

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАПАСОВ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Кирюхин

Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН, г. Петропавловск-Камчатский 683006

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА

Геотермальные месторождения и резервуары, тепломассоперенос, численные термогидродинамические модели, скважины, концептуальные модели, Камчатка, TOUGH2, Мутновское, Паужетское, Паратунское.

АННОТАЦИЯ

На конкретных примерах геотермальных месторождений Камчатки (Паратунского, Паужетского и Мутновского) рассматривается логическая последовательность и методы создания численных термогидродинамических моделей. Указанные модели используются оценки параметров продуктивных резервуаров и обоснования повышения эффективности эксплуатации геотермальных месторождений. В частности показано, что: (1) Возможный расход отбора теплоносителя на Паратунском геотермальном месторождении при существующей схеме отбора не менее 250 кг/с (при энтальпии теплоносителя 360-400 кДж/кг) до 2024 г, (2) При сложившейся схеме эксплуатации отбор теплоносителя на Центральном участке Паужетского геотермального месторождения ограничен 220 кг/с (в режиме длительной эксплуатации, при энтальпии теплоносителя 875-920 кДж/кг), (3) Обоснованы цели бурения, сроки и объемы дополнительного бурения на Мутновском геотермальном месторождении с целью устойчивого обеспечения теплоносителем Мутновской ГеоЭС мощностью 50 МВт с Центрального блока участка Дачный.

1. ВВЕДЕНИЕ

Полученные в последние 40 лет опытные данные по эксплуатации геотермальных месторождений мира (установленная мощность ГеоЭС 8000 МВт в 2000 г) а также на объектах размещения в геологической среде промышленных и ядерных отходов (Якка Маунтэйн, Хэнфорд, США и др.) послужили не только импульсом для развития геотермальной энергетики и повышения экологической безопасности атомной энергетики, но и привели к разработке теории, с помощью которой осуществляется описание и проверка концептуальных моделей гидрогеологических и геотермальных процессов. Наиболее эффективным вычислительным инструментом этой теории в последнее время становится семейство вычислительных программ порожденных кодом TOUGH2, TOUGHREACT (K.Pruess, 1991, 1999). В дальнейшем изложении используется терминология и логика построения моделей соответствующая этому коду.

2. ПАРАТУНСКОЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Паратунское геотермальное месторождение эксплуатируется на Камчатке с 1963 г, начиная с 1975 г продукция месторождения составляет 200 кг/с (летом) - 250 кг/с (зимой) горячей воды с температурой 80-90 °С. Спецификой режима эксплуатации является увеличение расхода водоотбора зимой и уменьшение летом. В

противоположность этому приток глубинного теплоносителя в геотермальный резервуар увеличивается летом и уменьшается зимой.

2.1 Концептуальная модель

Концептуальная модель (рис. 1) продуктивного геотермального резервуара вытекает из анализа данных по распределению температуры, распределения зон притоков горячей воды в скважины и геолого-структурных особенностей месторождения. Оценка пластовых давлений по данным измерения уровня для данного месторождения имеет весьма условный характер из-за отсутствия синхронизированных с замерами уровня термограмм. По результатам расчетов трехмерного температурного поля отчетливо выделяются зоны восходящих потоков теплоносителя в пределах Среднего, Нижне-Паратунского и Северного участков Паратунского геотермального месторождения, что также фиксируется горячими источниками с суммарным расходом около 15 кг/с на поверхности Земли. Анализ распределения зон водопритока (проницаемости) в пределах геотермального месторождения показывает, что верхняя часть разреза в интервале от 0 до 100 – 150 м не имеет водопритоков (верхний водоупор, четвертичные отложения), глубже в интервале глубин от 100 – 150 до 1200 м расход скважин возрастает до 17 – 25 кг/с (проницаемый резервуар «зеленых туфов» миоценового возраста трещинно-пластового типа), еще глубже в интервале глубин до 2500 м прирост расхода всего 1-4 кг/с (фундамент с проницаемостью по локальным субвертикальным зонам). Границы контактов интрузивного комплекса диоритов, выходящих на поверхность в приподнятых бортах грабена р. Паратунка формируют область водного питания геотермального резервуара, которая находится по гидроизотопным данным на абс. отм. около 700 м абс. Последнее подтверждается также особенностями сезонных вариаций давления в геотермальном резервуаре, достигающих 1.5 бар, намного превышающих вариации давления в русле реки, определяемые подъемом уровня воды во время паводка (до 0.18 бара) и повышением давления в резервуаре в начале апреля за 15-20 суток до начала паводка. Отсюда следует, что область водного питания геотермального резервуара находится там, где вариации уровня подземных вод могут достигать десятков м и поступление воды начинается за счет снеготаяния. Такие условия могут осуществляться в трещинно-жильных системах хр. Тополовый и г.Микижа (представляющих собой выступы интрузий и субвулканических тел досреднеплейстоценового возраста), сообщающихся с геотермальным резервуаром и находящихся на относительно высоких отметках (+500 - +800 м абс). Учитывая значительную сульфатную составляющую в химическом составе термальных вод, можно предполагать, что восходящие потоки теплоносителя используют центральные каналы палеовулканов миоценового возраста. Разгрузка теплоносителя осуществляется в водоносные горизонты четвертичных отложений русла р. Паратунка. Такая ситуация соответствует условиям 1-го рода на границе разгрузки (задано постоянное давление).

2.1 Численное моделирование.

Проектирование модели (рис. 1). Для генерации вычислительной сетки использован генератор сеток A-MESH, резервуар представлен на модели в виде одного слоя мощностью 1000 м, перекрытого водоупором мощностью 100 м. В модели выделяются домены (области с различными петрофизическими свойствами), соответствующие Северному, Нижне-Паратунскому, Среднему, Микижинскому, Промежуточному участкам, домены вмещающих пород. Зоны поступления в резервуар глубинного теплоносителя (источники) заданы в элементах, расположенных в области наиболее высоких температур Среднего (энтальпия 360 кДж/кг), Северного (380 кДж/кг) и Нижне-Паратунского (400 кДж/кг) участков. Для учета сезонного изменения водного

питания массовые источники программируются на модели кусочно постоянной функцией с коэффициентом α_0 («зима») и α_1 («лето»). Тепловые потери через кровлю задаются в виде квазистационарного теплового потока, определяемого коэффициентом теплообмена $4.2 \cdot 10^{-3} \text{ Вт/м}^2 \text{ оС}$. Тепловой нагрев за счет кондуктивного теплового потока через подошву задается с помощью тепловых источников мощностью 0.063 Вт/м^2 . На внешних границах модели используются инактивные В-элементы (элементы в которых основные переменные (температура, давление и паронасыщение) сохраняют постоянные значения в процессе моделирования) и задаются условия, соответствующие так называемой границе «высачивания»: $P = \text{const}$, если давление на границе меньше давления в примыкающем элементе модели; либо граница становится непроницаемой, если давление на границе больше давления в примыкающем элементе модели. «Включение» таких граничных условий на Среднем участке фактически доказано в процессе эксплуатации 1979-1984 гг, когда при чрезмерном водоотборе расход и устьевое давление снижались синхронизированно (чего не может быть при граничных условиях 1-го рода ($P = \text{const}$)).

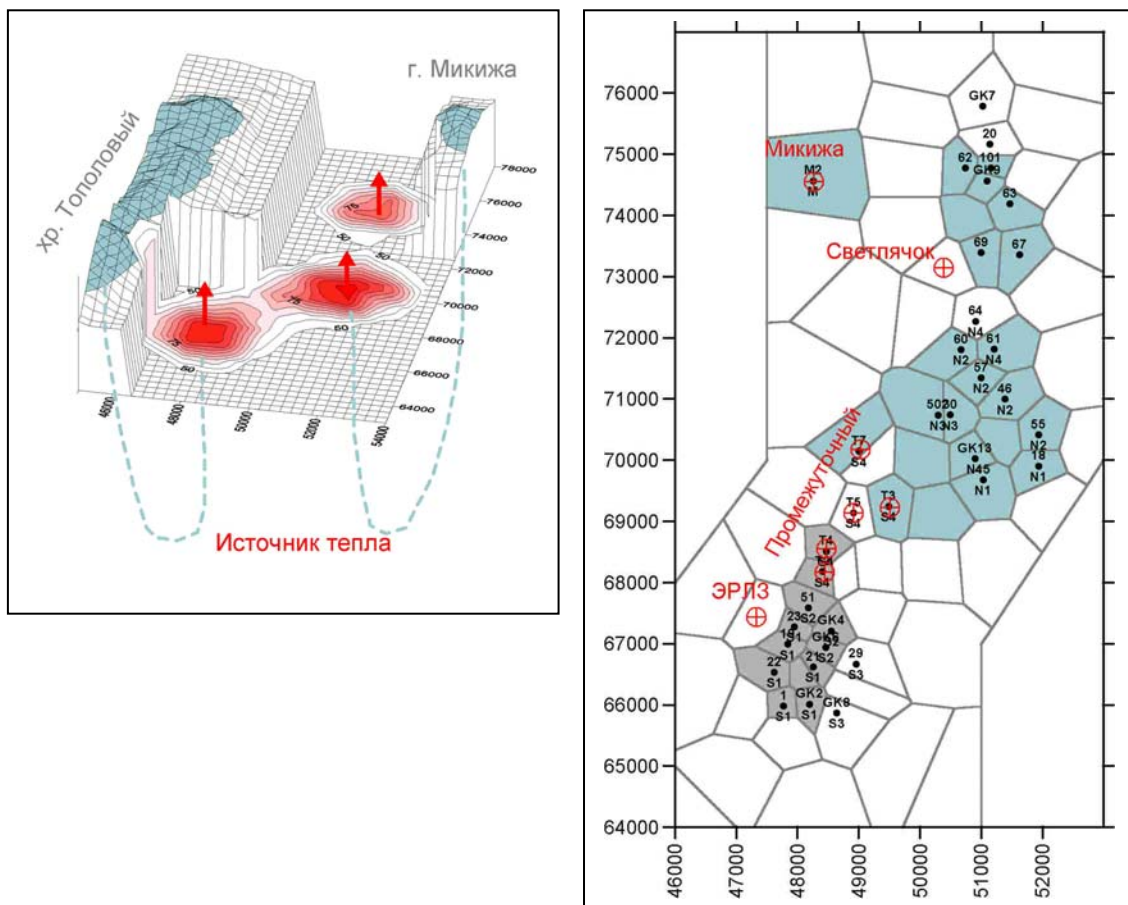


Рис. 1 Паратунское геотермальное месторождение.

Слева - Концептуальная модель, показаны: движение теплоносителя (пунктир) от области питания к области разгрузки в субпластовую систему продуктивных геотермальных резервуаров, распределение температуры на подошве продуктивного геотермального резервуара на абс. отм. -1000 м .

Справа - элементы численной термогидродинамической модели: вычислительная сетка, домены с различной проницаемостью показаны цветом, • эксплуатационные скважины, ⊕ зоны дополнительного отбора теплоносителя.

Моделирование естественного состояния. Установившееся состояние определяется TOUGH2 «автоматически», когда относительные изменения в массовых и энергетических балансах отдельных элементов модели становятся менее 10^{-5} при временных шагах до 10^{15} с. Для согласования модельного и фактического распределения температуры на -1000 м абс на модели подбирались массовые расходы восходящего потока теплоносителя. Полученные значения - 80 кг/с, 75 кг/с и 40 кг/с по Среднему, Нижнему и Северному участкам. Использование режимных наблюдений за сезонными вариациями давления позволяет оценить коэффициент сжимаемости $c=5 \cdot 10^{-9} \text{Па}^{-1}$ и коэффициент сезонного изменения расхода глубинного теплоносителя, поступающего в геотермальный резервуар ($\alpha_0 = 0.75$, $\alpha_1 = 1.25$). Все указанные выше оценки существенно уточнились впоследствии в процессе моделирования эксплуатации.

Моделирование эксплуатации 1966-1999 гг. Для калибровки модели по данным эксплуатации использованы среднемесячные значения расхода водоотбора (кг/с) и устьевого давления (переведенные в метры водяного столба на 0 м абс.), усредненные по группам скважин, находящимся в элементах модели. Поскольку переменной численной модели является давление, то для калибровки модели оно программно пересчитывалось в м вод. столба на 0 м абс. Калибровка модели при заданном расходе эксплуатационных скважин позволила существенно уточнить амплитуды сезонного колебания ($\alpha_0 = 0.95$ («зима»), $\alpha_1 = 1.05$ («лето»)) и массовые расходы восходящего потока глубинного теплоносителя: 138 кг/с - Средний, 95 кг/с - Нижний, 60 кг/с - Северный, всего 293 кг/с. Значения проницаемости по Среднему участку 90 мД, по Нижнему и Северному – 60 мД, по водоносной системе вмещающей Нижний и Северный участки - 15 мД, по водоносной системе вмещающей Средний участок - 50 мД.

Моделирование эксплуатации 2000 – 2024 гг. Предварительно по данным эксплуатации 1966-1999 гг были определены коэффициенты продуктивности PI групп скважин (SR1, SR2, NP1, NP2, 20, 69, GK9, GK7) в соответствующих элементах модели по данным эксплуатации 1963-1999 гг, соответствующие значения PI (40, 9, 12, 8, 30, 10, 3 кг/с бар). Расход водоотбора рассчитывался при моделировании на каждом временном шаге следующим образом:

$$Q_i = PI_i \cdot (P_i - (1000 + Z_i) \rho_i g - WHP_i)$$

где i - индекс, соответствующий эксплуатационному кусту скважин, PI_i - коэффициент продуктивности кг/с бар, Q_i - расход водоотбора, кг/с, P_i - давление в элементе модели, соответствующем участку эксплуатации « i », ρ_i - плотность теплоносителя, g - ускорение свободного падения, Z_i - абсолютная отметка, WHP_i - среднее устьевое давление. Для осуществления такой процедуры задания расхода в TOUGH2 была включена специальная подпрограмма WELLSIM.

При моделировании эксплуатации геотермального месторождения на срок 25 лет (до 2024 г) на интервале 2000, 2024 гг были заданы устьевые давления на группах эксплуатационных скважин такими, какими они были фактически в 1997 г. При заданном режиме расход водоотбора стабилизируется (в периодическом смысле) через 2-3 года: максимум водоотбора - 236.3 кг/с (январь), минимум - 180.6 кг/с - (июль), среднегодовой расход - 206 кг/с. При рассмотрении на модели сценария эксплуатации с дополнительным отбором теплоносителя с участков Промежуточного, Микижа, ЭРЛЗ и «Светлячок» со среднегодовым расходом 62.5 кг/с установлено, что производительность основных участков Паратунского геотермального месторождения (Среднего, Северного и

Нижнего) упадет на 6-9%, тем не менее суммарный среднегодовой отбор теплоносителя может составлять не менее 250 кг/с.

3. ПАУЖЕТСКОЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Паужетская ГеоЭС с установленной мощностью 5-11 МВт работает на Камчатке с 1966 г. 38 лет эксплуатации сопровождаются изменением термогидродинамических и гидрохимических условий, что приводит к выводу из эксплуатации скважин и постепенному смещению водозабора в юго-восточном направлении. В данном случае численная модель необходима для понимания причин деградации месторождения и обоснования оптимального режима эксплуатации.

3.1 Концептуальная модель

Концептуальную модель (рис. 2) продуктивного резервуара Паужетского геотермального месторождения, находящегося на моноклинальном склоне Камбального хребта в пределах Паужетской вулканотектонической депрессии, можно представить следующим образом. Паужетские туфы ($N_2-Q_{1ra_{1,2}}$) включающие туфоконгломераты и псефитовые туфы и вулканогенно-осадочные породы Голыгинского горизонта ($N_2\text{ гол}$) общей мощностью около 700 м прорваны экструзивным комплексом дацитов (Q_{2-3}), который контролирует изотерму 190°C и три сообщающихся субгоризонтальных резервуара, вскрытых продуктивными скважинами на Северном, Центральном и Юго-Восточном участках месторождения соответственно. Проницаемость резервуаров имеет трещинно-пластовый характер со средним вертикальным расстоянием между трещинами 334 м, в продуктивных зонах горные породы полностью переработаны гидротермально (до цеолитов и хлоритов) и характеризуются пористостью 0.20 и плотностью $1500 - 1800\text{ кг/м}^3$ (Ladygin et al., 2000). Резервуары перекрываются относительным водоупором мощностью 100 м, сложенным алевропелитовыми туфами. Восходящие потоки глубинного теплоносителя, характеризующиеся температурой до 220°C и Cl-Na, $\text{CO}_2\text{-N}_2$ составом поступают в пределах Центрального и Юго-Восточного участков. Основная конвективная разгрузка гидротерм в виде горячих источников (31 кг/с) и пара (0.7 МВт) происходит на Северном участке.

3.2 Численное моделирование

Проектирование модели (рис. 2). Для генерации вычислительной сетки использован генератор сеток A-MESH, резервуар представлен на модели в виде одного слоя мощностью 700 м, перекрытого водоупором мощностью 100 м. Центры элементов установлены на абс. отм. соответствующих подошве Паужетских туфов. Общее число элементов в модели 131, включая 66 элементов соответствующих скважинам, 32 В-элемента для определения граничных условий. Теплообмен с поверхностью Земли (температура 5°C) через верхний водоупор определялся с помощью коэффициента теплообмена $0.013\text{ W/m}^2\text{ }^\circ\text{C}$ (при этом были внесены соответствующие изменения в подпрограмму QLOSS). Условия естественной разгрузки гидротерм задавались в дополнительных инактивных элементах, соответствующих положению горячих источников и паровых струй (в них задано атмосферное давление и температура 100°C , эти элементы размещены на абс. отм. соответствующих поверхности Земли и соединены вертикально с элементами R1, 135, 5 и 142 модели). Поступление глубинного теплоносителя задано в соответствующих элементах модели с помощью массовых источников с энтальпией 830-921 кДж/кг. Региональный кондуктивный тепловой поток задан во всех элементах модели (0.063 W/m^2). Давление и температура на внешних границах модели заданы в В-элементах.

Моделирование естественного состояния. Задачей данного этапа моделирования являлось согласование фактического распределения температуры и давления в геотермальном резервуаре путем подбора на модели параметров восходящего потока теплоносителя (массового расхода и энтальпии) и распределения проницаемости. В результате проницаемость продуктивного резервуара оценивается в 100 мД, проницаемость окружающих пород в 3-10 мД. Расход восходящего потока теплоносителя оценивается – 36 кг/с, 830 кДж/кг (Северный участок), 188 кг/с, 875-920 кДж/кг (Центральный участок), 100 кг/с, 900 кДж/кг (Юго-Восточный участок).

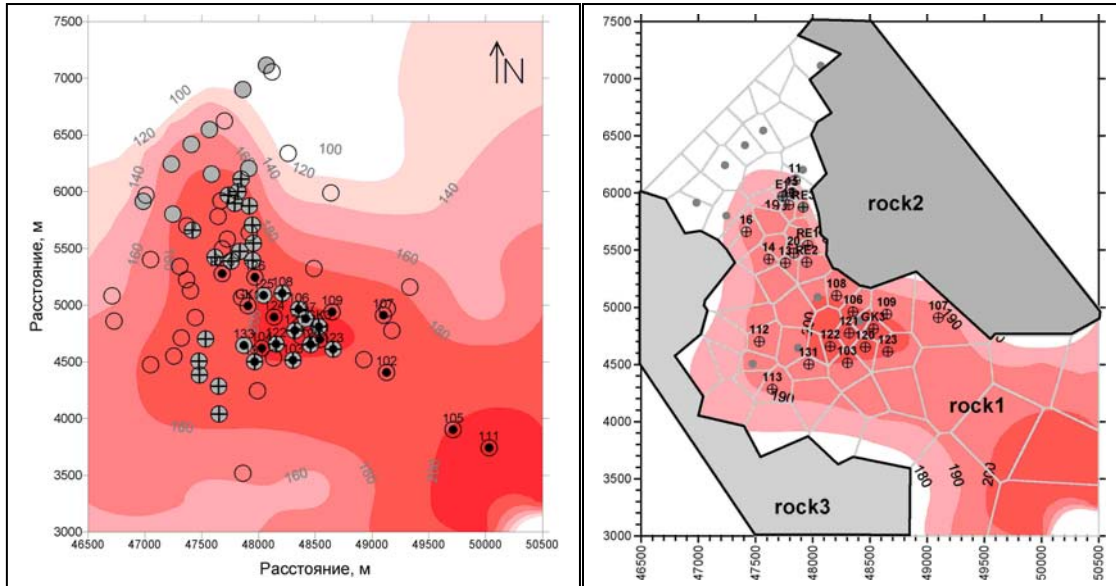


Рис. 2 Паужетское геотермальное месторождение.

Слева - Концептуальная модель: изолиниями показано начальное распределение температуры, • скважины, вскрывшие экструзивный комплекс дацитов (Q_{2-3}), осуществляющий структурный контроль температурного поля и продуктивного резервуара, ⊕ продуктивные и эксплуатационные скважины, ● реинжекционные скважины с высокой приемистостью.

Справа - элементы численной термогидродинамической модели: вычислительная сетка, начальное распределение температуры в продуктивном резервуаре (домен rock1), домены вмещающих пород (rock2, rock3), ⊕ эксплуатационные скважины, ● реинжекционные скважины.

Моделирование эксплуатации 1966-2000 г. Данные, которые можно использовать для калибровки модели за период эксплуатации с 1966 г включают ежемесячные измерения расходов и энтальпии эксплуатационных скважин, а также измерения уровней в наблюдательных скважинах, которые необходимо пересчитывать на давления, соответствующие положению середины продуктивного резервуара:

$$P = P_{\text{atm}} + \int_{z_0}^{z_1} \rho(T,z) g dz$$

где P = расчетное давление на отметке z_1 , P_{atm} = атмосферное давление, z_0 = уровень термальных вод, $\rho(T,z)$ = плотность воды в зависимости от температуры T и глубины z , и g - гравитационная постоянная. Кроме того, для косвенной оценки температуры (и энтальпии) по данным изменения химического состава отсепарированной жидкой фазы в продуктивных зонах использован Na-K геотермометр (Трусделл (Truesdell)) ($T_{\text{Na/K}} = 855.6 / (\lg(\text{Na/K}) + 0.8573) - 273$). Калибровка модели, выполненная по десяти наблюдательным и девяти эксплуатационным скважинам привела к необходимости

уточнения и учета на модели следующих параметров резервуара: (1) Корректировки абс. значений давления в граничных В-элементах, (2) Введения коэффициента сжимаемости для продуктивного резервуара $5.0 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$, и $2.0 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$ для вмещающих горных пород, (3) Введения коэффициента термического расширения $1.75 \cdot 10^{-2} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ для продуктивного резервуара (этот параметр оказался необходимым для объяснения слабого возмущения давления при реинжекции охлажденных вод на Северном и Центральном участках месторождения), (4) Введения на модели параметра «двойной пористости» в продуктивном резервуаре (доля трещин от 0.2 (Центральный) до 0.1 (Северный), среднее расстояние между трещинами 162 м). Результаты моделирования показали очень большую разницу 20-30 $^\circ\text{C}$ в темпах охлаждения трещинного пространства и блокового пространства продуктивного резервуара в процессе эксплуатации, что свидетельствует о недостаточной эффективности выбранного режима эксплуатации, т.к. тепловая энергия остается в блоках.

Моделирование эксплуатации до 2030 г. При моделировании дальнейшей эксплуатации Паужетского геотермального месторождения до 2030 г. Базовый сценарий эксплуатации включал восемь существующих эксплуатационных скважин 103, 106, 108, 121, 120, 122, 123 и GK3 при постоянном устьевом давлении и реинжекцию 30 кг/с 120 $^\circ\text{C}$ воды в скважины 142, 143 и 144. Этот сценарий показывает снижение паропроизводительности с 28 кг/с до 24.4 кг/с (при 2.7 бар) и снижение общего расхода водоотбора с 253 кг/с до 232.9 кг/с за 30 лет эксплуатации. Одним из ключевых вопросов при прогнозе эксплуатации является вопрос о том, как изменятся граничные условия при превышении расходом водоотбора притока глубинного теплоносителя. Этот случай рассматривался на примере Паратунского геотермального месторождения выше. Паужетский геотермальный резервуар может вести себя аналогично, т.е. поддерживать граничные условия 1 рода в В-элементах до тех пор, пока расход водоотбора не превысит приток глубинного теплоносителя, и «переключаться» на непроницаемые границы при падении давления в резервуаре ниже давления в граничном элементе (граничное условие типа «высачивания»). Наблюдения за основными гидрохимическими характеристиками эксплуатационных скважин показывают синхронизированное понижение энтальпии и содержания Cl^- при превышении водоотбором 220 кг/с (критическое значение для Центрального и Северного участков). Это свидетельствует о разбавлении метеорными водами (степень разбавления оценивается в 17%), т.е. в реальных условиях реализуются смешанные граничные условия. Поэтому при моделировании рассматривалась возможность реализации двух предельных вариантов граничных условий.

В дополнение к «базовому» сценарию эксплуатации на модели были рассмотрены четыре дополнительных сценария для того чтобы оценить влияние реинжекции отработанного теплоносителя на паропроизводительность эксплуатационных скважин:

- (1) Реинжекции нет с января 2001,
- (2) Реинжекция 60 кг/с, 120 $^\circ\text{C}$ в скв. 142, 143 и 144;
- (3) Реинжекция 120 кг/с, 120 $^\circ\text{C}$ в скв. 142, 143 и 144;
- (4) Реинжекция 180 кг/с, 120 $^\circ\text{C}$ в скв. 142, 143 и 144.

В результате моделирования выяснилось, что в диапазоне 30-60 кг/с реинжекция имеет положительный эффект на паропроизводительность эксплуатационных скважин, в то время как увеличение или уменьшение реинжекции за пределы диапазона 30-60 кг/с имеет результатом снижение паропроизводительности добычных скважин (в первом случае за счет охлаждения большой массой реинжекционных вод, во втором случае из-за притока холодных вод с границы резервуара).

Другим важным вопросом при эксплуатации является возможная величина водоотбора. Результаты моделирования (120-200% увеличение водоотбора достигалось размещением на модели соответствующего числа дополнительных скважин) показывают, что увеличение нагрузки за счет бурения дополнительных эксплуатационных скважин не будет иметь ощутимого эффекта на суммарную паропроизводительность Центрального участка при длительной эксплуатации.

4. МУТНОВСКОЕ ГЕОТЕРМАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

На Мутновском геотермальном месторождении к 2002 г построены две геотермальные станции с суммарной установленной электрической мощностью 62 МВт, что обеспечивает на Камчатке 35% потребности в электроэнергии. Проблема обеспечения теплоносителем Мутновской ГеоЭС-1 мощностью 50 МВт (в 2003 г обеспеченность паром составляла 60%) привела к постановке задачи об использовании моделирования как инструмента в обосновании целей бурения и объемов бурения дополнительных скважин.

4.1 Концептуальная модель

Концептуальную модель продуктивного резервуара в Центральной части участка Дачный можно представить следующим образом (рис. 3). Продуктивный резервуар (продуктивная зона «Основная») приурочен к разломной зоне северо-северо-восточного простирания, падением 60° на восток-восток-юг и средней вертикальной мощностью около 240 м (истинная мощность 120 м). Зона «Основная» вскрыта продуктивными скважинами 045, 01, 014, 016, 1, 029W, 26, 24, 4E с высоким устьевым рабочим давлением. Простирание зоны согласуется с простиранием системы наиболее молодых субпараллельных разломов выделенных В.Л. Леоновым (1986). Горные породы, вмещающие продуктивную зону: диориты, миоцен-плиоценовые песчаники, риолитовые и андезитовые туфы, и лавы, однако зона характеризуется отсутствием явного литологического контроля. Кровля продуктивной зоны фиксируется зонами полного поглощения промывочной жидкости при бурении скважин. Анализ распределения координат точек полной потери циркуляции и продуктивных зон по 50-ти скважинам Центрального блока участка Дачный показывает что 75% зон полной потери циркуляции и 100% всех продуктивных скважин связаны с ± 150 м интервалом прилегающим к плоскости «Основной» продуктивной зоны. Ориентация зоны подтверждается также трассерным взаимодействием в субмеридиональном направлении. Плоскость разломной зоны пересекает активное жерло Мутновского вулкана на абс. отм. +250 - +1250 м на расстоянии 8 км от участка эксплуатации, где по данным гидроизотопных исследований находится область водного питания геотермального месторождения, осуществляемого за счет инфильтрации вод метеорного происхождения и тающих в кратере вулкана ледников. Высокотемпературный теплоноситель поднимается из юго-восточного сектора зоны, где теплоноситель имеет температуру более 280°C , находится в жидком состоянии и обнаружена кварц-эпидот-хлоритовая ассоциация вторичных гидротермальных минералов. В средней и верхней части продуктивной зоны «Основная» теплоноситель переходит в двухфазное состояние, характеризуемое вайрацит-хлоритовой ассоциацией вторичных гидротермальных минералов, соотношением $\text{Cl}/\text{SO}_4 > 1$, превышением значений Na-K геотермометра над прямыми замерами температуры. Четыре дополнительных скважины (A1-A4) пробуренных в 2001-2003 гг и оборудованных фильтрами за пределами продуктивной зоны «Основная» показали отсутствие продукции или низкую продуктивность. Парогидротермальный взрыв, происшедший в 300 м к востоку от скв. 045 (июнь 2003 г) в результате вызванного эксплуатацией понижения уровня в зону высоких температур является дополнительным подтверждением изображенной на рис. 3 схемы циркуляции теплоносителя.

4.2 Численное моделирование

Проектирование модели (рис. 3). Для генерации вычислительной сетки использован генератор сеток A-MESH, при этом выполнялась дополнительная корректировка связей между элементами модели для учета вертикальной составляющей и исключения «паразитической численной циркуляции». Геотермальный резервуар представлен на модели в виде объединения двух резервуаров: А-резервуара и В-резервуара. Геометрия вычислительной сетки А-резервуара соответствует продуктивной зоне «Основная» со средней вертикальной мощностью 240 м, каждый элемент сетки расположен на абс. отметке соответствующей кровле продуктивной зоны. В-резервуар включает три элемента, соответствующих продуктивным зонам скважин 2Е, 5Е и О12 в приконтактной зоне диоритовой интрузии. Всего на модели определено 24 существующих скважины, 39 дополнительных внутренних элементов (F-элементы и D-элемент) и 12 граничных (инактивных) элементов (В-элементы). На рис.3 изображена вычислительная сетка, домены с различной проницаемостью и «источники» (элементы О45, F27, F28, F14, F15, F29, в которых задается поступление в модель глубинного теплоносителя). Граничные условия в В-элементах определены как $P=\text{const}$ и $T=\text{const}$ (в ненарушенном эксплуатацией состоянии). Теплообмен между резервуарами и вмещающими породами с температурой 100 °С определяется с использованием подпрограммы QLOSS, где коэффициент теплообмена задан $0.0042 \text{ Вт/м}^2 \text{ °С}$.

Моделирование естественного состояния. Цель моделирования – достижение сходимости между модельными и фактическими параметрами по температуре, давлению и паронасыщению за счёт подбора параметров источников (расхода глубинного теплоносителя), граничных условий на контуре разгрузки (В-элементы) и проницаемости резервуаров. В результате калибровки модели естественного состояния расход глубинного теплоносителя оценивается в 54 kg/s при энтальпии 1390 кДж/кг (вода с температурой 307°С), значение проницаемости резервуара 100 мД, основное направление потоков теплоносителя из юго-восточного сектора продуктивной зоны в северо-северо-восточном направлении (жидкая фаза) и в западном направлении (паровая фаза) к естественному термопроявлению «Котел» (элемент D модели).

Моделирование эксплуатации. За период эксплуатации с ноября 2002 по октябрь 2003 года суммарная паропроизводительность эксплуатационных скважин 016, 26, 029W, 4Е, 5Е снизилась с 64.9 кг/с до 59.4 кг/с (8.5%), суммарный расход сепарата из скважин 016, 26, 029W, 4Е, 5Е снизился со 117.5 до 107.5 кг/с (8.5%) при устьевых давлениях от 6 до 8 бар. На данной стадии калибровки модели это потребовало введения в модель коэффициента сжимаемости резервуара $5.0 \cdot 10^{-7} \text{ Па}^{-1}$ (домен STEAM) и $5.0 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$ (остальная область). При моделировании эксплуатационных скважин использована специальная подпрограмма DEBIT, позволяющая на каждом временном шаге моделирования решать нелинейное уравнение взаимодействия пароводяной скважины с резервуаром (коэффициенты продуктивности отдельных скважин, определенные по данным опробования скважин до начала эксплуатации составляют 0.8-9.3 кг/с бар, таблицы забойного давления рассчитывались отдельно с использованием программы NOLA). Кроме того, при моделировании эксплуатации модифицированы граничные условия: граница разгрузки задана непроницаемой, т.к. отбор теплоносителя намного превышает расход естественных термопроявлений, расход реинжекции отработанного теплоносителя в элемент 027 – 84 кг/с с энтальпией 700 кДж/кг. При моделировании эксплуатации до 2012 г с целью обоснования целей бурения и графика подключения дополнительных скважин для обеспечения теплоносителем Мутновской ГеоЭС-1 50 МВт (в конце 2003 г станция была обеспечена теплоносителем на 60-70%) получены

следующие основные результаты: (1) бурение дополнительных скважин на участке эксплуатации скважин 016, 26, 029W, 4E, 5E нецелесообразно, (2) для обеспечения теплоносителем 50 МВт станции в период до 2012 г необходимо бурение семи наклонных скважин глубиной от 1527 до 2213 м и углом отклонения от вертикали до 25 град в юго-восточном секторе продуктивной зоны «Основная» (рис. 3).

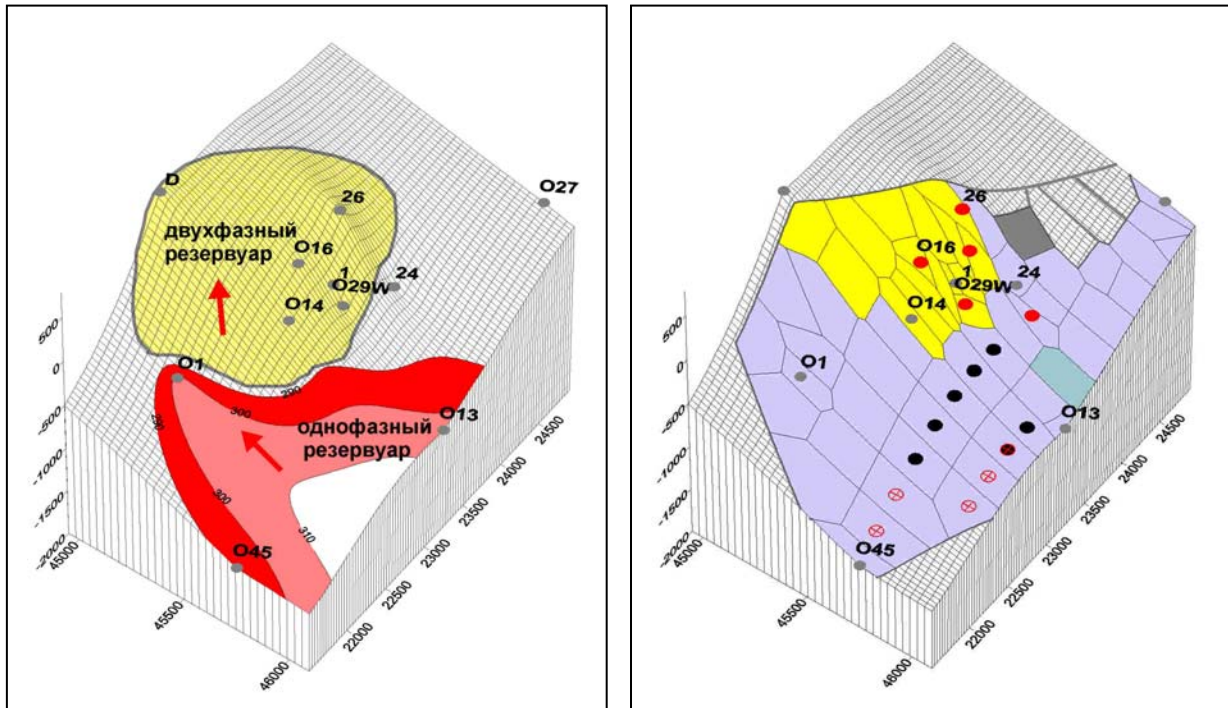


Рис. 3 Мутновское геотермальное месторождение (участок Дачный). Слева - Концептуальная модель: показана плоскость продуктивной зоны «Основная» и позиции продуктивных зон вскрытых основными эксплуатационными скважинами, зона поступления глубинного теплоносителя, распределение температуры и фазового состояния теплоносителя, Справа - элементы численной термогидродинамической модели: вычислительная сетка А-резервуара, домены с различной проницаемостью показаны цветом, ⊕ - элементы модели, в которых задается поступление глубинного теплоносителя, ● - эксплуатационные скважины, • цели бурения дополнительных эксплуатационных скважин, обоснованные с помощью моделирования.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В результате моделирования естественного состояния и 34-летней эксплуатации Паратунского геотермального месторождения массовые расходы восходящего потока глубинного теплоносителя оцениваются следующим образом: 138 кг/с - Средний, 95 кг/с - Нижний, 60 кг/с - Северный, всего 293 кг/с (среднегодовые значения). Суммарный приток глубинного теплоносителя в геотермальный резервуар увеличивается летом до 307 кг/с и уменьшается зимой до 278 кг/с. Проводимость продуктивного резервуара оценивается в 30-60 Д*м, сжимаемость $5 \cdot 10^{-6}$ м Па⁻¹. Условие на контуре разгрузки является нелинейным (граница типа «высачивания»). При сложившейся схеме размещения эксплуатационных скважин производительность Паратунского геотермального месторождения (суммарный среднегодовой отбор теплоносителя) может составлять не менее 250 кг/с до 2024 г.

2. В результате моделирования естественного состояния и 35-летней эксплуатации Паужетского геотермального месторождения оценивается величина расхода восходящего потока теплоносителя – 36 кг/с, 830 кДж/кг (Северный участок), 188 кг/с, 875-920 кДж/кг (Центральный участок), 100 кг/с, 900 кДж/кг (Юго-Восточный участок). Продуктивный резервуар характеризуется проводимостью $70 \text{ Д}^* \text{ м}$, сжимаемостью $3.5 \cdot 10^{-4} \text{ м Па}^{-1}$, термической сжимаемостью и «двойной пористостью». Показано, что в диапазоне расходов закачки 30-60 кг/с реинжекция имеет положительный эффект на паропроизводительность эксплуатационных скважин Центрального участка месторождения, в то время как увеличение или уменьшение реинжекции за пределы указанного диапазона имеет результатом снижение паропроизводительности добычных скважин (в первом случае за счет охлаждения большой массой реинжекционных вод, во втором случае из-за притока холодных вод с границы резервуара). Результаты моделирования показывают, что увеличение нагрузки на Центральном участке (свыше 220 кг/с) за счет бурения дополнительных эксплуатационных скважин не будет иметь ощутимого эффекта на суммарную паропроизводительность Центрального участка при существующей схеме эксплуатации.

3. Представляет интерес оценка возможности реанимации выбывшего из эксплуатации Северного участка Паужетского геотермального месторождения с использованием бинарных технологий по аналогии с геотермальным месторождением Каса-Диабло (Лонг Вэллей, США), находящегося в сходных геологических условиях. Например, в Каса-Диабло в режиме полной рециркуляции работает на бинарном цикле (изобутан) один из модулей ГеоЭС МР-I мощностью 14 МВт (температура закачки 65-93°C, температура извлечения 166°C, расход 341 кг/с, т.е. на 1 МВт необходимо 25 кг/с теплоносителя).

4. Уточнена концептуальная гидрогеологическая модель участка Дачный Мутновского геотермального месторождения, в соответствии с которой продуктивная зона «Основная» Центрального блока участка Дачный приурочена к плоскости разлома северо-северо-восточного простирания и падением 60° на юг-восток-восток. Разработана детальная численная термогидродинамическая модель продуктивной зоны, по результатам моделирования восходящий поток теплоносителя оценивается 54 кг/с с энтальпией 1390 кДж/кг, проводимость продуктивного резервуара $12 \text{ Д}^* \text{ м}$, сжимаемость $6 \cdot 10^{-5} \text{ м Па}^{-1}$. Прогнозируется снижение паропроизводительности существующих эксплуатационных скважин с 60-70 кг/с до 30 кг/с в первые 10 лет эксплуатации, для обеспечения теплоносителем Мутновской ГеоЭС 50 МВт с Центрального блока участка Дачный необходимо бурение семи дополнительных наклонных эксплуатационных скважин глубиной 1500 – 2250 м в юго-восточном секторе продуктивной зоны «Основная». Другим вариантом решения проблемы обеспечения (и возможного расширения) Мутновской ГеоЭС 50 МВт может являться использование юго-западного сектора продуктивной зоны Верхне-Мутновского участка (этот вариант рассматривается на модели в настоящее время).

Авторы выражают признательность Зам. генерального директора ОАО «ДВЭУК» по работе с ОАО «Геотерм» В.Е. Лузину и начальнику департамента ОАО «Геотерм» В.М. Моргуну за помощь в постановке задачи, сотрудникам ОАО «Геотерм» И.И. Черневу и Л.К. Москалеву за помощь в подготовке исходных данных для моделирования и обсуждение предварительных результатов, а также сотрудникам ГУП «Камчатскбургеотермия» В.И. Ямпольскому и К.И. Мальцевой. Работа выполнялась в рамках х.д. №30 от 16.04.2003 г. с ОАО «Геотерм», при поддержке РФФИ по проекту 03-05-65373, при поддержке Министерства Образования РФ по проекту 02.01.023 и при поддержке ДВО РАН по проекту 03-3-А-08-069.

ССЫЛКИ

1. Геотермические и геохимические исследования высокотемпературных гидротерм / Ред. Сугробов В.М. М.: Наука, 1986. 209 с.
2. А.В.Кирюхин, В.Л. Леонов, И. Б. Словцов, И. Ф. Делемень, М.Ю. Пузанков, А.Ю.Поляков, Г.О. Иванысько, О. П. Батаева, М.Е. Зеленский // Моделирование эксплуатации участка Дачный Мутновского геотермального месторождения в связи с обеспечением теплоносителем Мутновской ГеоЭС 50 МВт // Вулканология и сейсмология, 2004 (сдана в печать)
3. Кирюхин А.В. , Сугробов В.М. “Модели теплопереноса в гидротермальных системах Камчатки” // М.,Наука ,1987 ,150 с.
4. Кирюхин А.В. Моделирование эксплуатации геотермальных месторождений // Владивосток, Дальнаука, 2002, 216 с.
5. В.Л. Леонов Структурные условия локализации высокотемпературных гидротерм // Москва, Наука , 1989, 104 с.
6. В.М. Сугробов Геотермальные ресурсы Камчатки и перспективы их использования // гидротермальные системы и поля Камчатки, Владивосток, ДВНЦ, 1976, с.267-291.
7. Z.P.Aunzo, G.Bjornson, G.S.Bodvarsson (1991), Wellbore models GWELL, GWNACL, and HOLA.Users Guide//Draft,1991,81 p.
8. Kiryukhin A.V. High temperature fluid flows in the Mutnovsky hydrothermal system, Kamchatka//Geothermics,v.23,N 1,1993,p.49-64.
9. Kiryukhin A.V. Modeling Studies: Dachny Geothermal Reservoir, Kamchatka, Russia// Geothermics, Vol. 25, No. 1, pp. 63-90.
10. A.V.Kiryukhin MODELING STUDY OF THE MUTNOVSKY GEOTHERMAL FIELD (DACHNY) IN CONNECTION WITH THE PROBLEM OF STEAM SUPPLY FOR 50 MWe PP , PROCEEDINGS, Twenty-Ninth Workshop on Geothermal Reservoir Engineering,Stanford University, Stanford, California, January 26-28, 2004,SGP-TR-175, 7 p.
11. A.V. Kiryukhin, T. Xu, K. Pruess, J. Apps, I. Slotvsov Thermal-Hydrodynamic-Chemical (THC) Modeling Based on Geothermal Field Data // Geothermics, v.33, No.3, 2004, 349-381 p.
12. A.V. Kiryukhin, V.A.Yampolsky Modeling Study of the Pauzhetsky Geothermal Field, Kamchatka, Russia // Geothermics, v.33, 2004, No.4, 34 p.
13. Ladygin, V., Frolova, J., Rychagov, S., 2000. Formation of Composition and Petrophysical Properties of Hydrothermally Altered Rocks in Geothermal Reservoir, Proc. WGC 2000, p.2695-2699.
14. K.Pruess “TOUGH2 - General Purpose Numerical Simulator for Multiphase Fluid and Heat Flow” // LBL-29400, May, 1991.
15. K.Pruess Two-Phase Unsaturated Flow at Yucca Mountain, Nevada: A Report on Current Understanding // AGU, 2001, p.113-133.