



УДК 551.49+550.21

А. В. Кирюхин, О. О. Мирошник

*Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН,
г. Петропавловск-Камчатский
e-mail: AVKiryukhin2@mail.ru*

Анализ эксплуатации Мутновского геотермального месторождения (Камчатка) с использованием термогидродинамических и геохимических данных

Для анализа эксплуатации Мутновского геотермального месторождения 1984–2011 гг. осуществлена сборка термогидродинамической модели-96 и на её основе созданы модели с различными модулями состояния флюида (EOS1 (вода+хлор ион), EOS2 (вода+CO₂), TMVOC (вода+неконденсирующиеся газы N₂, O₂, CO₂)). Для калибровки моделей используются следующие данные: расходы и энтальпии добычных и инжекционных скважин (1984–2006 гг.), изотопные (δD , ^{18}O) и газогидрохимические данные по режиму эксплуатационных скважин и прилегающих термальных источников. Показано, что ключевыми факторами формирования эксплуатационных запасов являются: (1) расход реинжекции; (2) «двойная пористость» резервуара; (3) функции капиллярного давления пар/вода; (4) притоки инфильтрационных вод.

Введение

Эксплуатация Мутновского геотермального месторождения (рис. 1) с установленной мощностью ГеоЭС 62 МВт чрезвычайно важна для развития энергетики Камчатки с использованием возобновляемых теплоэнергетических ресурсов. Кроме того, полученный опыт может использоваться при разработке других крупных геотермальных месторождений Курило-Камчатского региона, понимания связи вулканической, гидротермальной деятельности и рудообразования. Эксплуатация месторождения, осуществляемая с 2000 г. с расходом отбора теплоносителя до 500 кг/с (600 МВт) сопоставима с энергетической мощностью близрасположенных активных вулканов: Мутновского (8 км, 190 МВт без учёта фумарольной деятельности) и восточной границы кальдеры вулкана Горелого (5 км, 100 МВт). Разработка месторождения сопровождается усилением сейсмической активности (данные КФ ГС РАН), парогидротермальными взрывами, возникновением новых кипящих котлов и исчезновением прилегающих термопроявлений (Воиновские и Верхне-Жировские горячие источники). Процесс эксплуатации месторождения и связанные с ним явления требуют всестороннего гидрогеологического анализа, в том числе использования моделирования с целью совершенствования методики геологоразведочных работ на теплоэнергетические воды, включая методы оценки их ресурсов и эксплуатационных запасов.

Сборка модели

Исходная термогидродинамическая модель Мутновского геотермального месторождения собрана в 1991 г. в Лоуренсовской Беркелевской лабора-

тории (США) с использованием вычислительной программы TOUGH2 и суперкомпьютера CRAY-X-MP. Приложения этой модели для прогноза различных вариантов эксплуатации месторождения опубликованы в работах [2, 9]. С появлением эффективных пре- и постпроцессоров для TOUGH2-моделирования скорость сборки моделей, их тестирование и применение существенно возросли. В 2011 г. модель 1996 г. была заново собрана с использованием препроцессора PetraSim v.5,0 [4]. Интерес к её использованию вызван тем, что, помимо необходимости понимания процессов на границе гидротермальной и вулканической систем, она содержит минимальное необходимое количество элементов для описания термогидродинамических явлений в процессе эксплуатации резервуара и соответствует с этой точки зрения «гидравлическому методу», предписанному нормативными документами для подсчёта эксплуатационных запасов парогидротерм.

Модель охватывает область $5 \times 5 \times 2$ км³, состоит из 5-ти горизонтальных слоёв и содержит 500 основных элементов объёмом $500 \times 500 \times 500$ м³. Абс. отметка верхнего слоя +750 м. В исходной модели определён 21 домен с различными петрофизическими свойствами в соответствии с гидрогеологическим строением месторождения. В основании модели определён кондуктивный тепловой поток 60 мВт/м²; в элементах, соответствующих зонам притока глубинного теплоносителя, заданы массовые потоки (39 кг/с, 1390 кДж/кг +15 кг/с, 1270 кДж/кг), а также заданы условия разгрузки из резервуара (Дачные, Верхне-Мутновские, обобщенно Нижне- и Верхне-Жировские горячие источники и нисходящий

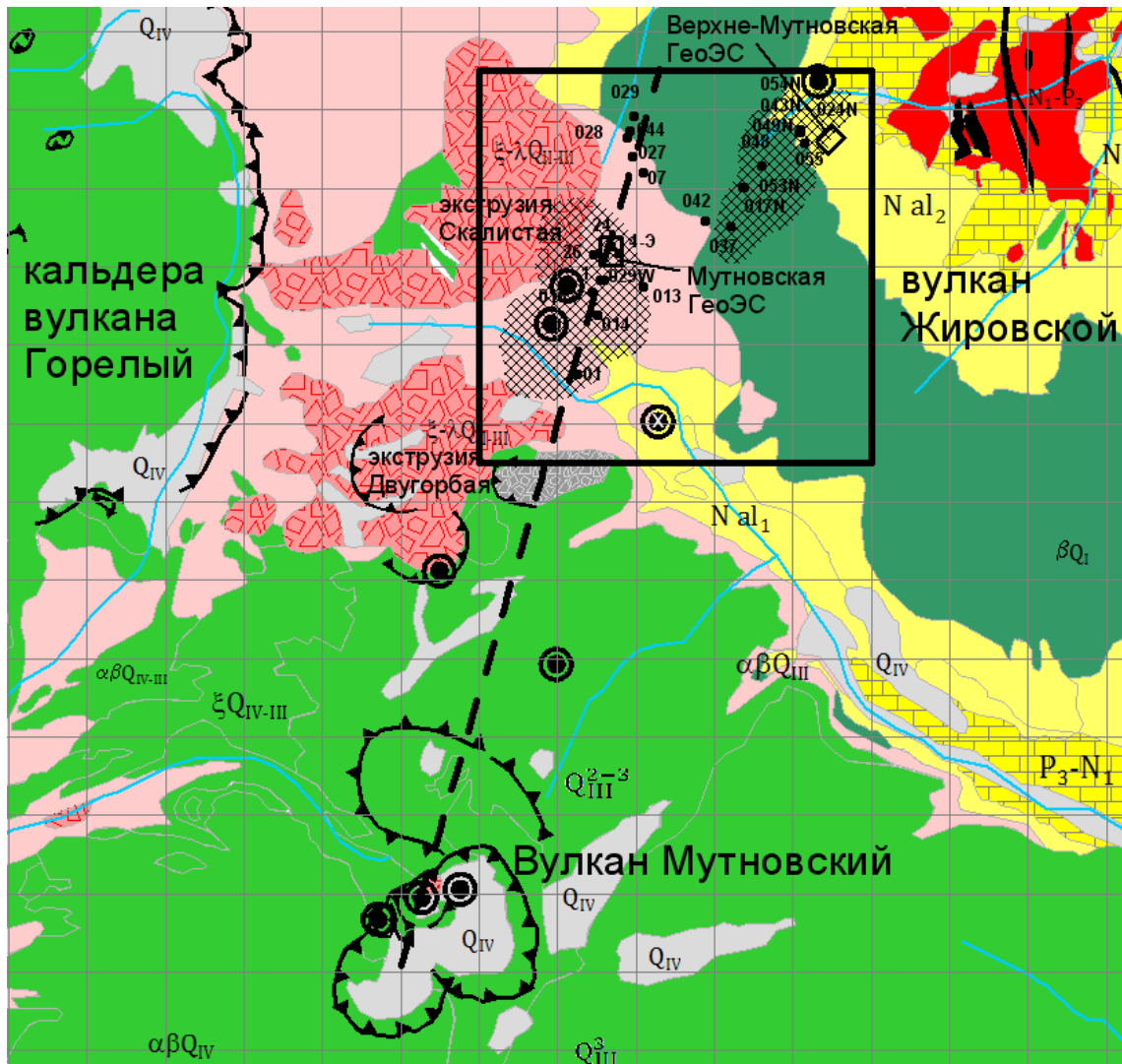


Рис. 1. Схема геологического строения района Мутновского геотермального месторождения. Прямоугольником показаны контуры области моделирования, кружки с номерами — термопроявления; штриховая линия — проекция (0 м абс.) продуктивной зоны «Основной», связывающей гидравлически гидротермальную и вулканическую системы; перекрестной штриховкой показана область подземного кипения на абс. отм. +250 м (по результатам моделирования эксплуатации на конец 2006 г.). Сетка карты — 1 км.

поток 15 кг/с). Всего на модели определено 22 скважины, из них 18 добычных (016, 049N, 055, 048, 26, 24, 037, 1, 013, 014, 01, 045, 022, 029W, 4E, 017N, 053N, 042) и 4 инъекционных (027 (+028+044), 07, 043N, 054N (+024N)). Добычные скважины задаются на модели с расходом, изменяющимся во времени; на инъекционных скважинах дополнительно задается энтальпия закачиваемой воды в соответствии с отчетными данными [1, 6].

В отдельных элементах модели, включающих эксплуатационные скважины, определена «двойная пористость». Включение в данную модель двойной пористости оказалось необходимым для воспроизведения на модели повышенных значений энтальпии в ряде эксплуатационных скважин. Сква. 016, 26, 01, 1, 24 и др. показывают энтальпию, превышающую энтальпию исходной жидкой воды, что свидетельствует о локальном подземном кипении в ре-

зервуаре. Задание двойной пористости на модели осуществлялось уменьшением объема «трещинного пространства» в исходном проницаемом элементе и в присоединении к нему слабопроницаемого «матричного» элемента с объемом равным по величине разнице исходного и «трещинного» объемов.

Исходные данные для калибровки и параметризация модели

В начале эксплуатации Мутновского геотермального месторождения в 1984–1988 гг. проводились длительные выпуски теплоносителя из скважин, при этом наиболее достоверные данные по динамике изменения расхода и энтальпии получены по пяти скважинам 26, 016, 01, 1, 24. После строительства и ввода двух ГеоЭС: Верхне-Мутновской, 12 МВт, 2000 г. и Мутновской, 50 МВт, 2002 г. количество добычных скважин возросло, при этом наиболее

полные данные по динамике изменения расхода и энтальпии получены по скважинам 26, 016, 01, 1, 24, 4Э, 013, 014, 017N, 029W, 037, 042, 048, 049N, 053N, 055.

В данной работе для калибровки модели используются среднемесячные значения энтальпии добычных скважин 26, 016, 01, 1, 24 за период 1984–2006 гг., всего использовано 223 калибровочных точки. Использование энтальпии в качестве основного калибровочного параметра вызвано тем, что она периодически заверяется прямыми измерениями и объёмно отражает характеристику продуктивных зон, вскрытых добычной скважиной. Предполагаемое стандартное отклонение для энтальпии добычных скважин – не менее 100 кДж/кг.

В качестве оцениваемых при калибровке модели параметров выбраны трещинные проницаемости по добычным скважинам 26, 016, 01, 1, 24, трещинные пористости по скважинам 26, 016 и расходы реинъекции по скважинам 027, 07, 043N, 054N. Выбор для калибровки расхода реинъекции вызван тем, что при задании полного расхода реинъекции, в соответствии с отчётными данными, на модели невозможно воспроизвести работу пародоминирующих скважин 016 и 26 с энтальпией 2700–2800 кДж/кг в период 2002–2006 гг., в которых необходимо было бы понизить энтальпию до 1000–1100 кДж/кг.

Анализ термогидродинамических данных. TOUGH2-EOS1 моделирование

Для прямого моделирования использована программа TOUGH2 с модулем уравнения состояния EOS1 (две фазы: пар+жидкость, один компонент – вода) [5]. При проведении прямого моделирования с использованием исходной модели (#6-sim) получены значительные отклонения модельных энтальпий добычных скважин от фактических значений (по группе скважин 26, 016, 01, 1 и 24 стандартное отклонение составило 834 кДж/кг, смещение 646 кДж/кг). Отклонения связаны с чрезмерно быстрым охлаждением резервуара на этапе эксплуатации 2000–2006 гг.

В связи с этим возникла необходимость уточнения параметров исходной модели, т. е. необходимость решения обратной (инверсионной) задачи. Для этих целей применялась программа iTOUGH2 – EOS1 [2]. В результате инверсионного iTOUGH2 моделирования выполнена оценка 13-ти параметров модели и существенно улучшена сходимость модели с фактическими данными по изменению энтальпии группы добычных скважин 26, 016, 01, 1, 24 в процессе эксплуатации (стандартное отклонение составило 156 кДж/кг, смещение 39 кДж/кг).

Уточнения по характеристикам резервуара в целом незначительны, хотя по скважинам 016 и 1 оценки трещинной проницаемости увеличились на порядок. Наиболее чувствительными модельными параметрами оказались расходы реинъекции по четырём группам реинжекционных скважин, кото-

рые по результатам оценивания методами инверсионного моделирования составляют 0–12% от принятых. Отметим, что при указанном выше выборе оцениваемых параметров наблюдается сильная корреляция между оцениваемыми расходами реинъекции по смежным скважинам (027 и 7, 043N и 054N), а группа скважин (043N, 054N) находится на удалении от калибровочных точек модели. Поэтому возможно некоторое перераспределение оценок расхода между реинжекционными скважинами. Моделирование также показывает, что в процессе эксплуатации к 2006 г. происходит расширение области двухфазного состояния в диапазоне глубин $-250 \div +250$ м абс. (рис. 1), снижение давления (до 12 бар) и температуры (до 6°С), увеличение паронасыщения (до 0,18) в центральной части месторождения (скв. 029W).

Дополнительное улучшение сходимости модели получено после введения функции капиллярного давления (линейная функция, $CP1 = 1$ бар) в матричных элементах, соответствующих продуктивным паровым скважинам 016 и 26.

Анализ геохимических данных. TOUGH2-EOS1 – моделирование

Модуль состояния флюида EOS1 позволяет рассматривать двухкомпонентную систему (вода+трассер) и двухфазное состояние. В качестве трассера рассмотрим хлор-ион. Это нейтральный флюидный компонент, хорошо описывающий притоки метеорных вод в геотермальный резервуар. Наличие существенного притока метеорных вод в процессе разработки месторождения вытекает из анализа изотопного состава флюидов, продуцируемых добычными скважинами. До начала крупномасштабной эксплуатации в 2000 г. добычные паровые скважины 016 и 26 имели $\delta D = -120 \div -124\text{‰}$, в начале крупномасштабной эксплуатации в 2003–2004 гг. $\delta D = -110 \div -114\text{‰}$, а в 2011 г. $\delta D = -100\text{‰}$ (Ю. А. Таран, личн. сообщ., 2012), соответствующее изотопному составу метеорных вод участка Дачный на абс. отм. $+750 \div +800$ м (рис. 2).

Добычные пароводяные скважины и горячий источник Нижне-Жировской (ближайший из оставшихся после начала эксплуатации) показывают тенденцию снижения хлор-иона (рис. 2). В Нижне-Жировском источнике концентрация хлор-иона снизилась на 45% за весь период разработки месторождения. Приток метеорных вод в резервуар в элементе модели, соответствующему озеру, созданному на месте Утиных источников. Воспроизведение на модели изменения концентрации хлор-иона в добычной скв. 029W и по Нижне-Жировскому источнику согласуется с доступными гидрохимическими данными (рис. 3).

Анализ геохимических данных

TOUGH2-EOS2 и TMVOC моделирование Модуль состояния EOS2 описывает двухкомпонентный флю-

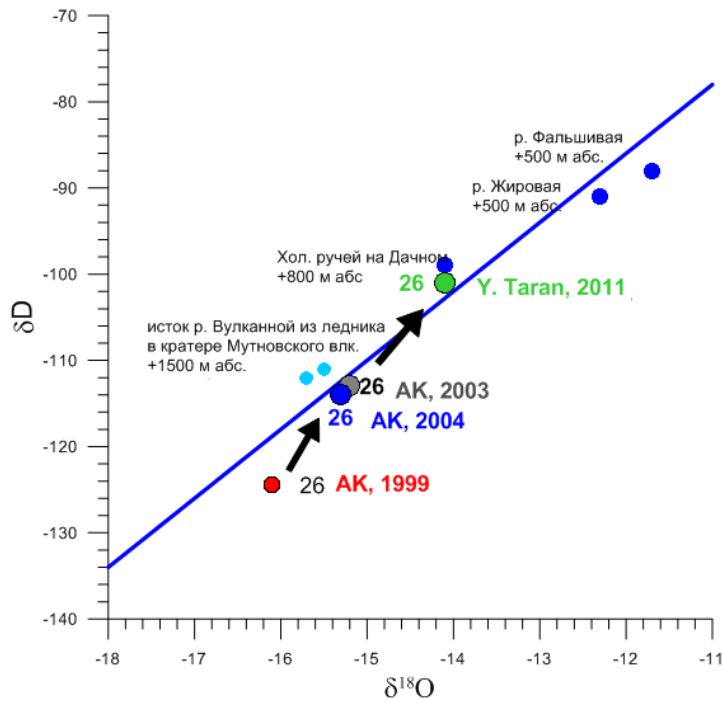


Рис. 2. Изменение изотопного состава в скв. 26 в период 1999–2011 гг.

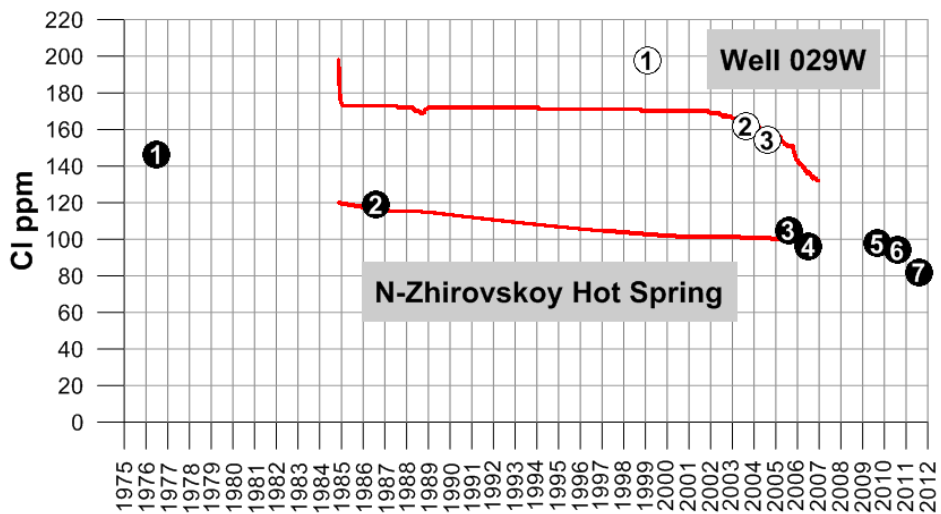


Рис. 3. Изменения концентрации хлора в скв. 029W и в Нижне-Жировском горячем источнике: кружки – фактические данные, линии – результаты TOUGH2-EOS1 моделирования. Примечания: (1) Все пробы за исключением пробы 1 (Нижне-Жировской источник) отобраны А.В. Кирюхиным, проанализированы в ЦХЛ ИВиС ДВО РАН; (2) концентрации по скв. 029W пересчитаны на исходный теплоноситель.

ид (вода + CO₂) в двух фазах. Среднее массовое газосодержание в паровой фазе добычных скважин (26, 016, 029W и 4Э) в начале крупномасштабной эксплуатации (1999 г.) оценивается 0,11 вес. %, при этом CO₂ – доминирующий газ, его доля в составе неконденсирующихся газов 77,4 вес. %, далее идут H₂S – 15,9 вес. %, N₂ – 5,2 вес. %, O₂ – 1,2 вес. %, H₂ – 0,1 вес. %, Ar – 0,1 вес. %, CH₄ – 0,1 вес. % [3]. Учитывая вышесказанное, для анализа изменения общего газосодержания в процессе

эксплуатации можно ограничиться CO₂, т. е. использовать TOUGH2-EOS2. Выполнено сопоставление модельного изменения массовой концентрации CO₂ в добычной скв. 26 с фактическими данными за период крупномасштабной эксплуатации [5].

Анализ соотношения воздушных газов O₂ и N₂ в диапазоне температур 100–300°С в жидкой и газобразной флюидных фазах, выполненный с использованием модуля состояния TMVOC, показывает, что среднее значение массового отношения O₂/N₂

в жидкой фазе составляет 0,474, а в газовой фазе 0,296. В начале эксплуатации O_2/N_2 соответствовало смеси пара и воздуха, в дальнейшем по некоторым скважинам оно увеличилось до равновесного соотношения воздуха, растворённого в жидкой фазе [5], что также указывает на притоки метеорных вод в геотермальный резервуар.

Выводы

С использованием препроцессора PetraSim v.5,0. осуществлена сборка термогидродинамической модели Мутновского геотермального месторождения [2, 9]. На основе инверсионного iTOUGH2-EOS1 моделирования выполнена переоценка параметров резервуара и режима эксплуатации и достигнута сходимость с опытными данными по изменению энтальпии группы скважин 26, 016, 01, 1, 24 в процессе эксплуатации 1984–2006 гг., уточнены параметры модели и параметры режима эксплуатации.

Осуществлено усовершенствование модели за счёт глобального определения двойной пористости; включение в модель второй компоненты (хлор-иона) позволило применить её для воспроизведения разбавления гидротермального флюида за счёт притоков инфильтрационных вод. Последние данные по изотопному и газовому составу теплоносителя также свидетельствуют о значительной инфильтрации в геотермальный резервуар.

Работа выполнялась при поддержке РФФИ по проекту 12–05–00125–а.

Список литературы

1. Асаулов Г. М. и др. Отчёт о результатах предварительной разведки на участке Дачный Мутновского месторождения парогидротерм с подсчетом запасов теплоносителя для обоснования проекта строительства первой очереди ГеоЭС мощностью 50 МВт (в 7 книгах). п. Термальный Камчатской обл., 1987.
2. Кирюхин А. В. Моделирование эксплуатации геотермальных месторождений. Владивосток: Дальнаука, 2002. 216 с.
3. Кирюхин А. В., Кирюхин В. А., Манухин Ю. Ф. Гидрогеология вулканогенов // С-Петербург, Наука, 2010, 395 с.
4. Кирюхин А. В., Мирошник О. О., Рычкова Т. В., Манухин Ю. Ф. Применение термогидродинамического моделирования для анализа эксплуатации Мутновского геотермального месторождения // III научно-техническая конференция «Проблемы комплексного геофизического мониторинга Дальнего Востока России», сборник докладов, г. Петропавловск-Камчатский, 2011 г., С. 307–311.
5. Максимов А. П., Фирстов П. П., Чернев И. И., Шапарь В. Н. Метод оценки доли метеорной воды в Мутновской ГеоЭС // Материалы конференции, посвящённой Дню вулканолога «Вулканизм и связанные с ним процессы» Петропавловск-Камчатский, ИВиС ДВО РАН, 2011 г., С. 146–149.
6. Мальцева К. И., Пашкевич Р. И., Манухин Ю. Ф., Чернев И. И., Котельникова Т. К., Кириченко О. В., Петрова Н. Ш., Шадрин А. В. Отчёт по объекту «Пересчет эксплуатационных запасов теплоносителя по Мутновскому месторождению парогидротерм по состоянию на 31 декабря 2006 г. » Елизово, Камчатская область. 2007. ОАО «Геотерм».
7. Finsterle, S., 1999. iTOUGH2 User's Guide. Rep. LBNL-40040, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California.
8. Kiryukhin A. V. High temperature fluid flows in the Mutnovsky hydrothermal system, Kamchatka // Geothermics. 1993. Vol. 23. № 1. P. 49–64.
9. Kiryukhin A. V. Modeling Studies: the Dachny Geothermal Reservoir, Kamchatka, Russia // Geothermics. 1996. Vol. 25. № 1. P. 63–90.
10. Pruess, K., Oldenburg C., and Moridis, G., 1999. TOUGH2 user's guide, Version 2,0. Rep. LBNL-43 134, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California.