

Способы обеспечения устойчивой работы пароводяных скважин

А.Н. Шулюпин

Институт горного дела Дальневосточного отделения РАН, Хабаровск, Россия
E-mail: ans714@mail.ru

Рассмотрены условия устойчивой работы пароводяной геотермальной скважины на основе анализа характеристик, отражающих зависимость забойного давления от расхода для скважины и питающего пласта. При расположении статического уровня воды ниже устья эти условия определяют принципиальную возможность парлифтной добычи теплоносителя в режиме самоизлива. При построении характеристики скважины следует учитывать зависимость внешнего устьевого давления, определяемого течением вниз по потоку от устья, от расхода. Достаточным условием устойчивой парлифтной добычи является нахождение рабочей точки (пересечение характеристик) на восходящей ветви характеристики скважины. При наличии факторов, сдерживающих развитие неустойчивости на устье, не исключается возможность парлифтной добычи при нахождении рабочей точки и на нисходящей ветви вблизи точки экстремума характеристики скважины.

Рассмотрены некоторые способы изменения характеристик скважины и пласта, способствующие достижению требуемого расположения рабочей точки. Отмечена важность выбора способа возбуждения скважины и технологии его реализации при наличии требуемого расположения. Указаны причины возникновения трудностей парлифтной эксплуатации скважины. Рекомендовано, столкнувшись на практике с такими трудностями и найдя причины их возникновения, выбрать наиболее подходящие способы их устранения, отдавая предпочтение простейшим в реализации способам, которые, в случае неудачи, не будут мешать дальнейшим попыткам обеспечить необходимый режим работы.

Ключевые слова: пароводяная скважина, парлифт, самоизлив, питающий пласт, статический уровень воды

Для цитирования: Шулюпин А.Н. (2019). Способы обеспечения устойчивой работы пароводяных скважин. *Георесурсы*, 21(1), с. 99-106. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.99-106>

Введение

В настоящее время геотермальные ресурсы активно используются как для преобразования тепловой энергии в электрическую (Bertani, 2016), так и в направлении прямого использования флюидов (Lund, Boyd, 2016). Масштабы освоения геотермальных ресурсов уже вышли за рамки дотационных проектов, все чаще работы осуществляются на коммерческой основе. Более того, например, на Камчатке геотермальная энергетика успешно конкурирует с дотируемыми традиционными видами (Колесников и др., 2015).

В новых условиях повышенное внимание стало уделяться вопросам эффективности использования фонда скважин, на строительство которых расходуется значительная часть затрат геотермальных проектов. В последние годы вырос интерес к вопросам стимулирования скважин (Grubelich et al., 2015; On, Andrino, 2015; Pasikki et al., 2010; Siratovich et al., 2015; и др.), которое позволяет повысить производительность скважин. Изучается возможность извлечения геотермальной энергии без подъема глубинных флюидов на поверхность (Alimonti et al., 2016; Holmberg et al., 2016; Wołoszyn, Gołas, 2016; Lous et al., 2015; и др.), что позволяет эксплуатировать непродуктивные скважины. Исследуются теплофизические процессы в скважинах и разрабатываются другие способы повышения их производительности (Алишаев, Азизов, 2011; Алхасов и др., 2016; Shulyupin, Chernev, 2015; Шулюпин и др., 2017).

Значительная доля мировых эксплуатируемых геотермальных ресурсов обеспечивается разработкой вододоминирующих высокопотенциальных месторождений теплоэнергетических вод (парогидротерм), насчитывающих большее количество по сравнению месторождениями чистого пара и имеющих более высокий энергетический потенциал по сравнению с однофазно-водяными месторождениями. У большинства скважин на месторождениях парогидротерм, в том числе во всех скважинах крупнейших отечественных месторождений, уровень пластовых вод находится ниже устья. Эксплуатация таких скважин осуществляется за счет парлифта – разновидности газлифта, когда подъем теплоносителя осуществляется за счет облегчения флюида вследствие его вскипания. При этом скважина работает в режиме самоизлива – парлифт работает как природный газлифт, поскольку кипение обеспечивается поступлением горячих вод из пласта.

Вместе с тем, на месторождениях парогидротерм имеется большое количество скважин, неспособных работать в режиме самоизлива (Mubarak, Zarrouk, 2017). Кроме того, опыт показывает, что продуктивные скважины со временем теряют свою производительность, и наступает момент, когда парлифт уже не обеспечивает необходимый режим работы. Поэтому важно выявить условия, обеспечивающие парлифтную эксплуатацию, установить факторы, снижающие эффективность парлифта, и разработать способы обеспечения работы скважины в режиме самоизлива. Этим вопросам посвящена настоящая работа.

Теоретические основы определения режима работы скважины

Режим работы скважины зависит от параметров питающего пласта, включая параметры флюидов, особенности его вскрытия, гидравлических характеристик ствола скважины и устьевых условий. Определение режима работы скважин удобно осуществлять на основе анализа характеристик скважины и питающего пласта, отражающих зависимость забойного давления от расхода. На рис. 1 под цифрой 1 представлена характеристика типовой по конструкции скважины Мутновского месторождения парогидротерм на Камчатке: глубина до пласта 1400 м, внутренний диаметр до глубины 1100 м составляет 0.225 м, глубже – 0.152 м, энтальпия смеси – 1200 кДж/г. Скважина подает пароводяную смесь в групповой сепаратор с постоянным устьевым давлением 7 бар. Расчет забойного давления (здесь и далее под забойным давлением принимается давление на уровне кровли пласта) выполнен по математической модели WELL-4 (Шулюпин, Чермошенцева, 2013). За характеристику пропускной способности пласта предлагается взять формулу Дюпюи (Дрознин, 1980):

$$G = \frac{2\pi kM(p_a - p_z)}{v \ln(R/r)}, \quad (1)$$

где G – массовый расход, k и M – коэффициент проницаемости и мощность пласта, p_a и p_z – пластовое и забойное давление, v – коэффициент кинематической вязкости флюида, R – радиус пьезометрической воронки, r – радиус скважины.

Данную формулу можно преобразовать к линейной зависимости забойного давления от расхода:

$$p_z = p_a - bG, \quad (2)$$

где

$$b = \frac{v \ln(R/r)}{2\pi kM}. \quad (3)$$

Прямые линии, согласно формуле (2), на рисунке под цифрами 2, 3 и 4 представлены некоторые варианты характеристик пласта. Рабочая точка определяется

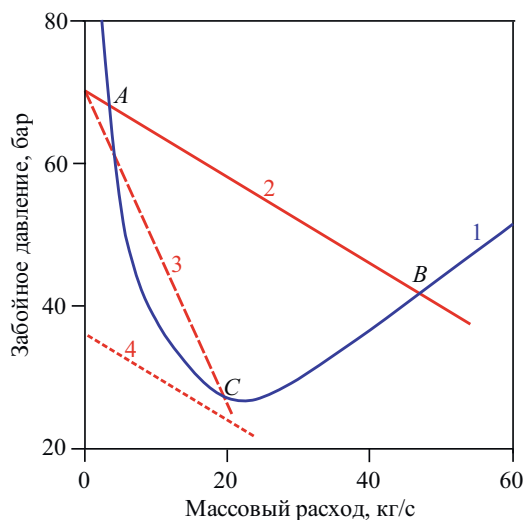


Рис. 1. Характеристика типовой скважины Мутновского месторождения (1) и возможные варианты характеристик пласта (2, 3, 4)

равенством забойных давлений в скважине и пласте, т.е. точкой пересечения характеристик скважины и пласта.

Прямые линии для характеристики пласта соответствуют установившимся условиям питания при линейном законе фильтрации. Положение начальной точки (при нулевом расходе) определяется величиной статического давления в пласте. Угол наклона характеристик определяется фильтрационными свойствами пласта, условиями его вскрытия конкретной скважиной и вязкостью флюида. В действительности, фильтрация в пласте, особенно в призабойной зоне, может отличаться от линейной. Кроме того, в процессе эксплуатации, как правило, происходит падение законтурного давления, а также снижается проницаемость пласта за счет отложения солей в проводящих каналах. Отложение особенно интенсивно происходит при распространении зоны кипения в пласт. Тем не менее, в определенный момент времени условия фильтрации в пласте практически всегда могут быть приняты установившимися (или квазистационарными), а линейная зависимость, при отсутствии возможности более точного определения, может считаться первым приближением для характеристики пласта.

При характеристике пласта 4 рабочих точек нет, т.е. скважина принципиально не может работать на самоизливе. Исключая гипотетические варианты, характеристики пласта имеют отрицательный наклон. Учитывая вид характеристики скважины, в точке пересечения возможны три варианта сочетания наклонов: при положительном наклоне характеристики скважины (точка B на рис. 1); при отрицательном наклоне характеристики скважины, превосходящим наклон характеристики пласта (точка A); при отрицательном наклоне характеристики скважины, меньшем наклоне характеристики пласта (точка C). Возможность работы скважины для данных точек требует более детального анализа на предмет устойчивости течения.

Устойчивым режим работы скважины может считаться в том случае, если при его реализации отсутствуют фазы неустойчивых процессов. Применительно к скважинам такие процессы обусловлены неустойчивостью течения. Неустойчивое течение связано с наличием условий для развития нестационарности при малых возмущениях параметров потока. Условие устойчивости течения в пароводяной скважине в общем виде определяется соотношением (Шулюпин, 2016):

$$\frac{\partial \Delta p_i}{\partial G} > \frac{\partial p_z}{\partial G} - \frac{\partial p_w}{\partial G}, \quad (4)$$

где Δp_i – внутренний перепад давления в скважине (сумма перепадов давления на трение, гравитацию и конвективное ускорение), p_w – внешнее устьевое давление (определяется течением вниз по потоку от устья), забойное давление p_z в данной формуле считается внешним (определяется течением в пласте).

Соотношение (4) совпадает с известным условием Лединегга (Ledinegg, 1938; Nayak, Vijayan, 2008; Ruspini et al., 2014). Обычно неустойчивость Лединегга относится к классу статической неустойчивости (Boire et al., 1973; Ruspini et al., 2014). В нашем случае соотношение (4) получено на основе анализа динамических процессов, поэтому в таком виде оно актуально только в случае

достаточно быстрой реакции внешних давлений (p_w и p_z), определяемых течением вниз по потоку от устья и вверх по потоку от забоя, на изменение расхода, но такая реакция существует не всегда. Кроме того, в нашем случае имеются существенное отличие факторов, обуславливающих неустойчивость. Классическая неустойчивость Лединегга связывается с особенностью трения и фазовым переходом, вызванным тепловым потоком на стенке канала. Для скважин ни трение, ни тепловой поток на стенке не являются определяющими факторами. С ростом расхода в двухфазном потоке усиливается перемешивание фаз, что снижает отношение их средних скоростей и снижает плотность смеси, снижается сила тяжести. Следовательно, нарушение условия (4) может проявляться при малом влиянии трения и ускорения, роль которых возрастает с увеличением расхода. Для проявления неустойчивости, в данном случае, определяющей является гравитационная сила, а усиливающим фактором является фазовый переход при декомпрессии, дополнительно снижающий плотность смеси. Этот случай можно классифицировать как гравитационную неустойчивость. Совпадение (4) с известным условием Лединегга отражает общность механизма развития неустойчивости в обоих случаях.

Важной особенностью гравитационной неустойчивости является возможность ее развития исключительно от устья к забою (Шулюпин, 2016). Вследствие временной задержки, необходимой для достижения областью развивающейся неустойчивости забоя, реакция забойного давления в большинстве случаев не способна влиять на развитие неустойчивости. В форме (4) условие устойчивости может быть использовано только для неглубоких скважин. На практике условие устойчивости целесообразно использовать в виде:

$$\frac{\partial \Delta p_i}{\partial G} + \frac{\partial p_w}{\partial G} > 0. \quad (5)$$

Если характеристику скважины определять с учетом зависимости устьевого давления от условий течения вниз по потоку от устья, то угол наклона характеристики скважины будет характеризовать левую часть (5). Согласно данному условию, устойчивым течение может быть только при характеристике пласта 2 при расходе, соответствующим точке *B* (Рис. 1). Во всех остальных случаях течение будет неустойчивым, т.е. при заданном постоянном устьевом давлении парлифт не в состоянии обеспечить устойчивую работу скважины.

Отдельно рассмотрим точку *C* (Рис. 1). Как показано в (Дрознин, 1980), такой вариант сочетания наклонов характерен для гейзерного режима, при этом необходимо, чтобы забойное давление пласта при нулевом расходе превышало гидростатическое давление столба воды в скважине. В указанной работе описана лабораторная установка, которая с успехом демонстрировала искусственный гейзер. Заметим, что соотношение (4) допускает возможность работы при таком сочетании характеристик, но как отмечалось, лишь при дополнительных условиях. В некоторых скважинах Паужетского месторождения парогидротерм (Камчатка), имеющих низкий расход, соответствующий положению рабочей точки на нисходящей ветви характеристики скважины, и малую глубину зон питания, наблюдался пульсирующий режим работы, т.е.

скважины работали при самоизливе, но режим излива не позволял использовать их для эксплуатации.

Рассмотрим базовое условие (4) применительно к некоторому элементу канала. Если левая часть, характеризующая внутренний перепад, больше нуля, неустойчивость может обеспечиваться только реакцией внешних давлений на изменение расхода. Такое течение обладает внутренней устойчивостью – сам элемент оказывает стабилизирующее влияние. Если в элементе производная внутреннего перепада давления меньше нуля, и это условие выполняется для сопряженных с ним элементов, реакция внешних давлений на этот элемент будет замедлена, что создаст условия для возникновения неустойчивости. Применяя условие (4) для локального элемента скважины, в (Шулюпин, 2016) вводится параметр:

$$a = \frac{G}{(\partial p / \partial z)} \frac{\partial}{\partial G} \left(\frac{\partial p}{\partial z} \right), \quad (6)$$

где a – параметр внутренней устойчивости, $\partial p / \partial z$ – градиент давления.

Расчет распределения параметра a по глубине показал (Шулюпин и др., 2018), что при высоких расходах на всем протяжении скважины может выполняться условие внутренней устойчивости. При снижении расхода в нижней части пароводяного столба образуется область внутренней неустойчивости, расширяющаяся по мере снижения расхода. При малых расходах область внутренней неустойчивости охватывает все пароводяное течение. Важно отметить, что при нарушении условия (5) в верхней части скважины возможно существование достаточно обширной области внутренне устойчивого течения, выступающей барьером для развития неустойчивости от устья к забою.

В этой связи не следует рассматривать условие (5) как абсолютное, при нарушении которого течение обязательно должно быть неустойчивым. Переход от устойчивого режима работы к неустойчивому будет определяться масштабом неустойчивости, формирующейся в области внутренней неустойчивости, и стабилизирующей способностью области внутренней устойчивости. При снижении расхода, например в случае отложения солей в призабойной зоне, область внутренней устойчивости будет уменьшаться, и наступит момент, когда колебания параметров потока, пришедшего из области внутренней неустойчивости, приведут к развитию неустойчивости на устье и самозадавлыванию скважины. При этом нельзя отрицать возможность существования метастабильного течения, когда условие (5) не выполняется, но нет необходимого развития неустойчивости от устья к забою. Тем не менее, гарантированная работа скважины в режиме парлифта обеспечивается выполнением условия (5), соответствующего нахождению рабочей точки на восходящей ветви характеристики скважины.

Если рабочая точка изначально находится на нисходящей ветви, или пересечения характеристик вовсе нет, добиться необходимого расположения рабочей точки можно по двум направлениям: первое – изменение характеристики пласта; второе – изменение характеристики скважины. Напомним, характеристику скважины следует рассматривать с учетом зависимости устьевого давления от условий течения вниз по потоку от устья. Еще одним направлением в обеспечении парлифтной эксплуатации,

при наличии необходимого сочетания характеристик скважины и пласта, является выбор способа и технологии возбуждения скважины, поскольку из существующего многообразия не все способы и технологии могут инициировать выход на рабочие параметры.

Некоторые способы обеспечения парлифтной эксплуатации

Анализ рис. 1 показывает, что высокое расположение начальной точки характеристики пласта увеличивает шансы для достижения устойчивого течения (характеристики пласта 4 и 2). Соответственно, обеспечение парлифта возможно за счет повышения начального пластового давления. Это можно достичь путем закачки отработанного теплоносителя и неиспользуемого сепарата в пласт. Также можно снизить объем добычи в скважинах, взаимодействующих с рассматриваемой. Указанные способы требуют согласования с общей стратегией разработки месторождений, поэтому их отдельное рассмотрение в настоящей работе нецелесообразно.

Другим путем является снижение угла наклона характеристики пласта, т.е. улучшение его проницаемости (Рис. 1, характеристики пласта 2 и 3). Как уже отмечалось, в настоящее время ведутся активные исследования в области стимулирования скважин. Способы стимулирования по назначению можно разделить на два типа: первый тип – стимулирование пласта; второй тип – стимулирование или запуск парлифта (в отечественной практике используется термин «возбуждение скважины»).

Существует много способов стимулирования пласта, их анализ может быть темой отдельного изучения. В настоящей работе ограничимся описанием опыта отечественных специалистов. При эксплуатации Мутновского месторождения хороший результат показал простейший в реализации способ: многократное возбуждение с использованием быстрой декомпрессии (Shulyupin, Chernev, 2015). Ключевым отличием этого способа от аналогов является быстрое открытие устья скважины, находящегося под давлением, и многократное повторение операций. Для открытия устья используются специальные устройства, обеспечивающие время полного открытия порядка 0.1 с. Быстрое открытие позволяет создать максимальные динамические и термические нагрузки на призабойную зону пласта. Это способствует удалению отложений в проницаемых каналах и образованию новых каналов.

Распространенной причиной самопроизвольного прекращения парлифта (используется термин «самозадавливание») на Камчатке является снижение проводимости пласта в связи с отложениями в его призабойной зоне. Опыт показывает, что стимулирование парлифта с переводом на свободное фонтанирование позволяет частично удалить отложения, что на некоторое время возвращает необходимый для эксплуатации режим разгрузки. Это, пожалуй, самый простой, но не самый эффективный способ. Заметим, что более эффективным представляется применение стимулирования пласта способом многократного возбуждения с мгновенной декомпрессией на устье.

Простейший способ изменения характеристики скважины – изменение эксплуатационного давления. На рис. 2 приведены две расчетные характеристики скважины. Первая аналогична характеристике на рис. 1 (для

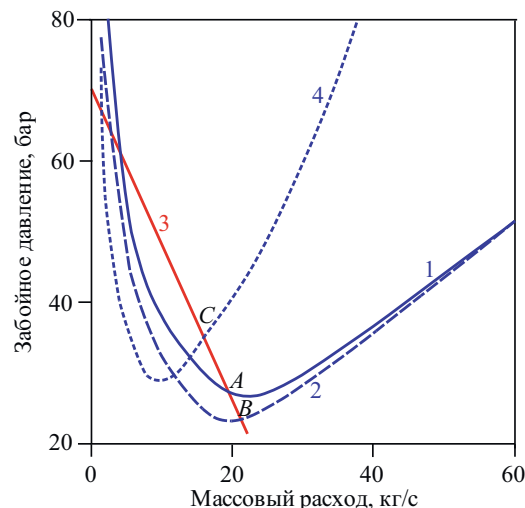


Рис. 2. Характеристики скважины и пласта: 1 – скважина с устьевым давлением 7 бар, 2 – скважина с устьевым давлением 6 бар, 3 – пласт, 4 – скважина с уменьшенным диаметром

устьевого давления 7 бар). Вторая соответствует той же скважине, но при 6 бар. При характеристике пласта 3 снижение устьевого давления переводит скважину из неустойчивого состояния (точка A) в устойчивое (точка B). Однако такой способ не всегда оправдан, поскольку снижение эксплуатационного давления в одной скважине требует соответствующего снижения в других скважинах, работающих на ту же энергетическую установку, что приводит к снижению эффективности ее работы.

Другой способ заключается в изменении условий транспортировки теплоносителя от устья до энергоустановки. Эти изменения относятся ко второму слагаемому левой части (5). Необходимо стремиться к максимальному значению указанного слагаемого при заданных давлениях на входе в энергоустановку и на устье. В качестве примера рассмотрим случай, когда теплоноситель от скважины до группового сепаратора электростанции транспортируется по трубопроводу пароводяной смеси, а трубопровод имеет неоправданно большой диаметр и восходящие участки. Такие случаи имели место на Мутновском месторождении (трубопроводы от скважин А-2, А-3, 4-Э). В таких трубопроводах перепады давления за счет трения минимальны, но восходящие участки дают заметные значения для гравитационного перепада, который с ростом расхода снижается. В результате, при наличии заметного общего перепада давления от устья до сепаратора, соответствующее слагаемое (5) может иметь отрицательное значение, что негативно сказывается на устойчивости. Уменьшение диаметра трубопровода способно, без существенного изменения общего перепада давления при транспортировке, повысить устойчивость режима работы скважины.

Затронув вопрос о влиянии условий вниз по течению от устья, определяемых вторым слагаемым левой части (5), необходимо отметить один важный практический аспект. Устойчивая работа скважины при заданном устьевом давлении в процессе испытания не гарантирует возможность эксплуатации при том же давлении. Иногда это объясняется временным фактором, поскольку характеристики скважины изменяются от момента испытания до попытки ввода в эксплуатацию. Но в ряде случаев временной фактор исключается. Например, попытки ввода в эксплуатацию скважин А-2 и А-3 на Мутновском

месторождении делались непосредственно перед испытаниями и после испытаний. Эти скважины, показавшие устойчивую работу при опробовании в диапазоне устьевых давлений 7.0-11.9 бар и 3.0-12.2 бар, соответственно, оказались неспособными к устойчивой эксплуатации с устьевым давлением 7.0-7.5 бар.

Дело в том, что условия испытаний существенно отличаются от условий эксплуатации в части второго слагаемого левой части условия (5). При эксплуатации данные скважины должны работать на групповой сепаратор, в котором поддерживается относительно постоянное, не зависящее от расхода скважины, давление, что обеспечивает относительное постоянство устьевого давления, т.е. второе слагаемое левой части (5) близко к нулю, а с учетом необоснованно завышенного диаметра трубопроводов при наличии восходящих участков может принимать даже отрицательные значения. Испытание осуществляется на различных ступенях устьевого давления, которые обеспечиваются дросселированием потока на задвижке, расположенной перед входом в расходомерную установку. То есть вблизи устья имеет место значительный перепад, обеспечивающий необходимую степень устьевого давления, существенно зависящий от расхода. В этом случае величина второго слагаемого левой части (5) значительна и имеет положительный знак, что повышает устойчивость. Это объясняет факт повышенной устойчивости режима работы скважин при опробовании.

Как показано в (Shulyupin, Chernev, 2015), позитивные изменения характеристики скважины может дать простое дросселирование потока на устье, которое смещает точку экстремума в область меньших расходов. В случае слабой проницаемости пласта это может перевести рабочую точку на восходящую ветвь характеристики скважины.

С помощью дросселирования на устье были введены в эксплуатацию скважины 4-Э и А-3 на Мутновском месторождении, которые не могли работать непосредственно в магистральный трубопровод. Необходимая степень дросселирования подбиралась экспериментально. Дросселирующий клапан выступал элементом, препятствующим развитию неустойчивости. Учитывая возможность метастабильного течения, в этом случае экспериментально подобранный режим вероятнее всего будет соответствовать метастабильному течению. Действительно, расчеты по программе WELL-4 показали, что параметры работы этих скважин не соответствуют условию (5). В обоих случаях сумма слагаемых в левой части оказалась меньше нуля (Шулюпин и др., 2018), т.е. согласно расчетам, обе скважины не должны работать устойчиво. Тем не менее, практически имело место устойчивое течение.

В настоящее время метастабильное течение практически не изучено. Можно предположить, что такое течение не является надежным союзником устойчивости. Заметим, что скважина 4-Э до вывода из эксплуатации смогла проработать несколько лет, а скважина А-3 быстро вышла из эксплуатации.

Хорошие результаты по обеспечению устойчивости может дать изменение характеристики скважины путем установки, внутри существующей обсадной колонны, вкладыша, снижающего внутренний диаметр канала (Shulyupin, Chernev, 2015). На рис. 2 под цифрой 4 представлена характеристика скважины, рассчитанная при

тех же условиях, что и характеристика 1, за исключением диаметра верхней части (изменен с 0.225 м на 0.154 м). Как видно на рисунке, рабочая точка для этой характеристики (точка С) находится в области устойчивого течения.

Этот способ был реализован на скважине А-2 Мутновского месторождения. Длительное время скважина эксплуатировалась в условиях периодического самозадавливания. Изменение режима работы сопровождалось температурными нагрузками на обсадную колонну, приведшими, в конечном счете, к ее разрыву. Установка вкладыша изначально задумывалась как мероприятие по устранению последствий разрыва обсадной колонны скважины. После реконструкции скважина стала работать устойчиво, без самозадавливания. Аналогичное мероприятие, но уже с основной целью обеспечения устойчивости, было реализовано на скважине Гео-2 Мутновского месторождения и также дало положительный результат.

В работе (Mubarok, Zarrouk 2017) отмечено, что заниженный диаметр является одной из причин невозможности работы на самоизливе. Теоретически, можно предположить наличие случая, когда перевод в устойчивое состояние может достигаться увеличением диаметра. Например, при характеристике пласта, проходящей ниже точки экстремума кривой 4 и выше точки экстремума кривой 1 на рис. 2. Но такой случай следует рассматривать исключительно как гипотетический. На практике, именно завышенный диаметр может служить фактором неустойчивости, в том числе, препятствовать работе на самоизливе.

Неустойчивость может возникать по причине наличия дефектов, допущенных в ходе строительства скважины. Не всегда проект строительства по техническим причинам полностью выполняется. Дефекты также могут возникать в ходе эксплуатации и простаивания скважины. Примером служит рассмотренный случай нарушения герметичности обсадки скважины А-2. Достаточно часто в эксплуатирующихся и, особенно, в простаивающих скважинах происходит отложение солей в местах наиболее интенсивного изменения термодинамических параметров. Ликвидация указанных и подобных им дефектов способствует обеспечению работы скважины в режиме парлифта.

В случае нахождения статического уровня воды ниже устья, для работы скважины в режиме самоизлива требуется выполнить некоторые процедуры для запуска механизма парлифта. Такие процедуры в международной практике относятся к стимулированию скважин, в отечественной практике, как отмечалось, для них используется специальный термин – возбуждение скважин. Главный элемент этих процедур – удаление столба относительно холодной воды из скважины. Неудачный выбор способа возбуждения и технологии его реализации могут привести к неудаче при попытке ввода скважины в рабочий режим.

В работе (Mubarok, Zarrouk, 2017) подробно описано несколько способов возбуждения скважин. Отметим, что активно используемый как в России, так и за рубежом самопрогрев скважины с закрытой устьевой задвижкой также можно рассматривать как элемент процедуры возбуждения. Представленный в упомянутой работе список можно дополнить способами, которые активно использовались при освоении Паужетского месторождения. На ранних этапах возбуждение осуществлялось простым

способом – в скважину засыпался карбид. При контакте с водой карбид выделял газ, газлифт облегчал флюид в скважине, облегченный флюид под действием забойного давления удалялся из ствола и далее активизировался парлифт. В некоторых скважинах для удаления столба холодной воды использовалось свабиrowание.

Рассмотрим один из случаев, указывающих на важность выбора способа возбуждения скважины. Пусть пласт состоит из двух питающих зон. Верхняя зона содержит относительно холодную воду, нижняя зона содержит относительно горячую воду. В статическом состоянии с открытой верхней устьевой задвижкой перетоков между зонами нет (Рис. 3а).

При стационарной работе в режиме парлифта уровень парообразования опускается до нижней зоны (Рис. 3б). В статическом состоянии между зонами в скважине находится вода, а при работе в режиме парлифта – пароводяная смесь. При работе с условием $p_{c0} < p_{h1} - \Delta p_1$ (p_{c0} – давление в верхней зоне в статическом состоянии, p_{h1} и Δp_1 – давление в скважине на уровне нижней зоны и перепад давления в скважине между зонами при работе в режиме парлифта), за счет уменьшения перепада давления между зонами, верхняя зона не поставляет, а принимает флюид. В данном случае энтальпия вскипающего теплоносителя определяется исключительно нижней, горячей зоной.

Один из наиболее распространенных способов запуска парлифта – нагнетание воздуха. Столб воды выдавливается воздухом в пласт, там вода нагревается, и при открытии скважины начинается парлифт. Если в рассматриваемой скважине устье открывается быстро, в начальной стадии депрессии в верхней зоне давление p_{c2} будет ниже p_{c0} (Рис. 3с), следовательно в скважину будет поступать относительно холодный флюид из верхней зоны. Присутствие холодного флюида снизит эффективность начальной стадии парлифта, и скважина может не выйти на режим стационарной работы.

Такую скважину целесообразно возбуждать, удаляя столб холодной воды свабом. Также можно попытаться

подобрать скорость открытия устьевого клапана. Заметим, что на Паужетском месторождении в подобных случаях, когда способ нагнетания воздуха оказывался неэффективным, успешный результат давал метод свабиrowания.

Рекомендации по обеспечению работы скважин в режиме парлифта

Рассмотренные способы можно классифицировать по трем направлениям: изменение характеристики пласта, изменение характеристики скважины, рационализация процесса возбуждения. В каждом направлении можно выделить по две группы. В первом – увеличение статического давления пласта (законтурного давления) и улучшение условий фильтрации. Во втором – изменение конструкции скважины (в том числе, устранение дефектов) и изменение условий транспортировки флюида от устья. В третьем – выбор рационального способа возбуждения и выбор технологии его реализации. Также можно определить основные факторы, которые могут препятствовать парлифтной эксплуатации скважины, вскрывшей резервуар с известной энтальпией теплоносителя, в режиме самоизлива с заданными условиями на устье:

- Малое начальное пластовое давление (при нулевом расходе);
- Низкая проводимость пласта;
- Неблагоприятные условия течения вниз по потоку от устья;
- Несоответствующий (завышенный) диаметр обсадной колонны;
- Технические дефекты при строительстве скважины, или возникшие в процессе ее эксплуатации или простаивания;
- Неудачно выбранный способ и технология стимулирования парлифта.

Столкнувшись на практике с трудностями обеспечения работы скважины в режиме парлифта необходимо, прежде всего, выяснить причины их возникновения, а затем выбрать направление и группу, в которых следует искать способы устранения выявленных причин. Как правило, твердой уверенности в причинах неудачи обеспечения работы скважины в режиме парлифта нет. Имеются лишь некоторые предположения. В таких случаях целесообразно решать задачу подбором способов с учетом уровня затрат и возможных необратимых последствий при их реализации. Например, предполагая низкую проводимость пласта, для начала следует попытаться решить задачу методами стимулирования питающих зон, и только как крайнюю меру использовать уменьшение внутреннего диаметра скважины. Установка вкладыша внутри эксплуатационной колонны для уменьшения ее диаметра является непростой, требующей значительных затрат задачей. После установки вкладыша скважина может потерять потенциал, который мог бы быть обеспечен другими методами. Заметим, самая производительная отечественная геотермальная скважина (042 на Мутновском месторождении) ранее считалась непродуктивной, но была введена в режим самоизлива методом стимулирования пласта. Если бы внутри нее раньше установили вкладыш, возможно, стимулирование не дало бы положительного результата, а при положительном результате, определенно, производительность была бы значительно меньше.

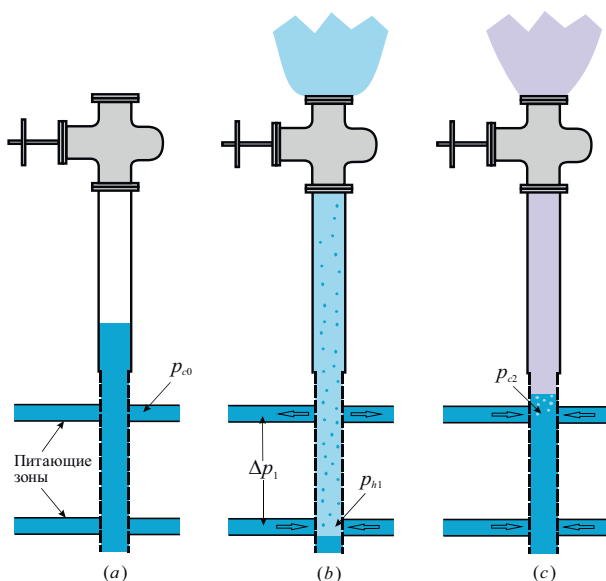


Рис. 3. Приток флюида к скважине: (а) – статическое состояние с открытой устьевой задвижкой; (б) – устойчивая работа в режиме парлифта; (с) – состояние после быстрого открытия устья при стимулировании способом нагнетания воздуха

Заключение

Возможность парлифтной эксплуатации геотермальных скважин определяется условиями сочетания характеристик, отражающих зависимость забойного давления от расхода, для скважины и пласта. При этом характеристику скважины следует получать с учетом зависимости внешнего устьевого давления, определяемого течением вниз по потоку от устья, от расхода. Достаточным условием является нахождение рабочей точки на восходящей ветви характеристики скважины. Не исключается возможность эксплуатации при нахождении рабочей точки и на нисходящей ветви вблизи точки экстремума указанной характеристики, особенно при наличии дополнительных факторов, сдерживающих развитие неустойчивости на устье (например, дросселирование на устье), формально выраженных в положительной и значительной величине второго слагаемого левой части условия (5).

Изменяя характеристики скважины и пласта можно добиться требуемого их сочетания. При наличии требуемого сочетания важно в каждом конкретном случае правильно выбрать способ возбуждения скважины и технологию его реализации.

Столкнувшись на практике с трудностями парлифтной эксплуатации скважины необходимо найти причины их возникновения и, выяснив причины, выбрать наиболее подходящие способы их устранения. При этом необходимо отдать предпочтение простейшим в реализации способам, которые, в случае неудачи, не создадут непреодолимых трудностей для дальнейших попыток обеспечить необходимый режим работы.

Благодарности

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

Литература

- Алишаев М.Г., Азизов Г.А. (2011). Термобарический расчёт паротермальной скважины. *Теплоэнергетика*, 7, с. 50-55. DOI: 10.1134/S0040601511070020
- Алхасов А.Б., Алишаев М.Г., Алхасова Д.А. (2016). Парообразование и движение смеси по скважине при добыче глубинных термальных вод. *Мат. II между. научно-практ. конф.: GEOENERGY*. Грозный, с. 101-115.
- Дрознин В.А. (1980). Физическая модель вулканического процесса. М: Наука, 92 с.
- Колесников Д.В., Шулюпин А.Н., Любин А.А. (2015). Проблемы эксплуатации ГеоЭС Камчатки. *Электрические станции*, 4, с. 16-19. DOI: 10.1007/s10749-015-0601-7
- Шулюпин А.Н. (2016). Неустойчивость течения в добычной скважине на месторождении парогидротерм. *Записки Горного института*, 220, с. 551-555. DOI: 10.18454/PMI.2016.4.551
- Шулюпин А.Н., Любин А.А., Чернев И.И. (2017). Оптимизация конструкции устьевой обвязки добычных скважин при освоении месторождения парогидротерм. *Георесурсы*, 19(1), с. 78-81. DOI: 10.18599/grs.19.1.12
- Шулюпин А.Н., Чермошенцева А.А. (2013). О расчете пароводяного течения в геотермальной скважине. *Журнал технической физики*, 83(8), с. 14-19. DOI: 10.1134/S1063784213080227

- Шулюпин А.Н., Чермошенцева А.А., Чернев И.И. (2018). Метастабильное течение в пароводяной геотермальной скважине. *Вестник КамчатГТУ*, 43, с. 37-43. DOI: 10.17217/2079-0333-2018-43-37-43
- Alimonti C., Berardi D., Bocchetti D., Soldo E. (2016). Coupling of energy conversion systems and wellbore heat exchanger in a depleted oil well. *Geothermal Energy*, 4(11), pp. 1-17. DOI: 10.1186/s40517-016-0053-9
- Bertani R. (2016). Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report. *Geothermics*, 60, pp. 31-43. DOI:10.1016/j.geothermics.2015.11.003
- Boure J., Bergles A., Tong L. (1973). Review of two-phase flow instabilities. *Nucl. Eng. Des.*, 25, pp. 165-192. [https://doi.org/10.1016/0029-5493\(73\)90043-5](https://doi.org/10.1016/0029-5493(73)90043-5)
- Grubelich M.C., King D., Knudsen S., Blankenship D., Bane S., Venkatesh P. (2015). An overview of a high energy stimulation technique for geothermal applications. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia. No. 31070, pp. 1-6.
- Holmberg H., Acuña J., Næss E., Sønju O.K. (2016). Numerical model for nongrouted borehole heat exchanges, part 2 – Evaluation. *Geothermics*, 59, pp. 134-144. DOI: 10.1016/j.geothermics.2014.11.002
- Ledinegg M. (1938). Instability of flow during natural and forced circulation. *Die Wärme*, 61(8), pp. 891-898.
- Lous M.L., Larroque F., Dupuy A., Moignard A. (2015). Thermal performance of a deep borehole heat exchanger: Insights from a synthetic coupled heat and flow model. *Geothermics*, 57, pp. 157-172. DOI:10.1016/j.geothermics.2015.06.014
- Lund J.W., Boyd T.L. (2016). Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *Geothermics*, 60, pp. 66-93. DOI: 10.1016/j.geothermics.2015.11.004
- Mubarok M.H., Zarrouk S.J. (2017). Discharge stimulation of geothermal wells: Overview and analysis. *Geothermics*, 70, pp. 17-37. DOI: 10.1016/j.geothermics.2017.05.012
- Nayak A.K., Vijayan P.K. (2008). Flow Instabilities in Boiling Two-Phase Natural Circulation Systems: A Review. *Science and Technology of Nuclear Installations*. ID 573192. DOI: 10.1155/2008/573192
- On M.D.G., Andriano R.P. (2015). Evaluation of hydraulic stimulation-induced permeability enhancement. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia, No. 22094, pp. 1-8.
- Pasikki R.G., Libert F., Yoshioka K., Leonard R. (2010). Well stimulation techniques applied at the Salak geothermal field. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Bali, Indonesia. No. 2274, pp. 1-11.
- Ruspini L.C., Marcel C.P., Clause A. (2014). Two-phase flow instabilities: A review. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 71, pp. 521-548. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2013.12.047
- Shulyupin A.N., Chernev I.I. (2015). Some methods for reducing of steam deficit at geothermal power plants exploitation: Experience of Kamchatka (Russia). *Geothermal Energy*, 3(23), pp. 1-11. DOI: 10.1186/s40517-015-0042-4
- Siratovich P., Cole J., Heap M., Villeneuve M., Reuschle T., Swanson K., Kennedy B., Gravley D., Lavalley Y. (2015). Experimental thermal stimulation of the Rotokawa Andesite. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia. No. 22044, pp. 1-6.
- Wołoszyn J., Gołas A. (2016). Experimental verification and programming development of a new MDF borehole heat exchanger numerical model. *Geothermics*, 59, pp. 67-76. DOI: 10.1016/j.geothermics.2015.10.006

Сведения об авторе

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

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

Статья поступила в редакцию 07.05.2018;
Принята к публикации 25.12.2018; Опубликована 30.03.2019

IN ENGLISH

Methods for ensuring of stable operate of steam-water wells

A.N. Shulyupin

Mining Institute of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences, Khabarovsk, Russian Federation
E-mail: ans714@mail.ru

Abstract. The conditions for the stable operation of the steam-water geothermal well are considered on the basis of the analysis of the characteristics reflecting the dependence of the bottomhole pressure on the flow rate for the well and the feed aquifer. When the position of the static water level is below the wellhead, these conditions determine the principle possibility of the steam-lift production of the fluid in the self-discharge regime. When constructing the characteristics of the well, it is necessary to take into account the dependence of the external wellhead pressure, determined by the flow downstream from the wellhead, on the flow. A sufficient condition for stable steam-lift operation is the finding of a working point (the intersection of characteristics) on the ascending branch of the characteristic of the well. In the presence of factors that inhibit the development of instability at the wellhead, the possibility of steam-lift operation while finding a working point and on the descending branch near the extremum of the well characteristic is not ruled out.

Some methods of changing the characteristics of a well and an aquifer that contribute to the achievement of the required location of the working point are considered. The importance of choosing the method of excitation of a well and the technology of its implementation in the presence of the required location are noted. The reasons for appearance of difficulties of the steam-lift operation of the well are indicated. It is recommended, having faced in practice with such difficulties and having found the reasons for their occurrence, choose the most appropriate ways of eliminating them, preferring the simplest in the implementation the methods that, in case of failure, will not interfere with further attempts to provide the necessary mode of operation.

Keywords: steam-water well, steam-lift, self-discharge, feed aquifer, static water level

Recommended citation: Shulyupin A.N. (2019). Methods for ensuring of stable operate of steam-water wells. *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 99-106. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.99-106>

Acknowledgements

The study was performed with the financial support of the Russian Foundation for Basic Research, research project No. 16-05-00398.

References

- Alimonti C., Berardi D., Bocchetti D., Soldo E. (2016). Coupling of energy conversion systems and wellbore heat exchanger in a depleted oil well. *Geothermal Energy*, 4(11), pp. 1-17. DOI: 10.1186/s40517-016-0053-9
- Alishaev M.G., Azizov G.A. (2011). Thermobaric calculation of a steam-thermal borehole. *Thermal Engineering*, 58(7), pp. 578-592. DOI: 10.1134/S0040601511070020 (In Russ.)
- Alkhasov A.B., Alishaev M.G., Alkhasova D.A. (2016). Vaporization and movement of the mixture through the well during the extraction of deep thermal waters. *Mat. II mezhd. nauchno-prakt. konf.: GEOENERGY* [Proc. II Int. Sci.-Pract. Conf.: GeoEnergy]. Groznyy, pp. 101-115. (In Russ.)
- Bertani R. (2016). Geothermal power generation in the world 2010-2014 update report. *Geothermics*, 60, pp. 31-43. DOI:10.1016/j.geothermics.2015.11.003
- Boure J., Bergles A., Tong L. (1973). Review of two-phase flow instabilities. *Nucl. Eng. Des.*, 25, pp. 165-192. [https://doi.org/10.1016/0029-5493\(73\)90043-5](https://doi.org/10.1016/0029-5493(73)90043-5)
- Droznin V.A. (1980). Fizicheskaya model vulkanicheskogo protsesssa [Physical model of volcanic process]. Moscow: Nauka, 92 p. (In Russ.)

Grubelich M.C., King D., Knudsen S., Blankenship D., Bane S., Venkatesh P. (2015). An overview of a high energy stimulation technique for geothermal applications. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia. No. 31070, pp. 1-6.

Holmberg H., Acuña J., Næss E., Sønju O.K. (2016). Numerical model for nongrouted borehole heat exchanges, part 2 – Evaluation. *Geothermics*, 59, pp. 134-144. DOI: 10.1016/j.geothermics.2014.11.002

Kolesnikov D.V., Lyubin A.A., Shulyupin A.N. (2015). Problems with using the geothermal resources of Kamchatka. *Power Technology and Engineering*, 49(3), pp. 212-215. DOI: 10.1007/s10749-015-0601-7 (In Russ.)

Ledinegg M. (1938). Instability of flow during natural and forced circulation. *Die Wärme*, 61(8), pp. 891-898.

Lous M.L., Larroque F., Dupuy A., Moignard A. (2015). Thermal performance of a deep borehole heat exchanger: Insights from a synthetic coupled heat and flow model. *Geothermics*, 57, pp. 157-172. DOI:10.1016/j.geothermics.2015.06.014

Lund J.W., Boyd T.L. (2016). Direct utilization of geothermal energy 2015 worldwide review. *Geothermics*, 60, pp. 66-93. DOI: 10.1016/j.geothermics.2015.11.004

Mubarak M.H., Zarrouk S.J. (2017). Discharge stimulation of geothermal wells: Overview and analysis. *Geothermics*, 70, pp. 17-37. DOI: 10.1016/j.geothermics.2017.05.012

Nayak A.K., Vijayan P.K. (2008). Flow Instabilities in Boiling Two-Phase Natural Circulation Systems: A Review. *Science and Technology of Nuclear Installations*, ID 573192. DOI: 10.1155/2008/573192

On M.D.G., Andriano R.P. (2015). Evaluation of hydraulic stimulation-induced permeability enhancement. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia, No. 22094, pp. 1-8.

Pasikki R.G., Libert F., Yoshioka K., Leonard R. (2010). Well stimulation techniques applied at the Salak geothermal field. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Bali, Indonesia. No. 2274, pp. 1-11.

Ruspini L.C., Marcel C.P., Clause A. (2014). Two-phase flow instabilities: A review. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 71, pp. 521-548. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2013.12.047

Shulyupin A.N. (2016). Flow instability in producing well at flash-steam fields. *Zapiski Gornogo instituta = Journal of Mining Institute*, 220, pp. 551-555. DOI: 10.18454/PMI.2016.4.551 (In Russ.)

Shulyupin A.N., Chermoshentseva A.A. (2013). On calculation of a steam-water flow in a geothermal well. *Technical Physics*, 58(8), pp. 1100-1105. DOI:10.1134/S1063784213080227 (In Russ.)

Shulyupin A.N., Chermoshentseva A.A., Chernev I.I. Metastable flow in steam-water geothermal well. *Vestnik KamchatGTU = Bulletin of Kamchatka State Technical University*, 43, pp. 37-43. DOI: 10.17217/2079-0333-2018-43-37-43 (In Russ.)

Shulyupin A.N., Chernev I.I. (2015). Some methods for reducing of steam deficit at geothermal power plants exploitation: Experience of Kamchatka (Russia). *Geothermal Energy*, 3(23), pp. 1-11. DOI: 10.1186/s40517-015-0042-4

Shulyupin A.N., Lyubin A. A., Chernev I. I. (2017). Optimization of wellhead piping design for production wells at development of steam-water geothermal fields. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 78-81. DOI: 10.18599/grs.19.1.12

Siratovich P., Cole J., Heap M., Villeneuve M., Reuschle T., Swanson K., Kennedy B., Gravley D., Lavalley Y. (2015). Experimental thermal stimulation of the Rotokawa Andesite. *Proceedings of the World Geothermal Congress*. Melbourne, Australia. No. 22044, pp. 1-6.

Woloszyn J., Golas A. (2016). Experimental verification and programming development of a new MDF borehole heat exchanger numerical model. *Geothermics*, 59, pp. 67-76. DOI: 10.1016/j.geothermics.2015.10.006

About the Author

Aleksandr N. Shulyupin – Deputy Director for Science and Innovations; DSc (Engineering), Mining Institute of the Far Eastern Branch of the Russian Academy of Sciences

51, Turgeneva st., 51, Khabarovsk, 680000, Russian Federation

Tel: +7 (4212) 32-79-27, e-mail: ans714@mail.ru

Manuscript received 7 May 2018;

Accepted 25 December 2018;

Published 30 March 2019