка устья отечественных пароводяных скважин предполагает отвод смеси через крестовину под прямым углом. Крестовина может создавать значительные потери давления, что увеличивает эксплуатационное давление на устье и снижает расход скважины. Представляется целесообразным замена обычной крестовины плавным отводом. Это позволяет снизить коэффициент сопротивления устьевого оборудования более чем на 2.

Увеличение радиуса кривизны отвода снижает потери давления на местном сопротивлении, но увеличивает потери давления на трение. Существует оптимальный радиус кривизны отвода, обеспечивающий минимальные потери давления с учетом как местного сопротивления, так и трения в самом отводе. Проведенные расчеты показали, что оптимальное значение для радиуса кривизны находится в диапазоне от 1,4 до 4,5 внутренних диаметров трубы. Однако по технологическим соображениям рекомендуется выбирать радиус кривизны от 1,4 до 2,4 диаметров. Оборудование устья плавным отводом может дать существенный экономический эффект. Для Мутновского месторождения (Камчатка) данный эффект оценивается в 17,5 млн руб. в год.

Ключевые слова: пароводяная скважина, устьевая обвязка, крестовина, плавный отвод, коэффициент сопротивления, радиус кривизны

DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.12>

Для цитирования: Шулюпин А.Н., Любин А.А., Чернев И.И. Оптимизация конструкции устьевой обвязки добычных скважин при освоении месторождения парогидротерм. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 1. С. 78-81. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.12>

Введение

Глубинное тепло Земли является одним из видов возобновляемых энергетических ресурсов, с которым связываются перспективы решения мировой энергетической проблемы. Освоение геотермальных ресурсов характеризуется стабильным развитием (Bertani, 2016; Lund and Boyd, 2016). В настоящее время, данное направление перешло от дотационного развития к развитию в равноправной конкурентной среде (Колесников и др., 2015). Это обуславливает актуальность вопросов, связанных с повышением эффективности использования имеющегося фонда скважин, затраты на бурение которых составляют значительную долю в геотермальных проектах. Учитывая современные тенденции, большое внимание стало уделяться таким вопросам как стимулирование притока к скважинам, о чем свидетельствует появление множества публикаций на эту тему, таких как (Grubelich et al., 2015; Pasikki et al., 2010 и др); извлечение энергии без подъема геотермальных флюидов на поверхность (Holmberg et al., 2016; Wołoszyn, Gołas, 2016 и др), что позволяет эксплуатировать непродуктивные скважины; обеспечение устойчивой работы пароводяных скважин, ранее считавшихся непригодными к эксплуатации (Шулюпин, 2016; Shulyupin and Chernev, 2015).

По состоянию выводимого на поверхность флюида добычные геотермальные скважины можно подразделить

на паровые (перегретый пар), пароводяные (смесь пара и воды) и водяные (вода с возможным присутствием нерастворенных газов). В отечественной практике освоения геотермальных ресурсов наибольшим энергетическим потенциалом обладают пароводяные скважины.

Как показано в (Шулюпин и др., 2014), одним из способов повышения производительности пароводяных скважин является обеспечение плавного изменения направления движения смеси из вертикального, в скважине, к горизонтальному, в системе наземной транспортировки теплоносителя, т.е. снижение местного сопротивления на устье скважины. В представленной работе определяется оптимальная величина радиуса кривизны плавного отвода на устье пароводяной скважины для увеличения ее производительности.

Типовая и предлагаемая обвязка устья

Типовая обвязка устья отечественных пароводяных скважин предполагает отвод смеси в рабочем режиме через крестовину при закрытой фонтанной и боковой задвижке (Рис. 1а). Такую обвязку имеют почти все отечественные пароводяные скважины, в том числе, все добычные скважины самого крупного отечественного месторождения теплоэнергетических вод – Мутновского месторождения парогидротерм (Камчатка). Принимая во

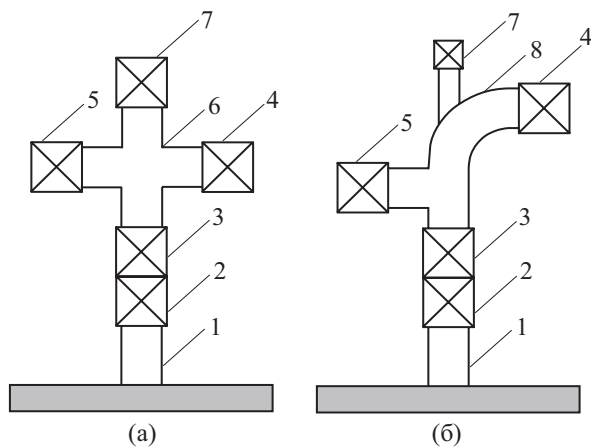


Рис. 1. Схема типовой (а) и рекомендуемой (б) устьевой обвязки пароводяных скважин: 1 – ствол скважины; 2 – коренная задвижка; 3 – устьевая задвижка; 4 – рабочая задвижка; 5 – боковая задвижка; 6 – крестовина; 7 – фонтанная задвижка; 8 – крестовина с плавным отводом.

внимание высокие значения скорости потока и плотности смеси, крестовина может создавать значительные потери давления, что увеличивает эксплуатационное давление на устье. В свою очередь, высокое устьевое давление снижает расход скважины. Соответственно, снижение сопротивлений на устье увеличивает расход добываемого теплоносителя.

Представляется целесообразным замена обычной крестовины плавным отводом смеси (Рис. 1б). Крестовина, изображенная на рис. 1а, в рабочем режиме характеризуется коэффициентом сопротивления 2,3 (Идельчик, 1992), а коэффициент местного сопротивления плавного отвода на 90° может быть меньше 0,1, т.е. имеется возможность снизить местное сопротивление более чем на 2. Как показано в (Шулюпин и др., 2014), для высокопроизводительных скважин снижение коэффициента сопротивления всего на 1 может приводить к увеличению расхода более 1 кг/с.

Устьевая обвязка обеспечивает выполнение нескольких функций, часть которых требуют наличия фонтанной задвижки. Вместе с тем опыт разработки месторождений парогидротерм убеждает в том, что фонтанная задвижка может иметь меньший диаметр по сравнению с коренной, устьевой, рабочей и боковой задвижками. Например, на устье скважин Мутновского месторождения устанавливаются задвижки Ду 250, но для фонтанной задвижки вполне достаточно иметь Ду 150. В таком случае выход на фонтанную задвижку будет несколько снижать эффективность работы отвода, но такое влияние не будет иметь решающего значения.

Оптимизация радиуса кривизны отвода

Увеличение радиуса кривизны отвода снижает потери давления на соответствующем местном сопротивлении. Вместе с тем, устьевая обвязка выполняется из труб меньшего, по сравнению с магистральным трубопроводом, диаметра, и в этих трубах возможны существенные потери давления на трение. Поэтому, чем меньше будет радиус кривизны отвода, тем раньше можно перейти на трубу большего диаметра, тем самым снизить потери на трение. Следовательно, существует оптимальный радиус кривизны отвода, обеспечивающий минимальные потери

давления с учетом как местного сопротивления, так и трения в самом отводе.

Зависимость коэффициента местного сопротивления отвода от радиуса кривизны определяется формулой (Кононов А.А.)

$$\zeta = 0,051 + 0,19d/R, \tag{1}$$

где ζ – коэффициент местного сопротивления, d – диаметр трубы, R – радиуса кривизны отвода.

Для падения давления на трение в соответствии с известной формулой Дарси-Вейсбаха имеем

$$\Delta p_f = \lambda \rho v^2 L / (2d), \tag{2}$$

где λ – коэффициент трения, ρ – плотность, v – скорость, L – длина трубы.

Сравнивая формулу (2) с выражением для падения давления на местном сопротивлении

$$\Delta p_\zeta = \zeta \rho v^2 / 2, \tag{3}$$

определим аналог коэффициента местного сопротивления – коэффициент потерь на трение,

$$f = \lambda L / d, \tag{4}$$

где f – коэффициент потерь на трение.

Соответственно, сумма потерь на местном сопротивлении и на трение будет определяться суммарным коэффициентом

$$s = \zeta + f, \tag{5}$$

где s – суммарный коэффициент сопротивления.

Выражая длину отвода на 90° через радиус кривизны, для коэффициента, учитывающего потери на трение, имеем

$$f = \lambda \pi R / (2d). \tag{6}$$

Подставляя (1) и (6) в (5) и анализируя суммарный коэффициент на точку экстремума, для минимального значения суммарного коэффициента получаем

$$R/d = (0,121/\lambda)^{0,5}. \tag{7}$$

При коэффициенте трения 0,02 из формулы (7) определяем, что минимальный суммарный коэффициент сопротивления соответствует отношению радиуса кривизны к диаметру 2,46. График зависимости суммарного коэффициента от радиуса кривизны представлен на рис. 2.

Обсуждение

Суммарный коэффициент сопротивления, судя по рис. 2, для безразмерного радиуса кривизны отвода

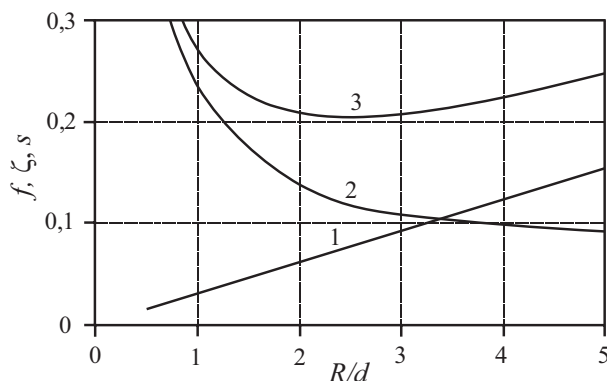


Рис. 2. Зависимость коэффициентов сопротивления от безразмерного радиуса кривизны отвода: 1 – коэффициент потерь на трение (f), 2 – коэффициент местного сопротивления (ζ), 3 – суммарный коэффициент (s).

в интервале 1,4-4,5 изменяется незначительно. При этом, с практической точки зрения, больший интерес представляет область с меньшим радиусом. Во-первых, увеличение радиуса кривизны сопряжено с усложнением монтажа и обслуживания устьевого оборудования. Во-вторых, в ряде случаев, например на Мутновском месторождении, сложность метеоусловий требует сооружения специальных укрытий для устьевого оборудования добычных скважин, и наличие уже установленных укрытий накладывает ограничения на размеры обвязки. Следовательно, при равном значении суммарного коэффициента сопротивления предпочтение следует отдавать меньшему радиусу кривизны.

Таким образом, для отвода рационально выбирать безразмерный радиус кривизны в диапазоне от 1,4 до 2,4. В абсолютном выражении для трубы с внутренним диаметром 230 мм, характерным для скважин Мутновского месторождения, соответствующий диапазон радиуса кривизны составит 322-552 мм. При таких радиусах кривизны оборудование устья будет соответствовать размерам типовых укрытий.

Методика оценки изменения расхода при модификации системы транспортировки теплоносителя, в том числе при изменении сопротивления на устье скважин, изложена в работе (Шулюпин и др., 2014). Там же приведены оценки приращения расхода теплоносителя при снижении сопротивления на устье скважин Мутновского месторождения: при снижении коэффициента сопротивления на 1 общее приращение расхода составит 4,3 кг/с. Указанная величина обеспечивает выработку 500 кВт электроэнергии действующей Мутновской ГеоЭС, что при стоимости отпускаемой электроэнергии 4 руб. за кВт*час даст экономический эффект 17,5 млн руб. в год. Заметим, что реальное снижение коэффициента сопротивления при плавном отводе теплоносителя от скважины может быть существенно выше 1 (до 2,1 при отказе от вертикального фонтанного выхода), соответственно, экономический эффект может быть существенно выше.

В работе (Shulyupin and Chernev, 2015) отмечено, что дополнительное сопротивление на устье может служить фактором, обеспечивающим стабильность режима работы скважины. При этом речь идет о сопротивлении, увеличивающем (или снижающем) устьевое давление при увеличении (или снижении) расхода. Относительно традиционной крестовины нельзя утверждать о такой однозначной реакции на изменение расхода. При малых скоростях течения, характерных для возникновения неустойчивости, в верхней, заглушенной части крестовины будут образовываться жидкие пробки, способствующие развитию неустойчивости течения в скважине. Т.е. традиционная крестовина сама является фактором, способствующим возникновению неустойчивости. Поэтому организация плавного отвода теплоносителя на устье не будет иметь негативного влияния на устойчивость режима работы скважины.

Выводы

1. Организация плавного отвода теплоносителя на устье пароводяных геотермальных скважин (замена типовой обвязки (а) на рекомендуемую (б), рис. 1) позволяет

существенно снизить коэффициент сопротивления, что увеличит расход скважин и может иметь существенный экономический эффект.

2. Радиус кривизны отвода на устье рекомендуется выбирать в диапазоне от 1,4 до 2,4 внутренних диаметров трубы.

Финансирование

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-05-00398 а.

Литература

- Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. М: Машиностроение. 1992. 672 с.
- Колесников Д.В., Шулюпин А.Н., Любин А.А. Проблемы эксплуатации ГеоЭС Камчатки. *Электрические станции*. 2015. № 4. С. 16-19.
- Кононов А.А. Основы гидравлики. www.gidrav1.com.
- Шулюпин А.Н. Устойчивость течения в пароводяной геотермальной скважине. *ИФЖ*. 2016. Т. 89. № 3. С. 603-609.
- Шулюпин А.Н., Любин А.А., Чернев И.И. Оценка изменения расхода теплоносителя геотермальных электростанций при модификации системы его транспортировки. *Промышленная энергетика*. 2014. № 10. С. 39-42.
- Bertani R. Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report. *Geothermics*. 2016. Vol. 60. Pp. 31-43.
- Grubelich M.C., King D., Knudsen S., Blankenship D., Bane S., Venkatesh P. An overview of a high energy stimulation technique for geothermal applications. *Proc. World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia. 2015. No. 31070. 6 p.
- Holmberg H., Acuña J., Naess E., Sønju O.K. Numerical model for nongrouted borehole heat exchanges, part 2 – Evaluation. *Geothermics*. 2016. Vol. 59. Pp. 134-144.
- Lund J.W., Boyd T.L. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *Geothermics*. 2016. Vol. 60. Pp. 66-93.
- Pasikki R. G., Libert F., Yoshioka K., Leonard R. Well stimulation techniques applied at the Salak geothermal field. *Proc. World Geothermal Congress*. Bali, Indonesia. 2010. No. 2274. 11 p.
- Shulyupin A.N., Chernev I.I. Some methods for reducing of steam deficit at geothermal power plants exploitation: Experience of Kamchatka (Russia). *Geothermal Energy*. 2015. Vol. 3. No. 23. Pp. 1-11.
- Woloszyn J., Gołas A. Experimental verification and programming development of a new MDF borehole heat exchanger numerical model. *Geothermics*. 2016. Vol. 59. Pp. 67-76.

Седения об авторах

Александр Николаевич Шулюпин – доктор тех. наук, заместитель директора по научной и инновационной работе, Институт горного дела Дальневосточного отделения РАН

Россия, 680000, Хабаровск, ул. Тургенева, 51
Тел: +7(4212)32-79-27, e-mail: ans714@mail.ru

Алексей Анатольевич Любин – главный инженер ОАО «ГЕОТЕРМ»

Россия, 683009, Петропавловск-Камчатский, ул. Ак. Королева, 60

Тел: +7(4152)41-97-51
e-mail: LyubinAA@geotherm.rushydro.ru

Иван Иванович Чернев – заместитель главного инженера по ресурсной части, ОАО «ГЕОТЕРМ»

Россия, 684035, Камчатский край, п. Термальный, ул. Дачная, 31-2

Тел: +7(4152)41-97-57
e-mail: ChernevII@geotherm.rushydro.ru

Статья поступила в редакцию 17.08.2016;
Принята к публикации 25.01.2017; Опубликована 30.03.2017

Optimization of Wellhead Piping Design for Production Wells at Development of Steam-Water Geothermal Fields

A.N. Shulyupin¹, A.A. Lyubin², I.I. Chernev²

¹Mining Institute of the Far Eastern Branch of Russian Academy of Sciences, Khabarovsk, Russia

²Geotherm OJSC, Petropavlovsk-Kamchatskii, Russia

At present, the exploitation of geothermal resources develops in a fair competition with other types of energy resources. This leads to actuality of questions which associated with the more efficient use of existing wells, because cost of their drilling is a significant share of geothermal projects. In domestic practice of development of geothermal resources the steam-water wells have greatest energy potential. One way to improve the performance of these wells is a providing of smooth change of direction of motion of steam-water mixture from the vertical, in the well, to the horizontal, in steam gathering system.

Typical wellhead piping of domestic steam-water wells involves the removal of the mixture through a cross bar at a right angle. Cross bar can generate considerable pressure loss that increases the operating pressure at the mouth of the well and reduces flow rate. It seems reasonable to substitute the typical cross bar by smooth pipe bend. This reduces wellhead resistance coefficient by more than on 2.

Increase of curvature radius of pipe bend reduces the pressure loss to a local resistance but increases the friction pressure loss. There is an optimal curvature radius of pipe bend for minimum pressure loss in view of a local resistance and friction in the pipe bend. Calculations have shown that the optimum value for the radius of curvature is found in the range from 1.4 to 4.5 tube internal diameters. However, for technological reasons it is recommended to choose the radius of curvature from 1.4 to 2.4 diameters. Mounting of smooth pipe bend on the wellhead can provide significant economic benefits. For Mutnovka field (Kamchatka), this effect is estimated at 17.5 million rubles in year.

Key words: steam-water wells, wellhead piping, cross bar, smooth pipe bend, coefficient of resistance, radius of curvature

References

- Bertani R. Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report. *Geothermics*. 2016. Vol. 60. Pp. 31-43.
- Grubelich M.C., King D., Knudsen S., Blankenship D., Bane S., Venkatesh P. An overview of a high energy stimulation technique for geothermal applications. *Proc. World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia. 2015. No. 31070. 6 p.
- Holmberg H., Acuña J., Næss E., Sønju O.K. Numerical model for nongrouted borehole heat exchanges, part 2 – Evaluation. *Geothermics*. 2016. Vol. 59. Pp. 134-144.
- Idelchik I.E. *Spravochnik po gidravlicheskim soprotivleniyam* [Reference book on hydraulic resistance]. Moscow: Mashinostroyeniye. 1992. 672 p. (In Russ.)

Kolesnikov D.V., Lyubin A.A., Shulyupin A.N. Problems with using the geothermal resources of Kamchatka. *Power Technology and Engineering*. 2015. Vol. 49. No. 3. Pp. 212-215.

Kononov A.A. *Osnovy gidravliki* [Fundamentals of hydraulics]. www.gidravli.com. (In Russ.)

Lund J.W., Boyd T.L. Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *Geothermics*. 2016. Vol. 60. Pp. 66-93.

Pasikki R. G., Libert F., Yoshioka K., Leonard R. Well stimulation techniques applied at the Salak geothermal field. *Proc. World Geothermal Congress*. Bali, Indonesia. 2010. No. 2274. 11 p.

Shulyupin A.N., Chernev I.I. Some methods for reducing of steam deficit at geothermal power plants exploitation: Experience of Kamchatka (Russia). *Geothermal Energy*. 2015. Vol. 3. No. 23. Pp. 1-11.

Shulyupin A.N., Lyubin A.A., Chernev I.I. Assessment of changes in coolant flow at geothermal power plants attributed to the modification of a coolant transportation system. *Promyshlennaya energetika = Industrial Power Engineering*. 2014. No. 10. Pp. 39-42. (In Russ.)

Shulyupin A.N. Stability of flow in a steam-water geothermal well. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2016. Vol. 89. No. 3. Pp. 614-619.

Wołoszyn J., Golas A. Experimental verification and programming development of a new MDF borehole heat exchanger numerical model. *Geothermics*. 2016. Vol. 59. Pp. 67-76.

For citation: Shulyupin A.N., Lyubin A.A., Chernev I.I. Optimization of Wellhead Piping Design for Production Wells at Development of Steam-Water Geothermal Fields. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 1. Pp. 78-81. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.12>

About the Authors

Alexander N. Shulyupin – DSc in Engineering Science, Deputy Director for Scientific and Innovative Work, Mining Institute of the Far Eastern Branch of Russian Academy of Sciences

Russia, 680000, Khabarovsk, Turgenev St., 51
Phone: +7 (4212) 32-79-27, e-mail: ans714@mail.ru

Alexei A. Lyubin – Chief Engineer, Geotherm OJSC
Russia, 683009, Petropavlovsk-Kamchatskii, Ak. Koroleva St., 60. Phone: +7 (4152) 41-97-51
e-mail: LyubinAA@geotherm.rushydro.ru

Ivan I. Chernev – Deputy Chief Engineer for Resources, Geotherm OJSC

Russia, 684035, Kamchatskii krai, p. Termal'nyi, Dachnaya St., 31-2. Phone: +7(4152) 41-97-57
e-mail: ChernevII@geotherm.rushydro.ru

Manuscript received 17 August 2016; Accepted 25 January 2017;
Published 30 March 2017