

На правах рукописи



Чернев Иван Иванович

**ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ
ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАРОГИДРОТЕРМ
КАМЧАТКИ**

Специальность: 25.00.20 – «Геомеханика, разрушение горных пород,
рудничная аэрогазодинамика и горная теплофизика»

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Хабаровск – 2017

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном учреждении науки Институте горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук.

Научный руководитель: доктор технических наук Шулюпин Александр Николаевич.

Официальные оппоненты: Кудрявцев Сергей Анатольевич, доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Дальневосточный государственный университет путей сообщения», проректор по научной работе;

Горбач Владимир Александрович, кандидат технических наук, доцент, ФГБУН Научно-исследовательский геотехнологический центр Дальневосточного отделения Российской академии наук, заместитель директора по научной работе.

Ведущая организация: ФГБУН Институт проблем геотермии Дагестанского научного центра Российской академии наук.

Защита диссертации состоится 17 октября 2017 г. в 14⁰⁰ часов на заседании объединенного диссертационного совета Д 999.101.03, созданного на базе Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук, Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования "Тихоокеанский государственный университет", Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования "Дальневосточный федеральный университет", по адресу: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51, конференц-зал. Тел./факс: 8(4212)32-79-27, e-mail: adm@igd.khv.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке ФГБУН Института горного дела Дальневосточного отделения Российской академии наук по адресу: 680000, г. Хабаровск, ул. Тургенева, д. 51 и на сайте института <http://www.igd.khv.ru>.

Автореферат разослан « ____ » _____ 2017 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
кандидат технических наук



Корнеева Светлана Ивановна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность. Извлечение глубинного тепла Земли является динамично и устойчиво развивающимся направлением освоения нетрадиционных источников энергии. В настоящее время данное направление успешно конкурирует с традиционными видами энергетики даже без дотаций со стороны различных государственных и международных программ, обычно поддерживающих освоение нетрадиционных ресурсов. При этом имеются значительные резервы для повышения эффективности использования геотермальных ресурсов за счет совершенствования систем добычи теплоносителя.

Кроме энергетического использования привлекает внимание ценность компонентного состава геотермальных флюидов. Генезис многих месторождений полезных ископаемых связан с гидротермальной деятельностью. Поэтому геотермальные флюиды можно рассматривать как непосредственный источник минерального сырья, использование которого позволяет миновать длительную стадию формирования месторождений полезных ископаемых в естественных условиях.

Отмечая хорошие перспективы практической геотермии, особенно при комплексном использовании флюидов, следует обратить внимание, что как с энергетической точки зрения, так и с учетом ценности компонентного состава наибольший интерес представляют высокотемпературные флюиды. При этом для практического освоения на ближайшую перспективу наибольший интерес представляют месторождения теплоэнергетических вод, флюиды которых представлены в основном смесью воды и водяного пара, называемые месторождениями парогидротерм. Обоснование способов повышения производительности добычных скважин путем изменения конструкции обсадных колонн и устьевого обвязки является актуальной научной задачей при разработке месторождений парогидротерм.

Работа основана на результатах исследований, выполненных при непосредственном участии автора в процессе решения задач, поставленных в ходе практической разработки Мутновского месторождения парогидротерм (Камчатка) и направленных на повышение эффективности использования существующего фонда скважин.

Цель работы состоит в научном обосновании и практической реализации способов повышения производительности добычных пароводяных скважин путем модификации конструкции обсадных колонн и устьевого обвязки при разработке месторождений парогидротерм.

Идея работы заключается в том, что оптимизация термогидродинамических условий течения пароводяной смеси обеспечивается рациональным изменением конструкции обсадных колонн и устьевого обвязки пароводяных скважин.

Предмет исследований: гидрогазодинамические и термодинамические процессы в добычной скважине на месторождениях парогидротерм.

Основные задачи исследований:

1. Разработать методику и оценить уровень повышения производительности добычной скважины при изменении внутреннего диаметра эксплуатационной колонны;
2. Установить приращение расхода добываемого теплоносителя при организации его плавного отвода на устье скважин на основе разработки предметной методики;
3. Обосновать способ определения расходных параметров пароводяных скважин без отключения от магистрального трубопровода на базе данных экспериментальных исследований динамических процессов.

Методы исследований. В работе использован комплексный подход, включающий: анализ и обобщение опытных данных по испытанию добычных скважин при разработке месторождений парогидротерм, численное моделирование пароводяного течения в скважине, экспериментальное исследование динамических процессов в пароводяном потоке, натурный эксперимент с реконструкцией действующей добычной скважины.

Научные положения, защищаемые автором:

1. Повышение верхнего предела рабочего устьевого давления и устойчивости режима работы добычной пароводяной скважины достигается на основе рационального изменения конструктивных параметров обсадной колонны.
2. Повышение объема добываемого теплоносителя (до 4 %) обеспечивается установкой плавного отвода смеси на устье высокодебитных пароводяных скважин.
3. Определение расходных параметров пароводяной смеси без вывода скважины из эксплуатации обеспечивается на основе оперативного установления динамического давления набегающего и огибающего потока.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций обеспечивается: необходимым объемом экспериментальных данных, корректным использованием математических моделей, реализацией разработанных рекомендаций при освоении месторождений парогидротерм.

Научная новизна выполненных исследований состоит в следующем:

- выявлены закономерности распределения динамического давления пароводяного потока по сечению трубы;
- разработан способ определения расходных параметров пароводяной смеси на основе измерения динамического давления набегающего на напорную трубку и огибающего ее потока;
- обосновано повышение верхнего предела рабочего давления и устойчивости режима работы пароводяной скважины (при установке в верхней части обсадной колонны вкладыша меньшего диаметра) на основе результатов математического моделирования и последующей практической реализации;

- разработана методика оценки повышения расхода теплоносителя при установке плавного отвода на устье скважины, определены рациональные параметры отвода.

Личный вклад автора заключается в:

- проведении экспериментальных исследований по измерению динамического давления пароводяного потока набегающего и огибающего напорную трубку и его распределения по сечению трубы;

- постановке задачи по повышению верхнего предела рабочего давления пароводяной скважины путем установки в верхней части вкладыша меньшего диаметра и проведении натурного эксперимента с соответствующим изменением конструкции скважины А-2 Мутновского месторождения парогидротерм;

- определении рациональных параметров отвода смеси на устье скважины и выполнении оценки повышения расхода теплоносителя при установке таких отводов;

- разработке способа определения расходных параметров пароводяной смеси на основе измерения динамического давления набегающего на напорную трубку и огибающего ее потока.

Практическая ценность работы заключается в том, что предложенные способы повышения производительности добычных пароводяных скважин могут быть использованы (частично уже используются при освоении месторождений парогидротерм на Камчатке) для повышения эффективности разработки месторождений парогидротерм.

Реализация работы. Результаты работы использованы АО «Геотерм» при формировании плана мероприятий по повышению эффективности разработки Мутновского месторождения парогидротерм. Способ повышения производительности путем установки в верхней части вкладыша был реализован при реконструкции скважин А-2 и Гео-2. Способ стабилизации режима работы скважины путем дросселирования на устье был использован при эксплуатации скважин 4-Э и А-3. Рекомендации по реконструкции устьевой обвязки высокодебитных скважин вошли во вторую очередь указанного плана. Способ измерения расходных параметров с помощью напорной трубки был использован при опробовании скважин Паужетского месторождения (Камчатка) в 2013 г.

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на технических советах АО «Геотерм» 2004 – 2017 гг., на семинарах ИГД ДВО РАН 2014–2017 гг., на Международной научно-практической конференции «GEOENERGY» (Грозный) в 2015 г., на Всероссийской конференции «Наука, образование, инновации: пути развития» (Петропавловск-Камчатский, 2013), на Первом международном форуме «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетической и экономической эффективности» 22-23 октября 2013 (Москва).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 29 работ, в том числе 14 в изданиях, включенных в перечень ВАК, 8 работ, включенных в базы данных WoS и Scopus, и 1 патент.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 116 наименований. Работа изложена на 124 страницах, включает 10 таблиц, 26 рисунков.

Автор выражает глубокую признательность за научное и методическое руководство, квалифицированную помощь д.т.н. А.Н. Шулюпину и д.т.н Г.В. Секисову. За содействие в практическом внедрении результатов работы автор благодарит Д.В. Колесникова, А.А. Любина, А.В. Шадрина. Автор также благодарит к.т.н. А.А. Чермошенцеву за реализацию математической модели WELL-4, использованную в работе для расчета течения в скважинах.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первой главе приводится анализ современного состояния проблем освоения месторождений парогидротерм и содержится постановка задач по обоснованию способов повышения производительности добычных скважин.

Энергетический кризис 70-х гг., потрясший мировую экономику, привлек внимание к геотермальным ресурсам как альтернативному источнику энергии, особенно в электроэнергетике. С 1970 по 1982 гг. установленная мощность геотермальных электрических станций (ГеоЭС) возросла более чем в четыре раза. Стабилизация нефтяного рынка привела к небольшому снижению темпов роста освоения геотермальных ресурсов, но в последующие годы установленная мощность ГеоЭС мира имела устойчивую тенденцию к росту. В настоящее время технология выработки электрической энергии на основе глубинного тепла Земли развита настолько, что позволяет конкурировать с традиционными тепловыми станциями. Например, на Камчатке себестоимость 1 кВт·ч на Мутновской ГеоЭС в 3,5 раза ниже, чем на главном поставщике электроэнергии ТЭЦ-2.

Электроэнергетикой не ограничивается интерес к геотермальным ресурсам. Издавна горячие воды земных недр используются в бальнеологии и для теплоснабжения жилых и производственных помещений. В этом направлении отмечается устойчивый рост объемов потребления термальных вод. Также, геотермальные флюиды привлекают внимание как источник ценных химических компонентов и соединений, извлечение которых может дать больший экономический эффект по сравнению с теплоэнергетическим направлением. Например, при разработке Мутновского месторождения парогидротерм за год на поверхность выводится: Li – 22 т, Rb – 3 т, Cs – 2 т, Ni – 9 т, Cu – 4 т, Zn – 37 т, W – 1,4 т, В – 296 т, S – 1663 т, Al – 33 т, Ag – 130 кг, Au – 3 кг.

Обладая хорошей ресурсной базой, Россия в 60-х гг. XX века находилась в авангарде мирового процесса освоения геотермальных месторождений. Но во время «перестройки» интерес к данному направлению существенно снизился, и утверждать об устойчивом преодолении этой тенденции нельзя. В настоящее время по установленной мощности ГеоЭС Россия занимает 14 место (0,6% от мирового уровня), по прямому использованию 23 место (0,4%).

С учетом энергетического потенциала и ценности компонентного состава флюидов наибольший интерес представляют высокотемпературные месторождения. При этом для перспективных исследований наибольший интерес представляют месторождения парогидротерм, глубинные флюиды которых содержат либо пароводяную смесь, либо воду, вскипающую по мере течения в стволе скважины. Достигнутые объемы использования теплоэнергетических вод уже не соответствуют представлению о дотационности данного направления. На современном этапе стали актуальными вопросы, связанные с повышением эффективности использования имеющегося фонда скважин, бурение которых составляет значительную часть затрат при реализации геотермальных проектов.

Учитывая наличие ресурсной базы и специфику географического положения, передовым регионом России по инновационным технологиям освоения геотермальных ресурсов была и остается Камчатка. Первая в России геотермальная электростанция (ГеоЭС) (Паужетская, 1966 г.) и вторая в мире двухконтурная станция (Паратунская, 1967 г.) были построены именно на Камчатке. В настоящее время ведется активное освоение Мутновского и Паужетского месторождений. Самым крупным разрабатываемым месторождением парогидротерм России является Мутновское (рис. 1). Оно обеспечивает теплоносителем две ГеоЭС, суммарной установленной мощностью 62 МВт, что составляет 75% отечественной геотермальной энергетики. Разработка данного месторождения характеризуется всеми основными проблемами, с которыми сталкивались на аналогичных объектах России, в том числе, связанными с повышением производительности пароводяных скважин, которая характеризуется массовым расходом, расходной удельной энтальпией теплоносителя и рабочим устьевым давлением.

При решении проблем, возникающих в ходе разработки месторождений парогидротерм Камчатки, были поставлены следующие конкретные научные задачи: создание методики и оценка уровня повышения производительности добычной скважины при изменении внутреннего диаметра эксплуатационной колонны; создание методики и определение приращения расхода добываемого теплоносителя при организации его плавного отвода на устье скважин; обоснование способ определения расходных параметров пароводяных скважин без отключения от магистрального трубопровода. Первая задача включает: выбор и обоснование модели пароводяного течения в скважине; разработку методики расчета новой производительности; прогноз новой производительности на основе данных

опробования скважины и результатов численного моделирования. Вторая задача включает: определение оптимального радиуса кривизны отвода на устье скважины; разработку методики оценки увеличения расхода теплоносителя при оборудовании устья плавным отводом; определение приращения расхода при реконструкции устья скважин Мутновского месторождения. Третья задача включает: теоретическое обоснование предлагаемой идеи способа; экспериментальное подтверждение работоспособности идеи; определение условий и разработку методических рекомендаций для реализации предлагаемого способа.

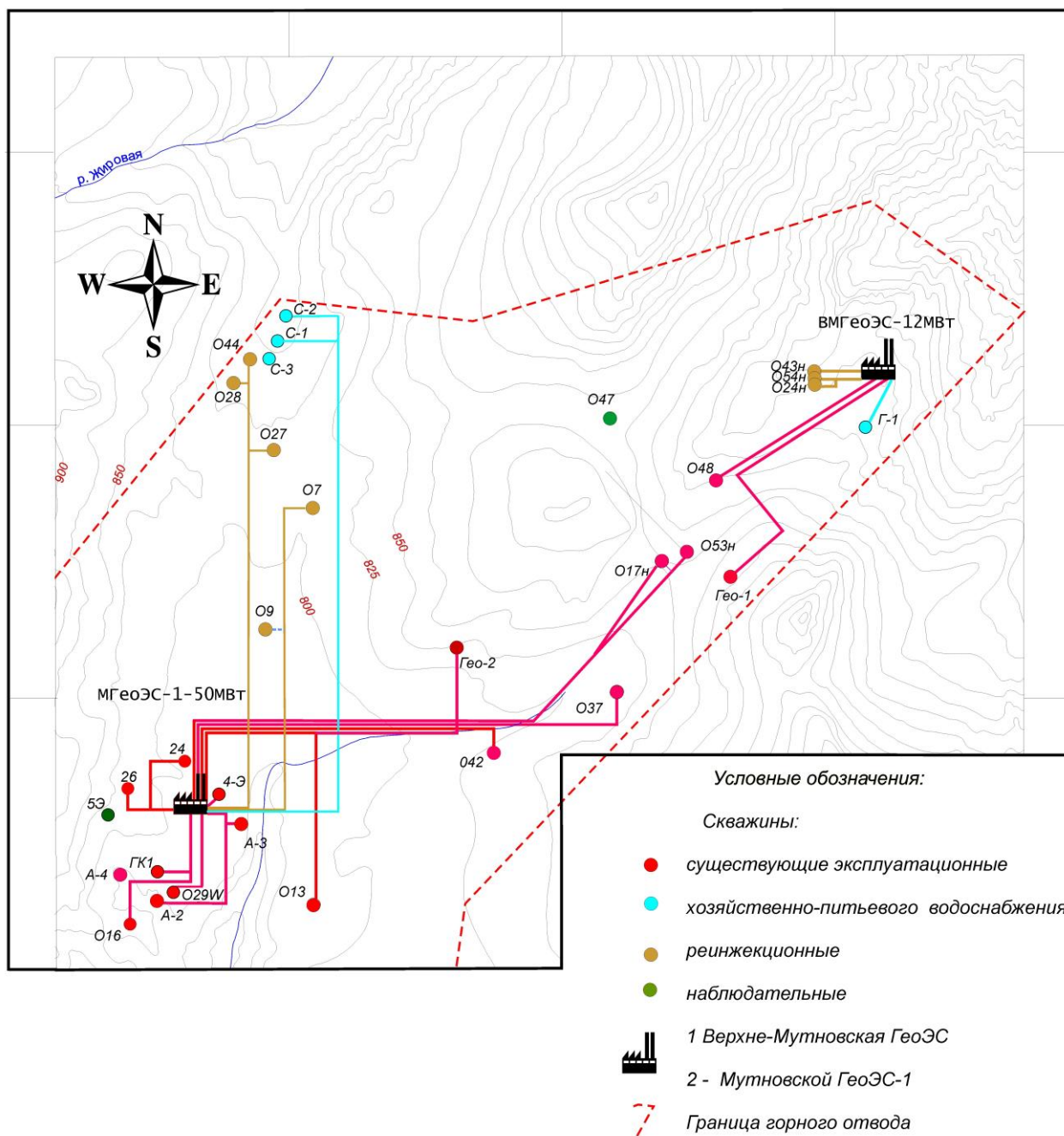


Рис. 1. Схема расположения скважин и трубопроводов на Мутновском месторождении парогидротерм

Вторая глава посвящена вопросам повышения производительности пароводяных скважин путем изменения их конструкции, которые изначально возникли при обосновании реконструкции скважины А-2 Мутновского месторождения. Данная скважина отличалась периодическим самозадавливанием в ходе эксплуатации, сопровождающемся термическим нагрузкам на обсадную колонну, что, в конечном счете, привело к нарушению герметичности и выходу скважины из строя. Планируемая реконструкция заключалась в установке внутри существующей обсадной колонны с внутренним диаметром 225 мм вкладыша с внутренним диаметром 160 мм от устья до глубины 1200 м. Задача ставилась – оценить производительность скважины после реконструкции.

Для расчета пароводяного течения в скважине была выбрана модель WELL-4, разработанная А.Н. Шулюпиным и А.А. Чермошенцевой. Данная модель является расширенным вариантом модели WELL, разработанной А.Н. Шулюпиным и ориентированной на применение в условиях Паужетского месторождения, для условий Мутновского месторождения. Сравнение расчетов с экспериментальными данными показывает, что используемая модель превосходит наиболее распространенные зарубежные аналоги. Основу модели составляют уравнения неразрывности, движения и энергии:

$$dG = 0, \quad (1)$$

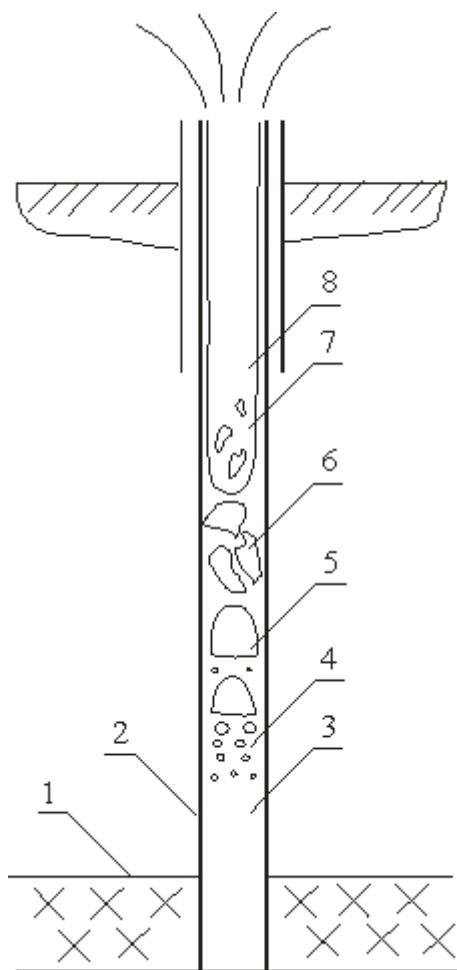
$$\rho'' \varphi v'' dv'' + \rho'(1 - \varphi) v' dv' + \frac{(v'' - v')}{\pi R^2} dG'' = -dp - \frac{2\tau_w}{R} dz + \rho g_z dz, \quad (2)$$

$$dh + de - g_z dz = dq, \quad (3)$$

где G и G'' – массовые расходы смеси и пара; ρ'' и ρ' – плотности пара и воды; φ – истинное объемное паросодержание; v'' и v' – скорости пара и воды; z – направленная вверх координата вдоль оси трубы; p – давление; g_z – проекция вектора ускорения свободного падения на z (для вертикальной трубы $g_z = -g$, для наклонной $g_z = -g \cos \alpha$, где α угол отклонения от вертикальной оси); h – удельная энтальпия смеси; e – удельная кинетическая энергия; dq – изменение удельной энергии потока за счет теплового потока от стенок скважины.

Модель предполагает возможность реализации трех расчетных режимов двухфазного течения: с малым паросодержанием, переходной и с большим паросодержанием. К первому режиму относятся структуры с непрерывной жидкой фазой (пузырьковая, снарядная, рис. 2), к последнему – с непрерывной, доминирующей по объему, газовой фазой (общей структурой данного режима может считаться дисперсно-кольцевая). Для каждого режима течения вводится свой набор эмпирических зависимостей, позволяющих определять плотности смеси и касательное напряжение на стенке.

Ключевым моментом при создании методики расчета новой производительности является неизменность условий питания, поскольку



продуктивные зоны располагаются ниже реконструируемого участка. Методика включает два этапа. На первом этапе, используя данные измерений расходных параметров скважины в зависимости от устьевого давления, рассчитывается давление на глубине 1200 м для соответствующих расходных параметров до реконструкции (таблица 1). На втором этапе для соответствующих расходных параметров и давлений на глубине рассчитывается устьевые давления после реконструкции (получается новая зависимость расходных параметров от устьевого давления, таблица 2).

Рис. 2. Структуры течения в скважине:

- 1 – питающий коллектор,
- 2 – обсадная колонна,
- 3 – однофазное (водяное) течение,
- 4 – пузырьковая структура,
- 5 – снарядная структура,
- 6 – эмульсионная (пробковая) структура,
- 7 – эмульсионная (клочкообразная) структура,
- 8 – дисперсно-кольцевая структура

Таблица 1

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

№ ступени	Устьевое давление, бар	Расход смеси, кг/с	Энтальпия смеси, кДж/кг	Давление на глубине, бар
1	7.0	24.0	1204	21.7
2	8.4	20.5	1233	25.5
3	10.9	18.0	1273	34.2
4	11.9	14.0	1288	39.1
5	14.9	0	0	–

Таблица 2

Прогнозная характеристика скважины А-2 после установки вкладыша

№ ступени	Устьевое давление, бар	Расход смеси, кг/с	Энтальпия смеси, кДж/кг	Давление на глубине, бар
1*	4.4	19.2	1253	29.9
2	10.7	18.0	1273	34.2
3	13.5	14.0	1288	39.1

* интерполяционная точка между 2 и 3 ступенями (табл. 1).

Проведенные расчеты с использованием модели WELL-4 на основе данных опробования скважины А-2 показали, что после реконструкции в рабочем диапазоне давления (6-8 бар) расход существенно не изменится. При этом повысится верхний предел устьевого давления, при котором возможна устойчивая эксплуатация скважины, что позволяет надеяться на возможность ее длительной последующей эксплуатации.

Основываясь на полученных результатах, реконструкция была реализована и скважина А-2 была введена в эксплуатацию. Прогнозные оценки по расходу полностью подтвердились. Самое важное, подтвердились оценки в части повышения верхнего предела рабочего давления, после реконструкции скважина стала работать в устойчивом режиме (без самозадавливания). Экономический эффект от реконструкции оценивается в 180 млн. руб.

После реконструкции трубопровод пароводяной смеси от скважины стал работать без видимых пульсаций, из чего можно предположить, что стабилизирующий эффект достигнут не только за счет увеличения верхнего предела рабочего давления. На рис. 3 представлены графики зависимости забойного давления от расхода, характеризующие условную скважину (глубина 800 м, энтальпия 800 кДж/кг, устьевое давление 1 бар, диаметр 0,2 и 0,15 м) и пласт. Согласно современным представлениям, скважина будет работать устойчиво при нахождении рабочей точки (пересечение характеристик скважины и пласта) на восходящей ветви характеристики скважины. Уменьшение диаметра перемещает рабочую точку в устойчивое состояние.

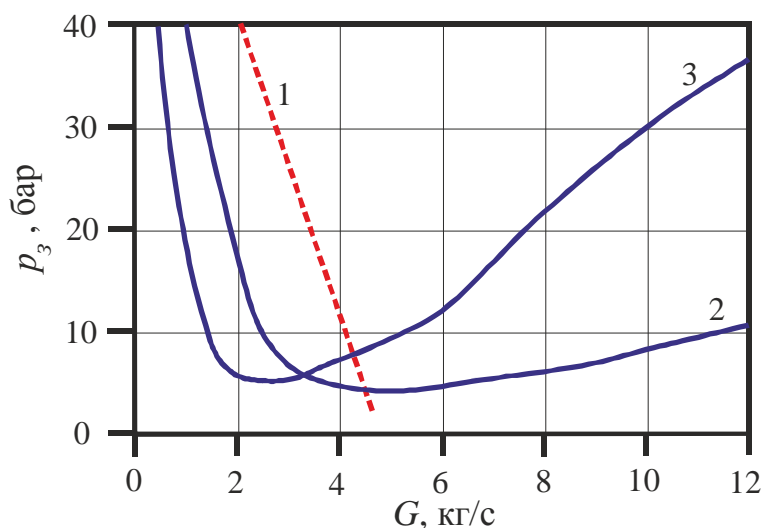


Рис. 3. Характеристики пласта (1) и скважины:
2 – диаметр 0,2 м;
3 – диаметр 0,15 м

Успех реконструкции скважины А-2 позволил распространить данный опыт и для других «проблемных» скважин. В частности было проведено обоснование установки вкладыша в скважине Гео-2 Мутновского месторождения, имевшей проблемы с устойчивостью режима работы. С учетом толщины труб, внутренний диаметр скважины в интервале 0–982 м составляет 225 мм, от 982 м и глубже – 162 мм. Расчетная глубина до верхней границы возможных водопритоков – 1038 м.

Статический уровень воды в скважине находится на глубине 580 м. Рассматривалось два варианта вкладыша – диаметрами 178 и 168 мм (внутренние диаметры составляют 164 и 154 мм, соответственно). Глубина установки вкладыша – 950 м.

На основе выполненных расчетов для реконструкции был рекомендован вкладыш 168 мм. Как и прогнозировалось, после установки вкладыша произошла стабилизация режима работы скважины.

Третья глава посвящена повышению производительности путем изменения условий течения на устье.

Анализ работы системы транспортировки теплоносителя на Мутновском месторождении позволил предположить в качестве возможного способа увеличения производительности скважин обеспечение плавности ввода теплоносителя от устья в трубопроводы, т.е. снижение местного сопротивления на устье скважины. Очевидно, чем больше радиус кривизны отвода, тем меньше 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.

Анализируя суммарное влияние указанных факторов на точку экстремума, для оптимального радиуса кривизны получаем

$$\frac{R}{d} = \sqrt{\frac{0,38}{\xi\pi}}, \quad (4)$$

где R – радиуса кривизны отвода, d – диаметр трубы, ξ – коэффициент трения.

Зависимость коэффициентов падения давления, обусловленного трением и поворотом потока, от радиуса кривизны отвода представлена на рис. 4.

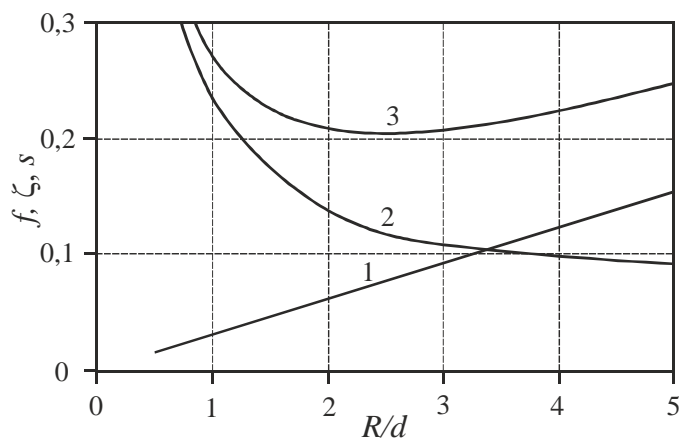


Рис. 4. Зависимость коэффициентов сопротивления от безразмерного радиуса кривизны отвода: 1 – коэффициента потерь на трение (f), 2 – коэффициент местного сопротивления (ζ), 3 – суммарный коэффициент (s)

При коэффициенте трения 0,02 из формулы (3.6) определяем – минимальный суммарный коэффициент потерь соответствует отношению радиуса кривизны к

диаметру 2,46. Следует иметь в виду, что для большей компактности устьевого оборудования, обеспечивающей его размещение в типовом укрытии скважинного оголовка, при равном значении 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 230 мм соответствующий диапазон радиуса кривизны составит 322–552 мм. Схема типовой обвязки скважин Мутновского месторождения и рекомендуемая схема представлены на рис. 5. Рекомендуемые изменения позволят снизить коэффициент местного сопротивления устья на 1,0.

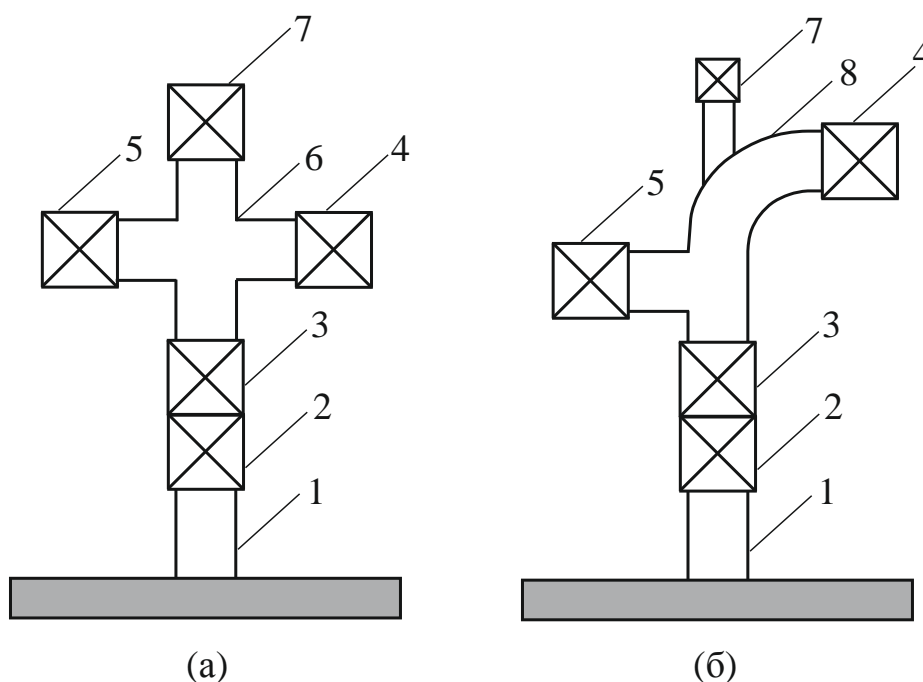


Рис. 5. Схема типовой (а) и рекомендуемой (б) устьевого обвязки пароводяных скважин: 1 – ствол скважины; 2 – коренная задвижка; 3 – устьевая задвижка; 4 – рабочая задвижка; 5 – боковая задвижка; 6 – крестовина; 7 – фонтанная задвижка; 8 – крестовина с плавным отводом

Реализация данной схемы позволит снизить коэффициент местного сопротивления устья как минимум на 1,0. Для определения приращения расхода теплоносителя при снижении местного сопротивления получена формула

$$\Delta G = \frac{\Delta p_{\zeta}}{-\left(\frac{\partial p_y}{\partial G}\right)_C + \left(\frac{\partial p_y}{\partial G}\right)_T}, \quad (5)$$

где ΔG – увеличение расхода, Δp_{ζ} – снижение перепада давления за счет уменьшения местного сопротивления, в знаменателе правой части находятся производные графика производительности скважины и характеристики трубопровода в области рабочей точки.

Результаты расчета для скважин Мутновского месторождения представлены в таблице 3.

Таблица 3

Приращение расхода пара при снижении коэффициента
местного сопротивления на входе на 1

Скважина	G (пар), кг/с	Δp_{ζ} , бар	$-(\partial p_y / \partial G)_C$, бар*с/кг	$(\partial p_y / \partial G)_T$, бар*с/кг	ΔG (пар), кг/с
016	8,1	0,03	1,471	0,091	0,02
026	12,1	0,07	1,724	0,084	0,03
029W	12,1	0,22	0,120	0,085	0,22
4Э	4,0	0,03	2,632	0,186	0
24	2,3	0,06	-	0,253	0
037	4,7	0,03	1,408	0,333	0,01
013	6,3	0,06	0,606	0,044	0,02
ГК-1	2,6	0,06	-	0,225	0
053	10,5	0,17	0,397	0,075	0,07
042	16,2	0,34	0,196	0,075	0,29
017	4,4	0,03	1,667	0,204	0,01
048	13,1	0,22	0,234	0,020	0,19
Geo-1	22,5	0,35	0,571	0,090	0,17
Сумма					1,03

Данные таблицы 3.4 показывают, что оборудование устья плавным отводом может существенно повысить расход теплоносителя для скважин 029W, 042, 048 и Geo-1, отличающихся высокой производительностью. Для других скважин ожидаемое увеличение расхода пара менее 0,1 кг/с.

При разработке Мутновского месторождения для стабилизации режима работы скважин 4-Э, А-3 опытным путем был найден способ, основанный на искусственном повышении устьевого давления путем дросселирования потока на выходе из устья. Данный способ можно рассматривать как вариант с установкой вкладыша при устремленной к нулю его длине.

Рассмотрим рабочую характеристику скважины при наличии дросселирующего элемента, установленного между устьем и средой с постоянным давлением. Возьмем параметры скважины: диаметр 0,2 м, глубина 800 м, энтальпия смеси 800 кДж/кг. Дросселирующий элемент будем характеризовать коэффициентом местного сопротивления. Давление на выходе примем 1 бар. Для расчета перепада давления на дросселирующем элементе воспользуемся программой MODEL, разработанной А.Н. Шулюпиным и А.А. Чермошнцевой и предназначенной для гидравлических

расчетов при транспортировке пароводяной смеси. Для расчета перепада давления от устья до забоя воспользуемся моделью WELL-4. Полученные характеристики при суммарных коэффициентах местного сопротивления 0, 5, 10, 20, 40 и 100, представлены на рис. 6.

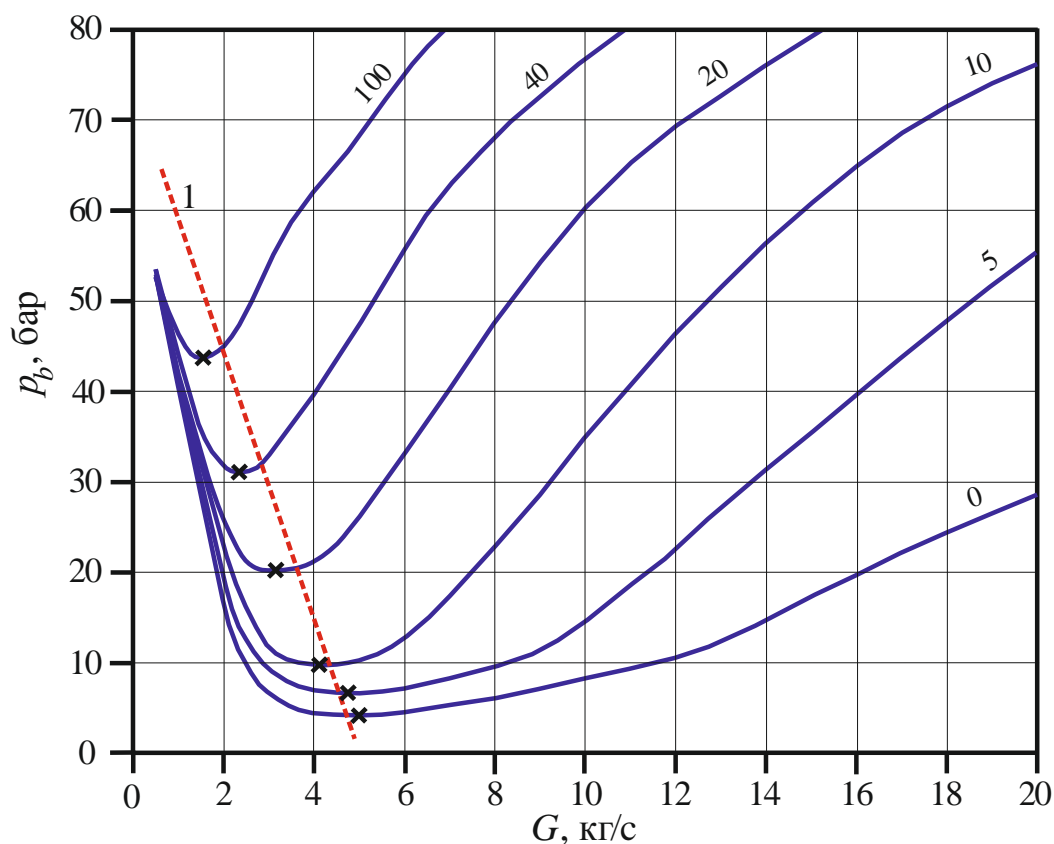


Рис. 6. Характеристики (зависимость забойного давления p_b от расхода G) пласта (1) и скважины с учетом дополнительного сопротивления при коэффициентах 0, 5, 10, 20, 40, 100. Точки экстремума помечены крестиком

Рабочая точка определяется пересечением характеристик скважины и пласта. Устойчивая работы скважины возможна только в точке, находящейся на восходящей ветви характеристики скважины. При характеристике пласта, изображенной под цифрой 1 на рис. 6, увеличение сопротивления и, соответственно, устьевого давления при коэффициенте от 20 и выше стабилизирует работу системы, которая при коэффициентах 0 и 5 была неустойчивой. Это объясняет ранее обнаруженный опытным путем стабилизирующий эффект дросселирования на устье.

Четвертая глава посвящена снижению потерь теплоносителя при определении расходных параметров на устье пароводяных скважин.

Основными расходными параметрами пароводяных скважин считаются расход и энтальпия смеси. Принципиальная сложность определения параметров пароводяных потоков заключается в необходимости измерения сразу двух независимых величин, характеризующих смесь: например, расходов пара и воды, расхода воды и паросодержания.

В настоящее время для транспортировки теплоносителя от скважин до ГеоЭС часто используются трубопроводы пароводяной смеси. Это позволяет существенно упростить эксплуатацию промысла, что особенно важно для районов со сложными географическими и климатическими условиями. Именно такая схема используется для транспортировки теплоносителя на Мутновском месторождении парогидротерм. Практика разработки данного месторождения обнаружила наличие существенных затруднений в вопросе измерения расходных параметров скважин.

Скважины Мутновского месторождения на время проведения измерений отключаются от магистрального трубопровода, и поток направляется в измерительную установку, в которой осуществляется сепарация. До 2003 года измерения проводились по модификации метода Р. Джеймса, использующей цилиндрические сопла с острой входной кромкой для создания критического потока, после – по методу сепарации с использованием специально созданной установки С-100-0,5 Подольского машиностроительного завода.

Существенным недостатком данной установки является ее вес и габариты. Кроме того сама процедура измерений имеет несколько негативных моментов, в том числе: вынужденное снижение мощности, поскольку во время замера теплоноситель не поступает на станцию; выброс пара и слив воды из измерительной установки ухудшает экологию района промысла; атмосферный кислород, попадая в трубопровод во время останова и дренирования при пуске, вызывает коррозию металла; при переключениях изменяется режим работы скважины, поэтому фактически режимы до, во время и после замера, вообще говоря, различны. Указанные моменты, а также трудоемкость сопровождающих измерения процедур приводят к тому, что измерения отдельной скважине проводятся в среднем раз в два года. Это недостаточно для качественного контроля за разработкой месторождения. Необходима разработка методов измерения расходных параметров пароводяных скважин, реализация которых не требует отключения от магистрального трубопровода.

В качестве такого метода предложено определять параметры смеси по динамическим давлениям набегающего и огибающего потока при их измерении с помощью цилиндрической напорной трубки. Идея метода заключается в том, что вода оказывает влияние главным образом на плюсовое динамическое давление (набегающего потока). Минусовое динамическое давление (огибающего потока) указывает на расход пара, а отношение минусового и плюсового динамического давления определяет фазовый состав смеси.

Теоретический анализ показал, что для определения среднего паросодержания и расхода пара на основе измерений указанных величин в любой точке сечения получаем:

$$x = k_1 \frac{\Delta p_-}{\Delta p_+}, \quad (6)$$

$$G'' = \pi R^2 k_2 \sqrt{2 \rho'' \Delta p_-}, \quad (7)$$

где x – усредненное по сечению массовое расходное паросодержание; k_1 и k_2 – корректировочные коэффициенты; Δp_+ и Δp_- – измеренное плюсовое и минусовое динамическое давление; G'' – массовый расход пара в трубе; R – радиус трубы; ρ'' – плотность пара.

Для обоснования предложенного метода было проведено экспериментальное исследование потока от скважины 013 Мутновского месторождения, оборудованной сепаратором С-100-0,5 для измерения расходных параметров. Была создана опытная установка, которая кроме того позволяла исследовать распределение динамического давления по сечению трубы с целью определения оптимальной глубины ввода напорной трубки. Очевидно, помещаемая в поток трубка должна создавать минимальные сопротивления, но при этом достаточно уверенно измерять динамические давления.

Принципиальная схема установки представлена на рис. 7. Установка предполагает три способа отбора давления: отверстиями вверх по потоку (плюсовое давление), отверстием в стенке трубы (статическое или нулевое давление), отверстиями вниз по потоку (минусовое давление).

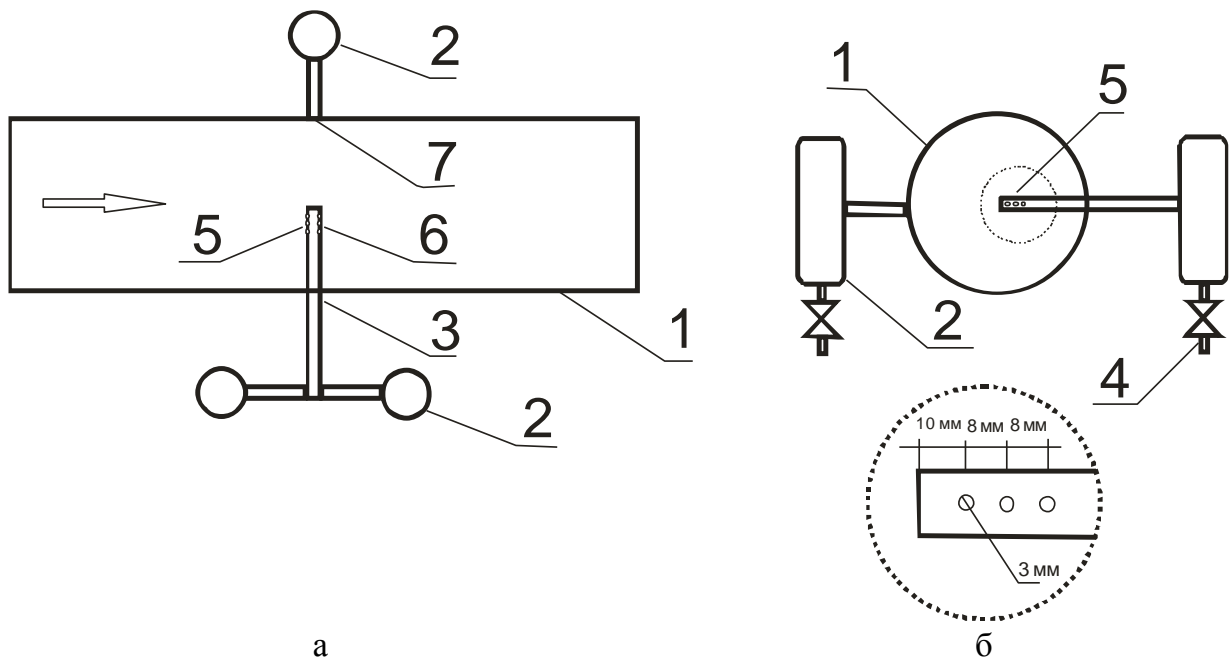


Рис. 7. Схема установки с напорной трубкой (вид сверху «а» и поперечный «б»): 1 – труба 311 мм; 2 – разделительный сосуд; 3 – напорная трубка; 4 – штуцер для присоединения импульсных линий; 5 – отверстие для отбора статического давления

Испытуемая установка монтировалась на трубопроводе диаметром 311 мм перед сепаратором измерительной установки С-100-0,5 на который поступала пароводяная смесь от скважины. Наличие установки С-100-0,5 позволяло осуществлять независимые измерения расходных параметров смеси по методу сепарации в процессе опытов.

Всего было проведено три серии экспериментов с различным устьевым давлением, соответственно различными расходными параметрами смеси. В одной из серий имела место заметная нестационарность режима работы скважины, проявлявшаяся в плавных изменениях статического давления, которая не позволила использовать полученные данные. Две серии подтвердили правомерности идеи метода.

Объем экспериментальных данных не позволил в полной мере выработать рекомендации по использованию предложенного метода, но позволил сделать некоторые принципиальные выводы. Так, точку отбора давлений в напорной трубке рекомендуется располагать на расстоянии одной трети радиуса от стенки трубы. Для корректировочных коэффициентов в первом приближении рекомендуются значения: $k_1 = 1,52$ и $k_2 = 1,41$.

Полученные результаты позволяют сформулировать научное положение: определение расходных параметров пароводяной смеси без вывода скважины из эксплуатации обеспечивается на основе оперативного установления динамического давления набегающего и огибающего потока.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе изложены научно обоснованные технические решения по повышению производительности добычных скважин месторождений парогидротерм путем изменений конструктивных параметров обсадных колонн и устьевой обвязки, которые позволяют управлять структурой потока с целью оптимизации условий протекания динамических процессов.

Основные результаты диссертационной работы заключаются в следующем:

1. Разработана методика расчета новой производительности скважины при установке в верхней части вкладыша меньшего диаметра, основывающаяся на ранее проведенных измерениях расходных характеристик и расчетах по математической модели WELL-4.

2. Выполнен прогноз производительности скважины А-2 при установке вкладыша, показавший увеличение верхнего предела рабочего давления. На основе данного прогноза выполнена реконструкция скважины, подтвердившая расчетные данные. Экономический эффект данной реконструкции составил 180 млн. руб., при этом предложенный способ повышения верхнего предела рабочего давления может быть применен и для других скважин.

3. Определен оптимальный радиус кривизны для плавного отвода, позволяющий снизить гидравлические потери в устьевой обвязке (1,4 – 2,4 диаметра трубы). При этом изменения обвязки не выходят за пределы типового укрытия устья скважин Мутновского месторождения.

4. Разработана методика оценки увеличения расхода теплоносителя при оборудовании устья плавным отводом, учитывающая зависимость расхода скважины от устьевого давления и изменение перепада давления в трубопроводе при увеличении расхода.

5. Определено приращение расхода теплоносителя при оборудовании плавным отводом устья скважин Мутновского месторождения. Установлено, что для высокодебитных скважин предлагаемая реконструкция обвязки дает заметные приращения расхода добываемого пара (до 0,3 кг/с).

6. Теоретически обоснован способ измерения расходных параметров скважин на основе использования напорных трубок и измерения динамического давления набегающего и огибающего потоков.

7. Проведено экспериментальное исследование распределения динамических давлений набегающего и огибающего потоков по сечению трубы. Исследование подтвердило идею предложенного способа измерения расходных параметров скважин и позволило получить необходимые эмпирические коэффициенты.

8. Определены условия и разработаны методические рекомендации для реализации способа измерения расходных параметров скважин на основе использования цилиндрических напорных трубок и измерения динамического давления набегающего и огибающего потоков.

Обоснованные в диссертационной работе технические решения включены в планы мероприятий по повышению эффективности использования существующего фонда добычных скважин Мутновского месторождения парогидротерм, проводимых АО «Геотерм».

Основные научные результаты диссертации опубликованы в работах:

В изданиях, рекомендованных ВАК РФ:

1. Чернев И.И., Шулюпин А.Н. Изменение конструкции как способ повышения производительности добычных скважин парогидротермальных месторождений // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2013. – Отд. вып. 4. – С. 103-107.

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

3. Пашкевич Р.И., Чернев И.И., Шадрин А.В. Термогидродинамическое моделирование Мутновского месторождения парогидротерм // Разведка и охрана недр. – 2009. – №7. – С. 37-43.

4. Шулюпин А.Н., Чернев И.И. Проблемы и перспективы освоения геотермальных ресурсов Камчатки // Георесурсы. – 2012. – № 1(43). – С. 19-21.
5. Фирстов П.П., Максимов А.П., Чернев И.И. Динамика газового состава теплоносителя Мутновской ГЕОЭС в 2004 г. // Ползуновский вестник. – 2006. – № 2-1. – С. 259-263.
6. Нурмухамедов А. Г., Чернев И. И., Алексеев Д. А., Яковлев А. Г. Трехмерная геоэлектрическая модель Мутновского месторождения парогидротерм // Физика Земли. – 2010. – № 9. – С. 15-26.
7. Шулюпин А.Н., Чернев И.И. Определение расходных параметров пароводяной смеси на основе измерения положительного и отрицательного динамического давления. // Теплоэнергетика. – 2010. – № 5. – С. 69-73.
8. Шулюпин А.Н., Паршин Б.Е., Чернев И.И. Измерение расходных параметров скважин при разработке геотермальных месторождений с двухфазной транспортировкой теплоносителя // Измерительная техника. – 2011. – № 11. – С. 22-26.
9. Шулюпин А.Н., Чернев И.И. Перспективы использования ресурсов Большебанного геотермального месторождения для выработки электроэнергии и тепла // Электрические станции. – 2013. – № 11. – С. 29-31.
10. 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.
11. Пашкевич Р.И., Попов Е.Ю., Тарелко Н.Ф., Чернев И.И., Павлов К.А., Муратов П.В. Новые данные о тепловых свойствах пород геотермальных месторождений Камчатки // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2014. – № S2. – С. 36-46.
12. Шулюпин А.Н., Чернев И.И. Тепловизионный метод исследования гидродинамических характеристик пароводяных геотермальных скважин // Прикладная физика. – 2015. – № 3. – С. 89-92.
13. Фирстов П.П., Макаров Е.О., Максимов А.П., Чернев И.И. Отражение геодинамической обстановки северо-западного обрамления тихого океана в динамике подпочвенного радона и в газовом составе теплоносителя Мутновской ГеоЭС // Вулканология и сейсмология. – 2015. – № 5. – С. 43.
14. 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.

В прочих изданиях:

15. Chernev I., Okrugin V., Okhupkin N., Andreeva E., Shadrin A., Yablokova D. Technogenic Precipitation in the Structures of Mutnovsky Geothermal Power Complex (South Kamchatka) // Proceedings World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 19-25 April 2015, – No. 27043. – P. 1-8.

16. Чернев И.И. Результаты первого года (2003) эксплуатации Дачного участка Мутновского месторождения парогидротерм // Международный Геотермальный Семинар. МГС-2004. – Петропавловск-Камчатский, 2004. – С. 36.

17. Чернев И.И. Мутновское геотермальное месторождение: результаты эксплуатации, мониторинг основных параметров, оценка влияния реинжекции на добычные скважины // Материалы Международного полевого Курило-Камчатского семинара. – Петропавловск-Камчатский, 2005. – С. 106-116.

18. Чернев И.И., Округин В.М., Округина А.М., Косоруков В.Л. Отложения «глубинных вод» из скважин Мутновского геотермального месторождения // Вулканизм и связанные с ним процессы. Традиционная региональная научная конференция, посвящённая Дню Вулканолога. – Петропавловск-Камчатский, 2011: – С. 51.

19. Кирюхин А.В., Пузанков М.Ю., Словцов И.Б., Колкер А., Чернев И.И. Термогидродинамическое-химическое (ТНС) моделирование процессов вторичного минералообразования в продуктивной зоне Мутновского геотермального месторождения (Дачный) // Международная конференция «Извлечение минеральных компонентов из геотермальных растворов». – Петропавловск-Камчатский, 2005. – С. 24-26.

20. Максимов А.П., Фирстов П.П., Чернев И.И. Газовый режим теплоносителя Мутновской ГеоЭС // Межд. конференция «Извлечение минеральных компонентов из геотермальных растворов». – Петропавловск-Камчатский, 2005. – С. 74-75.

21. Максимов А.П., Фирстов П.П., Чернев И.И. Газовый режим теплоносителя Мутновской ГеоЭС (июнь-декабрь 2004 г.) // Материалы ежегодной конференции, посвященной Дню вулканолога. – Петропавловск-Камчатский, 2005. – С. 161-167.

22. Максимов А.П., Фирстов П.П., Чернев И.И., Малышева О.П. Мониторинг газового режима теплоносителя Мутновской ГеоЭС в 2004-2006 гг. // International Workshop: Mutnovsky scientific drilling project. Exploring the Magma-Hydrothermal Connection, 2006. – С. 69-72.

23. Кирюхин А.В., Москалев, Л.К., Поляков А.Ю., Чернев И.И. Изменения термогидродинамического и газогидрохимического режима резервуара в процессе эксплуатации Мутновского геотермального месторождения // Всероссийское совещание по подземным водам востока России (XVIII Совещание по подземным водам Сибири и Дальнего Востока). – Иркутск, 2006. – С. 267-270.

24. Шлюфман К.В., Чернев И.И., Фишман Б.Е., Компаниченко В.Н. Частотный анализ колебаний давления в скважине №12 Мутновской гидротермальной системы (полуостров Камчатка) // Региональные проблемы. – 2008. – № 9. – С. 39-44.

25. Nurmukhamedov A.G., Chernev I.I., Yakovlev A.G., Pankratov O.V., Bатыршин R.G., Alexeev D.A. The newest geophysical exploration results at Mutnovskoe hydrothermal deposit on Kamchatka peninsula // Proceedings of the conference Saint-Petersburg 2006, EAGE-EAGO-SEG-Lenexpo, Saint Petersburg, 2006.

26. Максимов А.П., Фирстов П.П., Чернев И.И., Шапарь В.Н. Оценка доли метеорной воды в газах теплоносителя Мутновской ГеоЭС // Вулканизм и связанные с ним процессы. Традиционная региональная научная конференция, посвящённая Дню Вулканолога. – Петропавловск-Камчатский, 2011. – С. 45.

27. Шулюпин А.Н., Чернев И.И., Чермошнцева А.А. Расчет производительности пароводяных скважин при реконструкции // Наука, образование, инновации: пути развития. Мат. 4 всерос. научно-практ. конф. Ч. I. – Петропавловск-Камчатский: КамчатГТУ, 2013. – С. 195-199.

28. Shulyupin A., Lyubin A., Chernev I. Prediction of Geothermal Well Performance in Case of Modification of Steam Gathering System // Proceedings World Geothermal Congress 2015. – Melbourne, Australia, 19-25 April 2015, – No. 25026. – P. 1-4.

29. Колесников Д.В., Любин А.А., Чернев И.И., Шулюпин А.Н. Малозатратные способы восполнения дефицита пара при эксплуатации ГеоЭС // Международная научно-практическая конференция «GEOENERGY». – Грозный, 2015. – С. 117-124.

Патенты:

1. Пат. 2457439 Российская Федерация. Способ измерения параметров двухфазного течения / Шулюпин А.Н., Паршин Б.Е., Чернев И.И., Дибров А.Т. – Заявл. 26.10.2010; опубл. 27.07.2012, Бюл. № 21.