

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ПРИРОДНЫХ И ПРИРОДНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

УДК 551.49:550.21

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРАТУНСКОГО ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (КАМЧАТКА)

© 2017 г. А. В. Кирюхин*, Н. П. Асаулова**, Л. А. Ворожейкина**, П. О. Воронин*,
Н. В. Обора**, П. А. Кирюхин***

* Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН,
683006 Петропавловск-Камчатский, бул. Пийпа, 9, г. Россия
E-mail: AVKiryukhin2@mail.ru

**АО “Тепло Земли”,
ул. Крашенинникова, д. 1, пос. Термальный, Камчатский край, 684035 Россия

***ООО “Эквиджен Сервисис”,
Пулковское шоссе, д. 40-1, г. Санкт-Петербург, 196158 Россия

Поступила в редакцию 16.06.2016 г.

Паратунское геотермальное месторождение находится в эксплуатации с 1964 г., за период эксплуатации 1966–2014 гг. извлечено 321 млн т термальной воды с температурой 70–100 °С, которая используется для теплоснабжения, бальнеологии и тепличного хозяйства. Объем продуктивного вулканогенного резервуара трещинно-блокового типа около 40 км³, измеренные температуры достигают 107 °С, термальные воды характеризуются Cl–Na, Cl–SO₄–Na составом и преобладанием N₂ (96–98%) в газовой фазе. Изотопный состав термальных вод (δD , $\delta^{18}O$) показывает, что область водного питания месторождения приподнята на абсолютные отметки выше 1000 м. Для анализа термогидрогеохимической истории эксплуатации использовано термогидродинамическое 3D-моделирование (TOUGH2-EOS1+tracer, полигональная сетка, 9727 элементов, 8 слоев). Калибровка модели осуществлялась по начальному распределению температуры и изменению давления резервуара в процессе эксплуатации 1964–2014 гг. По результатам инверсионного моделирования оцениваются фильтрационно-емкостные свойства продуктивного резервуара, суммарный естественный приток глубинного теплоносителя (190 кг/с). Установлены граничное условие площадной разгрузки гидротерм и приток хлоридных подземных вод через восточную границу геотермального резервуара. Прогнозное моделирование изменения давления и температуры в продуктивном резервуаре Паратунского геотермального месторождения на срок до 2040 г. с суммарной добычной нагрузкой 256 кг/с показывает умеренное понижение давления в резервуаре (до 0.7 бар) при незначительном снижении температуры.

Ключевые слова: Паратунское, геотермальный, моделирование, TOUGH2, эксплуатация, термогидрогеохимический.

ВВЕДЕНИЕ

Гидрогеология Паратунской гидротермальной системы и условия ее формирования достаточно обстоятельно проработаны в статье Ю. Ф. Манухина и Л. А. Ворожейкиной [7]. За прошедшие 40 лет накоплен значительный опыт эксплуатации Паратунского геотермального месторождения (рис. 1). Получены данные по изменению давления в продуктивном резервуаре, температуры и химического состава извлекаемого теплоносителя (общий объем добычи которого за период 1966–2014 гг. составил 321 млн т), разработаны методы моделирования

(TOUGH2-моделирование) для понимания механизма и прогноза геотермальных процессов. Это позволяет вновь вернуться к анализу фундаментальных проблем условий формирования гидротермальных систем и их эксплуатации на примере Паратунского геотермального месторождения. Среди этих проблем можно выделить: 1. Оценка возобновляемой глубинной составляющей геотермальных ресурсов и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных геотермальных резервуаров; 2. Оценка условий на границах продуктивного геотермального резервуара до и после начала его эксплуатации, в том числе оценка источников

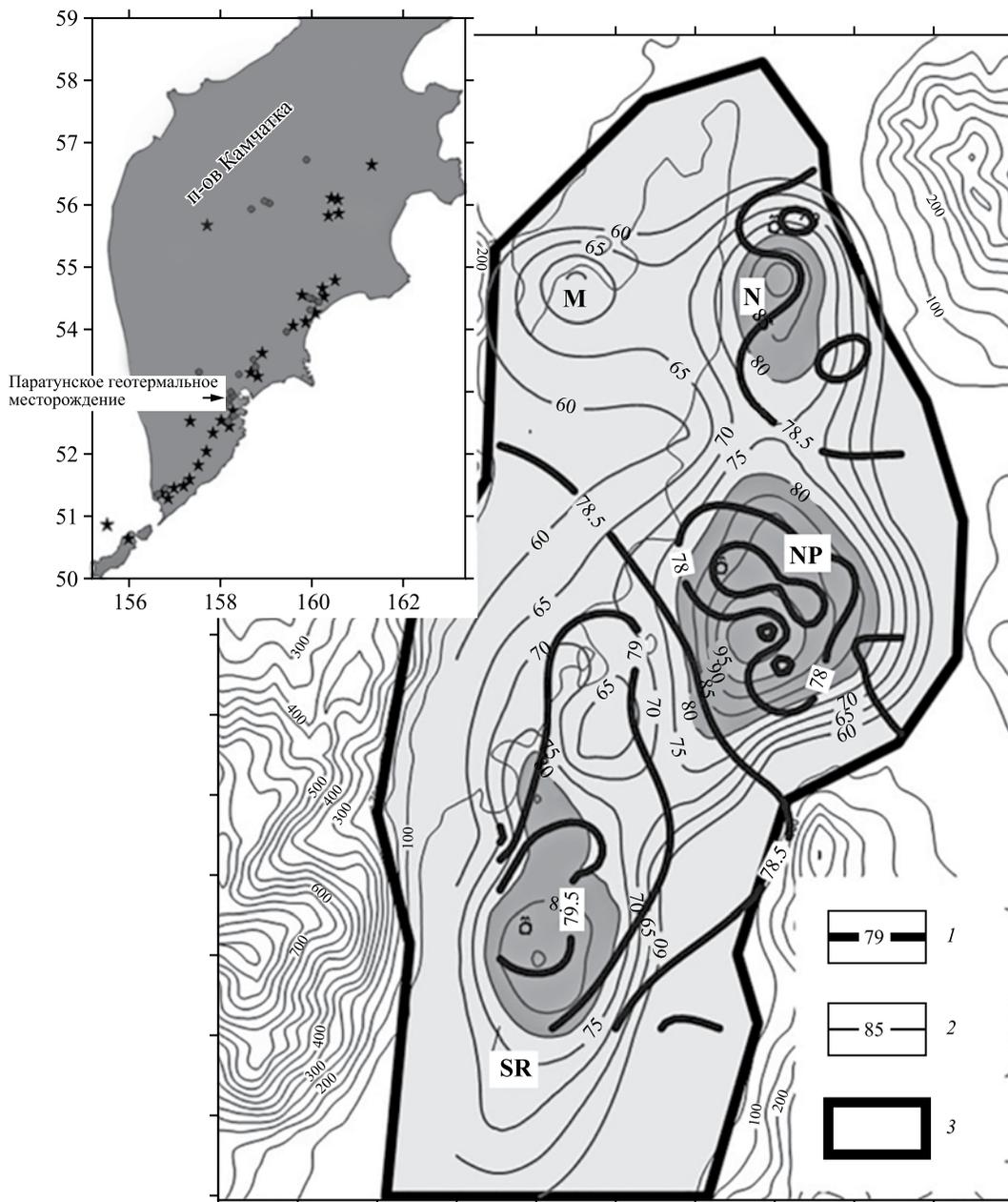


Рис. 1. Начальное распределение температуры (°С) и давления (бар) в пределах Паратунского геотермального месторождения (–760 м абс.) по данным на 1966 г., участки месторождения: SR – Средний, NP – Нижне-Паратунский, N – Северный, М – Микижинский. Горизонтальные границы 3D-термогидродинамической модели показаны границами многоугольника. 1 – изолинии давления (бар), 2 – изолинии температуры (°С), 3 – границы области моделирования.

На врезке показана позиция Паратунского геотермального месторождения в структуре гидротермальной и вулканической активности Камчатки. Звездочками показаны вулканы, кружками – основные группы термопроявлений.

формирования эксплуатационных запасов геотермальных месторождений; 3. Прогноз режима эксплуатации геотермальных месторождений при различных технологиях извлечения теплоносителя.

Кроме того, прогнозное моделирование эксплуатации Паратунских геотермальных месторождений может иметь важные практические приложения для

энергетики Камчатки. Хотя Паратунские геотермальные месторождения уже долгие годы являются источниками геотермального теплоснабжения и тепличных хозяйств пп. Паратунка и Термальный (3 тыс. чел.), многочисленной сети бассейнов и бальнеологических учреждений в курортно-санаторной зоне р. Паратунка, но этим их геотермальный потенциал далеко не исчерпан, так как

эксплуатация осуществляется преимущественно в режиме самоизлива. Наличие “невытребованной” в полном объеме электроэнергии Мутновских ГеоЭС может быть использовано для расширения насосной эксплуатации на Паратунских геотермальных месторождениях и применения там технологий тепловых насосов с потенциальной возможностью теплообеспечения г. Вилючинск (22 тыс. чел.), г. Елизово (39 тыс. чел.) и г. Петропавловск-Камчатский (181 тыс. чел.).

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПАРАТУНСКОГО ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гидрогеологическая стратификация

По результатам разведочного бурения, преимущественно до глубины 1000–1500 м, на месторождении выработана гидрогеологическая стратификация: 1 – аллювиальные песчано-гравийно-галечные отложения (закрывают мощный поток холодных грунтовых вод); 2 – нижнечетвертичные алевролиты с прослоями тонкозернистых песчаников (водо- и теплоупор) залегают на глубине 40–180 м, их мощность варьирует в пределах 10–150 м; 3 – нижнечетвертичные конгломераты с прослоями алевролитов и туфопесчаников (верхний водоносный горизонт термальных вод); 4 – туфопесчаники, туфоконгломераты и туфы алнейской серии (распространены только на Северном участке); 5 – туфогенно-пирокластические породы паратунской свиты (характеризуются наибольшей обводненностью, являются основными термовмещающими); 6 – интрузивные породы (обводнены незначительно, за исключением отдельных тектонических зон).

Четыре последних горизонта объединены в единый напорный водоносный комплекс, с которым связана циркуляция преимущественно трещинно-жильных, пластово-трещинных термальных и холодных напорных вод. Наличие выдержанного по площади относительного водоупора (нижнечетвертичные алевролиты, песчаники, глины) мощностью 10–100 м с глубиной залегания кровли 40–80 м обеспечивает избыточные напоры относительно холодных вод и подпор восходящего конвективного потока термальных вод.

Распределение продуктивности в резервуаре

Зависимости нормализованного расхода (приток с интервала до заданной глубины, деленный на число пробуренных до указанной глубины скважин [3]) для скважин Среднего и Нижнего вместе с Северным участком соответственно показывают, что:

– верхняя часть разреза в интервале глубин от 0 до 150 м не имеет водопритоков (грунтовые воды (1) и верхний водоупор (2)),

– в интервале глубин до 250–300 м нормализованный расход скважин возрастает до 3–4 кг/с (верхний конгломератовый водоносный горизонт термальных вод (3)),

– глубже до 1200–1350 м прирост нормализованного расхода достигает 17.3–25.5 кг/с (туфогенные комплексы термальных вод алнейской и паратунской свит (4–5)),

– в интервале глубин до 2400–2500 м (комплексы термальных вод фундамента и интрузивных пород (6)) прирост нормализованного расхода замедляется до 21–27 кг/с.

Основываясь на указанной информации, при разработке термогидродинамической модели (см. ниже) мощность геотермального продуктивного резервуара задана равной 1200 м.

По результатам анализа распределения фактически установленных в процессе бурения скважин продуктивных зон, система продуктивных субвертикальных разломов, питающих геотермальный резервуар, характеризуется различными простираниями (33С, СС3, ССВ) и углами падения 66–85°, что указывает на условия радиального растяжения в пределах Паратунского геотермального месторождения. Как показывает геомеханический анализ, раскрытие и реактивация разломов могла произойти в результате притока глубинного теплоносителя с избыточным давлением около 5 бар. Продуктивный геотермальный резервуар состоит из 16 плоско-ориентированных продуктивных зон, среди которых наиболее продуктивные – единый горизонт на отметках около –490 – –560 м абс. (площадь 6.8 км², 29% начальной продуктивности) и 4 субвертикальные продуктивные зоны (42% начальной продуктивности), проявленные на каждом из трех основных участков месторождения (две – на Среднем, по одной – на Северном и Нижнем соответственно).

Распределение температуры и давления в продуктивном геотермальном резервуаре

Для расчета 3D-температурного поля использованы библиотеки программ 3D-аппроксимации данных LIDA-3 [1] по данным измерений на забоях скважин после выстойки. Расчеты проводились с допустимым стандартным отклонением сплайна от фактической температуры 1 °С. На рис. 1 показаны расчетные распределения начальной температуры и давления (LIDA-3) на горизонтальном срезе –760 м абс.

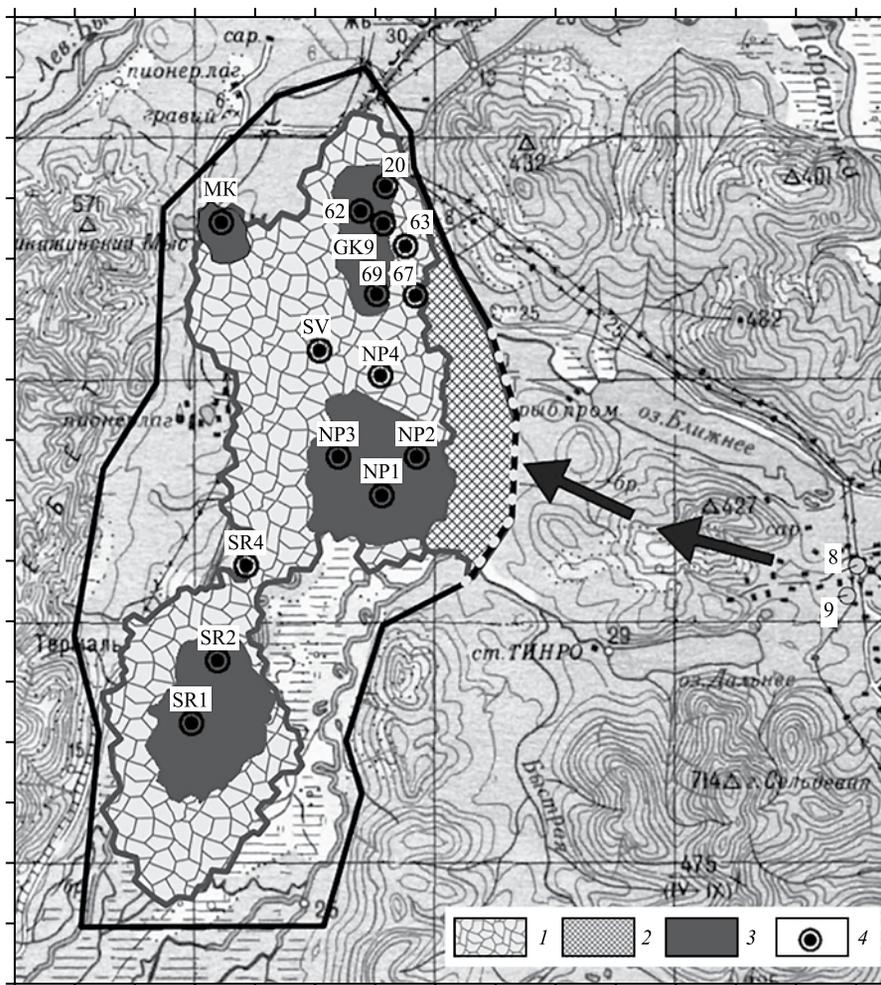


Рис. 2. Зонирование и граничные условия численной термогидрогеохимической модели Паратунского геотермального месторождения: 1 – контуры продуктивного резервуара с горизонтальной проницаемостью 1.41 Д и вертикальной проницаемостью 0.167 Д (средняя мощность 1200 м); 2 – контуры проницаемой (0.1 Д) буферной зоны; 3 – проекции зон притока глубинного теплоносителя из фундамента; 4 – добычные скважины (группы скважин) на различных участках месторождения (SR – Средний, NP – Нижне-Паратунский, N – Северный, М – Микижинский). Стрелками показаны направления притока хлоридных вод, поступающих в продуктивный геотермальный резервуар в процессе его эксплуатации. Сква. 8 и 9 – скважины, вскрывшие хлоридные натриевые воды (С1 5300–6100 ppm) на Южно-Бережном геотермальном месторождении.

Из построений гидрогеологических разрезов, расчета 3D-распределения температуры, геолого-структурных условий района в целом (гос. геологическая карта М 1 : 200 000, лист N57, XVII) вытекает следующая схематизация геометрии геологической модели продуктивного геотермального резервуара:

1) продуктивный геотермальный резервуар (термоводоносный комплекс) в горизонтальной плоскости ограничен геоизотермой 60 °С на абсолютной отметке –750 м (рис. 2), по его периферии находятся менее проницаемые породы геотермального резервуара, охватывающие в целом площадь 69 км² (грабен долины р. Паратунка), ограниченную жирной черной линией на рис. 1;

2) средняя вертикальная мощность продуктивного геотермального резервуара, сложенного неогеновыми вулканогенно-осадочными породами: N₁rg₃ (туфы, туфопесчаники), N₁rg₂ (базальты и туфы андезито-базальтов), составляет ~ 1200 м;

3) верхний относительный водоупор (сложенный песчано-гравийными и галечными отложениями Q, конгломератами и песчаниками Q₁) имеет среднюю вертикальную мощность ~180 м;

4) фундамент геотермального резервуара имеет неоднородное строение: внутри него выделяются 4 проницаемые зоны, вмещающие восходящие потоки теплоносителя (Средний, Нижне-Паратунский, Северный и Микижинский), в горизонтальной

плоскости контуры указанных проницаемых зон подчеркиваются геоизотермой 80 °С на абсолютных отметках –750 м (см. рис. 1), по глубине прослеживаются, по крайней мере, до –2500 м абс.

**Условия водного питания
по газогидрохимическим данным
и изотопному составу воды (δD , $\delta^{18}O$)**

Скважины Нижнего и Северного участков вскрыли более минерализованные термальные воды (М 1.9–2.6 г/л) хлоридно-сульфатного состава, в отличие от сульфатных вод на других участках месторождения. По характеристикам изотопного состава (δD , $\delta^{18}O$) четко фиксируется дифференциация термальных вод Паратунского геотермального месторождения по участкам (рис. 3): на участках Северном, Нижне-Паратунском и Микижа более легкие воды ($-116\text{‰} < \delta D < -110\text{‰}$, $-16\text{‰} < \delta^{18}O < -15\text{‰}$), на Среднем и Промежуточном участках происходит некоторое утяжеление ($-110\text{‰} < \delta D < -104\text{‰}$, $-15.4\text{‰} < \delta^{18}O < -14.3\text{‰}$). Речная вода (р. Карымшина и р. Паратунка), характеризующая локальные бассейны водосбора, значительно более тяжелая, чем термальные воды

($-100\text{‰} < \delta D < -95\text{‰}$, $-14.3\text{‰} < \delta^{18}O < -13.2\text{‰}$). Изотопному составу термальных вод в наибольшей степени соответствует вода ($-112\text{‰} < \delta D < -107\text{‰}$, $-15.8\text{‰} < \delta^{18}O < -14.2\text{‰}$) из тающего ледника в кратере Мутновского вулкана (+1550 м абс.) [4, 8], она близка составу термальной воды на Среднем, Промежуточном участках Паратунского месторождения и на Верхне-Паратунском месторождении. Вода Нижнего и Северного участков еще более легкая.

Исходя из результатов анализа изотопного состава воды, можно полагать, что область водного питания Паратунского геотермального месторождения (в естественных условиях) не включает локальные водосборные бассейны в пределах самих месторождений, она должна быть приподнята до отметок ледников и многолетних снежников. Области с абсолютными отметками выше 1000 м, где фиксируется распространение ледников (Вилучинский вулкан, 2175 м абс.) и многолетних снежников (Вилучинский вулкан, локальные приводораздельные области кальдеры в верхнем течении р. Карымшина [6]), это единственно возможные

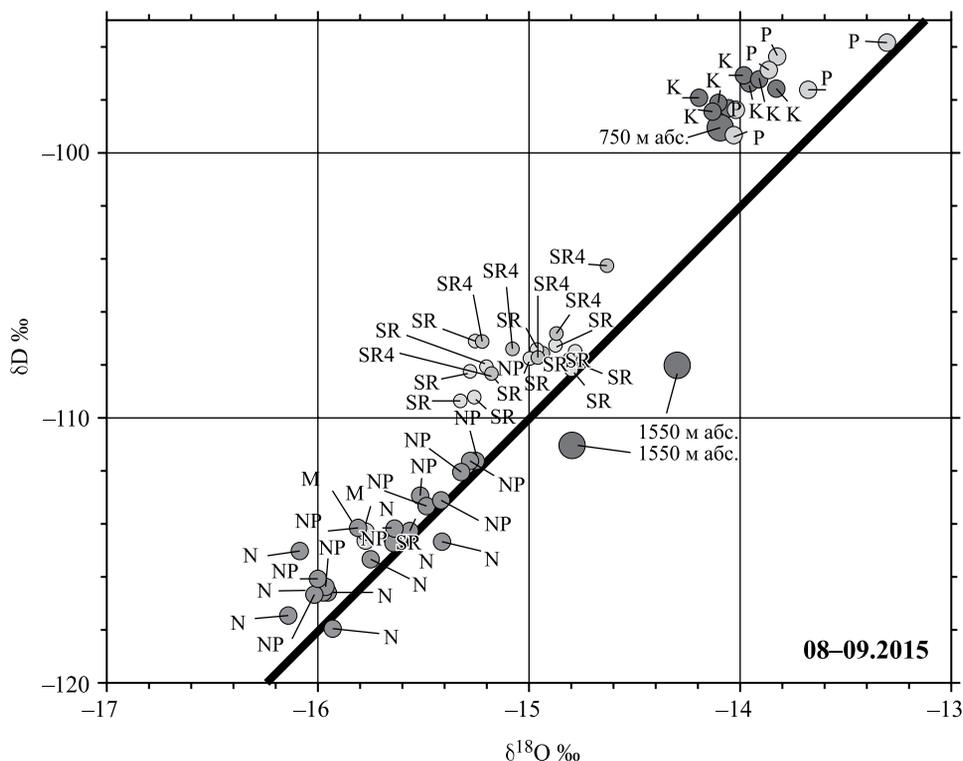


Рис. 3. Изотопный состав воды Паратунского геотермального месторождения (08–09.2015 г.) в сравнении с линией метеорных вод Крейга $\delta D = \delta^{18}O \cdot 8 + 10$, водами рр. Паратунка (P), Карымшина (K), водой из тающего ледника в кратере Мутновского вулкана (1550 м абс.) и бассейнов водосбора с отметкой +750 м абс. Измерения выполнялись П.О. Ворониным на анализаторе изотопного состава воды LGR IWA 35EP в ИВиС ДВО РАН.

Условные обозначения: буквы рядом с кружками соответствуют участкам Паратунского геотермального месторождения: NP – Нижне-Паратунский участок, N – Северный участок, SR – Средний участок, SR4 – Промежуточный участок, М – участок Микижа.

области водного питания Паратунских геотермальных месторождений.

Инфильтрационное питание из постройки Вилючинского вулкана выражается в облегчении изотопного состава воды Нижнего и Северного участков Паратунского геотермального месторождения ($\delta D = -113\text{‰}$, $\delta^{18}O = -15.5\text{‰}$) по сравнению с утяжеленными термальными водами Верхне-Паратунского геотермального месторождения и Среднего участка Паратунского геотермального месторождения ($\delta D = -107\text{‰}$, $\delta^{18}O = -14.7\text{‰}$), подпитываемыми, вероятно, также инфильтрационными водами из центрального сектора “кальдеры Леонова” [6].

Хорошо выраженные в орографической структуре северо-северо-западного, субмеридионального и северо-восточного простирания могут вмещать каналы, по которым холодная вода тающих ледников и снежников вулкана и кальдеры проникает через жерла потухших вулканов в разломы фундамента на глубины 4–5 км. Прогреваясь на протяжении 20–30 км за счет кондуктивного теплового потока и локальных магматических питающих систем потухших вулканов, эта вода приходит в Паратунские продуктивные геотермальные резервуары уже с температурой 80–100 °С. Площадь постройки только Вилючинского вулкана с отметками выше +900 м абс. составляет 19 км², из которых значительную часть занимают многолетние снежники и ледники, что при увеличивающейся с высотой интенсивности атмосферных осадков более 5000 мм [2] может обеспечить сток воды с расходом более 3 м³/с. Если 15% от этого стока преобразуются в подземный сток, то этого достаточно для обеспечения водного питания Паратунских геотермальных месторождений. Немаловажно также приподнятое на 1–2 км положение постройки Вилючинского вулкана, что обеспечивает повышенное гидродинамическое давление (+100 – +200 бар), гидроразрыв, раскрытие и реактивацию сдвиговых трещин и разломов, повышение проницаемости по пути фильтрации.

Заметим также, что роль четвертичных вулканов центрального типа в водном питании прилегающих гидротермальных систем показана на примере Авачинско-Корякской группы вулканов [5]. Данные по изотопному составу воды (δD , $\delta^{18}O$) показывают, что ледники этих вулканов являются областями водного питания для прилегающих термоминеральных источников (Корякские Нарзаны, Изотовский и Пиначевский) и Быстринского месторождения пресных подземных вод.

Условия теплового питания

Замкнутые в плане термоаномалии в пределах Паратунского геотермального месторождения (см. рис. 1) указывают на существование основных

источников теплового питания непосредственно под продуктивными геотермальными резервуарами. Такими источниками могут быть остывающие интрузивные магматические тела и жерловые фации погребенных вулканов.

Например, на юге Среднего участка тепловая аномалия примыкает к интрузивному массиву, термоаномалия ступенчато продолжается в северном направлении, а в западном круто погружается на границе поднимающегося горста. Ступени погружения изотерм в северном направлении совпадают с разломами субширотного простирания, проходящими южнее скв. 22 и между скв. 56 и ГК-10. Все скважины, пройденные вблизи этих нарушений на отрезке, ограниченном с юга интрузивным массивом и с севера вышеупомянутыми субширотными разломами, вскрыли высокотемпературные воды. Максимальная температура (94.1 °С) наблюдалась в скв. ГК-2 на глубине 258–260 м. Геотемпературные построения по Среднему участку, выполненные на период опытно-эксплуатационного выпуска, свидетельствуют о концентрированном движении гидротерм, субвертикально направленном из глубин к очагу разгрузки, что согласуется с предположением о наличии на Среднем участке локальной кратерной воронки – скрытой формы вулканизма.

ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ 3D-МОДЕЛИРОВАНИЕ (TOUGH2-EOS1 + tracer [9, 10])

Сборка модели осуществлялась с использованием PetraSim v. 5.2.

Генерация вычислительной сетки

Размеры модели в плане. Из построений гидрогеологических разрезов, расчета 3D-распределения температуры, геологоструктурных условий района в целом (гос. геологическая карта М 1 : 200 000, лист N57, XVII) вытекают ограничения модели продуктивного геотермального резервуара в плане: продуктивный геотермальный резервуар (термоводоносный комплекс) в горизонтальной плоскости ограничен геозотермой 60 °С на абс. отм. –750 м, по его периферии находятся менее проницаемые вмещающие породы геотермального резервуара, охватывающие в целом площадь 69 км² (грабен долины р. Паратунка) (см. рис. 2).

Стратификация модели в разрезе. Сверху вниз в модели выделяют слои.

Слой 1 (верхний относительный водоупор) соответствует верхнему “относительному водоупору”,

сложенному сверху аллювиальными песчано-гравийно-галечными отложениями (закрывающими мощный поток холодных грунтовых вод) и снизу нижнечетвертичными алевритами с прослоями тонкозернистых песчаников (водо- и теплоупор) со средней вертикальной мощностью 180 м. Слой задан в диапазоне глубин $-160 \div +20$ м абс.).

Слой 2 (продуктивный резервуар) соответствует продуктивному геотермальному резервуару, сложенному нижнечетвертичными конгломератами с прослоями алевритов и туфопесчаников, туфопесчаниками, туфоконгломератами и туфами аллейской серии, туфогенно-пирокластическими породами паратунской свиты со средней вертикальной мощностью ~ 1200 м. Слой задан в диапазоне глубин $-160 \div -1360$ м абс.).

Слой 3 (фундамент) соответствует фундаменту геотермального резервуара (интрузивные и метаморфические породы); задан в диапазоне глубин $-1360 \div -3000$ м абс.

При генерации вычислительной сетки выбрана полигональная схема разбиения на элементы с центрами в точках с горизонтальными координатами скважин, слой 2 модели подразделен на шесть горизонтальных подслоев мощностью по 200 м каждый, общее количество элементов модели 9727. При калибровке модели разбиения 2-го слоя не производили.

Определение граничных условий. В верхнем слое 1 модели, центрированном на отметке -70 м абс., заданы постоянная температура 8°C и давление P_0 (оцениваемый параметр), соответствующие граничным условиям 1-го рода на кровле продуктивного резервуара. В элементах модели нижнего слоя,

соответствующих Среднему, Нижне-Паратунскому, Северному и Микижинскому участкам, заданы "источники" с массовым потоком и энтальпией (рассматриваемыми в качестве оцениваемых модельных параметров). Кроме того, в каждом элементе нижнего слоя модели заданы тепловые источники, отражающие кондуктивный тепловой поток 0.06 Вт/м^2 .

Зонирование модели и материальные свойства. Модельные слои 1–3 имеют неоднородное строение, которое учитывается при их разделении на домены с различными материальными свойствами (см. рис. 2). Название домена состоит из пяти буквенных или цифровых символов.

Слой 1 подразделяется на два домена: CAPRK (низкопроницаемый, опущенная часть долины, область разгрузки гидротерм из продуктивного геотермального резервуара) и CAPR2 (непроницаемый, приподнятая часть долины).

Слой 2 подразделяется на 1) продуктивный проницаемый резервуар (домены RESPR), включающий область распределения температуры выше 60°C ; 2) непродуктивный низкопроницаемый резервуар RESER (включающий скважины с пониженными температурами (36, 41, 43, 67, 70, M1 и остальную область распространения 2-го слоя).

Слой 3 включает фундамент, в котором выделяются 1) домены BASE* (включающие зоны притока глубинного теплоносителя, где * – SR, NP, N, M соответствует Среднему, Нижне-Паратунскому, Северному и Микижинскому участкам (ограничены геоизотермой 80°C на абс. отм. -750 м); 2) домен BASE, включающий остальную область 3-го слоя.

Таблица 1. Фильтрационно-емкостные и петрофизические свойства, определенные на модели в качестве начального приближения (пояснения в тексте). Жирным шрифтом показаны оцениваемые в результате инверсионного моделирования параметры

Материальные свойства		Домен модели						
		CAPRK	CAPR2	RESER	RESPR	BASE	BASE*	BUFER
Минеральная плотность, кг/м^3	ρ			2600	2600	2600	2600	2600
Пористость, дол.ед.	θ			0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Горизонтальная проницаемость, мД	k	3.1	0.01	0.001	1410	1	741	100
Вертикальная проницаемость, мД	k'	3.1	0.01	0.001	167	1	167	167
Теплопроводность, $\text{Вт/м}^\circ\text{C}$	λ	1.0	1.0	1.4	1.4	2.0	2.0	1.4
Удельная теплоемкость, $\text{Дж/кг}^\circ\text{C}$	c			1000	1000	1000	1000	1000
Сжимаемость, Па^{-1}	C			10^{-8}	$4.1 \cdot 10^{-8}$	10^{-8}	10^{-8}	$4.1 \cdot 10^{-8}$

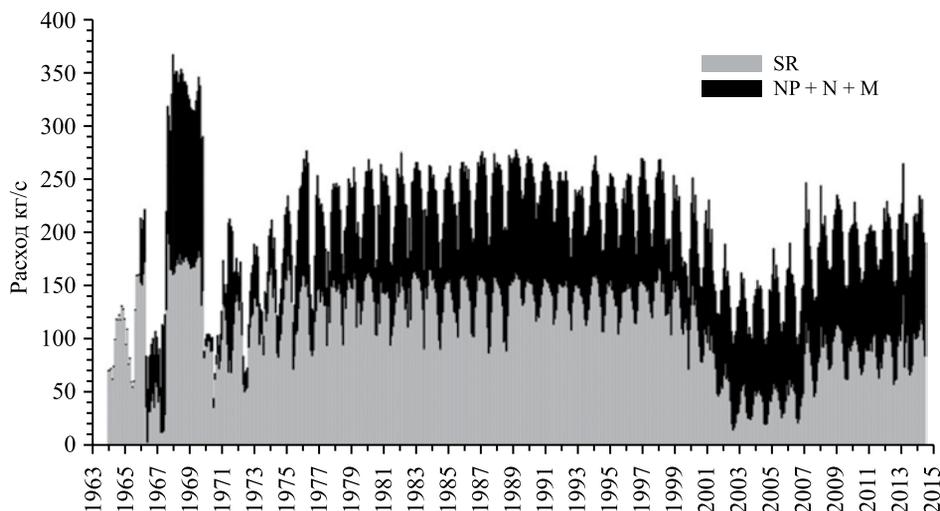


Рис. 4. История эксплуатации Паратунского геотермального месторождения в виде графиков добычи по участкам: Среднему (SR) и суммарно по Нижне-Паратунскому (NP), Северному (N), Микижинскому (M).

В табл. 1 приводятся сводные данные по фильтрационно-емкостным и петрофизическим свойствам, определенным в окончательной версии моделирования. Пористость задается 0.1 по аналогии с Мутновским геотермальным резервуаром, где по данным лабораторных исследований, пористость четвертичных вулканогенных пород составляет 0.15–0.30, верхнеплиоценовых 0.05–0.15, миоцен-плиоценовых – менее 0.10, и сотые доли для более древних геологических подразделений [4].

Определение на модели расходов отбора теплоносителя. Расходы добычных скважин Паратунского геотермального месторождения за период с января 1964 г. по июнь 2014 г. заданы на модели в виде среднемесячных значений, при этом суммарные расходы по группам добычных скважин делились равномерно на число добычных скважин в группе. На рис. 4 показана динамика изменения расхода отбора термальных вод по участкам месторождения.

Калибровка модели по данным термогидрогеохимической истории эксплуатации (инверсионное iTOUGH2 моделирование [9])

Исходные данные. Для калибровки модели по начальной температуре использовано 3D-температурное поле, рассчитанное с использованием библиотеки программ 3D-аппроксимации данных LIDA-3. Для калибровки модели использованы значения расчетной температуры (LIDA-3) на отметках –760 м абс., –2180 м абс., соответствующих центрам среднего (резервуар) и нижнего (фундамент) слоев модели в точках их пересечения скважинами глубиной более 500 м (всего использовано 77 калибровочных значений).

Для калибровки модели по начальному давлению использованы измерения уровня до начала эксплуатации, приведенные к давлению в центрах элементов модели (на отметках –760 м абс.) с учетом плотности воды при самоизливе соответствующих скважин. При калибровке не использовались значения давлений по скважинам Нижне-Паратунского участка, так как они испытали депрессию давления в результате эксплуатации, фактически начавшейся в 1960 г. Всего использовано 20 калибровочных значений по начальному давлению.

Прямых данных по изменению давления в резервуаре в процессе эксплуатации нет, поэтому оценка изменения давления выполнена расчетным способом по данным изменения устьевого давления наблюдательных скважин, приведенного к давлению в центрах элементов модели (на отметках –760 м абс.). Хотя рассчитанные таким способом давления отличаются от фактических, но погрешность в изменении давления равна нулю, если распределение температуры по стволу наблюдательной скважины незначительно изменяется за рассматриваемый период времени (а это как раз характерно для истории эксплуатации месторождения). Для учета отличий по абсолютной величине при решении обратных задач, как дополнительные оцениваемые параметры рассматриваются “начальные срезы давления по наблюдательным скважинам”. В качестве калибровочных значений для инверсионного моделирования использованы данные по наиболее информативным наблюдательным скважинам 9, 52, ГК8, ГК12, 39 и 66 за 1966–2014 гг.

Для калибровки модели *по изменению температуры* в процессе эксплуатации использованы измерения температуры на устье добычных скважин. Очевидно, что устьевая температура добычных скважин отражает температуру в зоне притока, глубина которой отличается от принятой при моделировании глубины залегания продуктивного резервуара. Для учета разницы между температурой в зоне притока добычной скважины и температурой, соответствующей отметке середины модельного слоя, при выполнении инверсионного моделирования в качестве дополнительных оцениваемых параметров использованы “начальные срезы температуры за счет несовершенства скважин по глубине вскрытия продуктивного резервуара”. Особенно важна отбраковка данных о температуре на устье скважин, изливающихся с малым расходом со значительными потерями температуры при подъеме по стволу, так как при изменении расхода таких скважин может значительно изменяться устьевая температура, создавая иллюзию изменения температуры в продуктивном резервуаре. В связи с этим данные по температурам на устье добычных скважин отбраковывались для последующего использования при калибровке модели таким образом, чтобы расход скважины обеспечивал потери температуры не более 1 °С при подъеме от зоны притока до ее устья. В качестве калибровочных значений использованы данные по изменению температуры на устье добычных скважин 20, 42, 57, 5, 8, ГК2, ГК3, Т2 и Т8.

Для калибровки модели (TOUGH2-EOS1+tracer) *по изменению хлор-иона* в процессе эксплуатации использованы данные по скважинам Северного участка 20, ГК9, 69, 63, 67, 62 и Нижне-Паратунского участка ГК13, 502, 64, т.е. по тем скважинам, в которых эти изменения зафиксированы.

Параметризация моделей и результаты инверсионного моделирования. При инверсионном iTOUGH2 моделировании *естественного состояния* в качестве 13-ти оцениваемых параметров модели рассматриваются массовые потоки ($\text{кг/с} \cdot \text{м}^2$) и энтальпии (Дж/кг) глубинного теплоносителя по четырем зонам притока (Средний, Нижне-Паратунский, Северный и Микижинский); вертикальная и горизонтальная проницаемость продуктивного резервуара 2-го слоя и каналов притока теплоносителя в фундаменте, соответствующих доменам модели (RESPR, BASE*); проницаемость низкопроницаемого домена 2-го слоя RESER, проницаемость верхнего “относительного водоупора”, соответствующего домену CAPRK (зона разгрузки из продуктивного геотермального резервуара); давление в верхнем слое (где заданы граничные условия 1-го рода на

кровле модели, соответствующие зоне разгрузки гидротерм) (см. рис. 2).

В результате инверсионного моделирования естественного состояния получены следующие оценки:

– притоки глубинного теплоносителя в геотермальный резервуар – 87 кг/с и 87 °С (Средний участок), 70 кг/с и 99 °С (Нижне-Паратунский участок), 26 кг/с и 111 °С (Северный), 7 кг/с и 80 °С (Микижинский);

– обобщенная горизонтальная и вертикальная проницаемости резервуаров 2-го слоя модели и подводящих каналов в фундаменте (3-й слой) 741 и 168 мД соответственно, проницаемость верхнего относительного водоупора и периферических участков продуктивного резервуара – 3 мД, давление в зоне разгрузки 12.2 бар (–70 м абс.).

При инверсионном iTOUGH2 моделировании *естественного состояния и истории эксплуатации* в качестве неизвестных двух основных оцениваемых параметров модели использованы сжимаемость и горизонтальная проницаемость продуктивных геотермальных резервуаров в целом (домены RESPR, см. рис. 2). Кроме того, в качестве дополнительных оцениваемых параметров модели рассматривались начальные “срезы давления” по каждой из наблюдательных скважин и начальные “срезы температуры” по каждой из добычных скважин, указанных выше.

В результате инверсионного моделирования естественного состояния и эксплуатации получены оценки горизонтальной проницаемости продуктивной части резервуара 1410 мД и сжимаемости $4.08 \cdot 10^{-8}$, при этом низкопроницаемая часть 2-го слоя RESER определена с проницаемостью 0.001 мД. Получено модельное подтверждение отсутствия ощутимых изменений температуры добычных скважин в течение всего периода эксплуатации месторождения. Установлена намного более низкая чувствительность модели по отношению к температурным калибровочным данным, чем к данным по изменению давления в наблюдательных скважинах (в 10–20 раз). На рис. 5 показано сопоставление результатов моделирования с данными по изменению давления в наблюдательной скважине ГК8.

При калибровке TOUGH2-EOS1+tracer модели естественного состояния и истории эксплуатации по гидрохимическим данным (изменение хлор-иона в добычных скважинах) в качестве оцениваемых параметров модели рассматривались условия на восточной границе месторождения (т.е. является ли она закрытой (условие 2-го рода) или открытой (условие 1-го рода)). В результате прогона

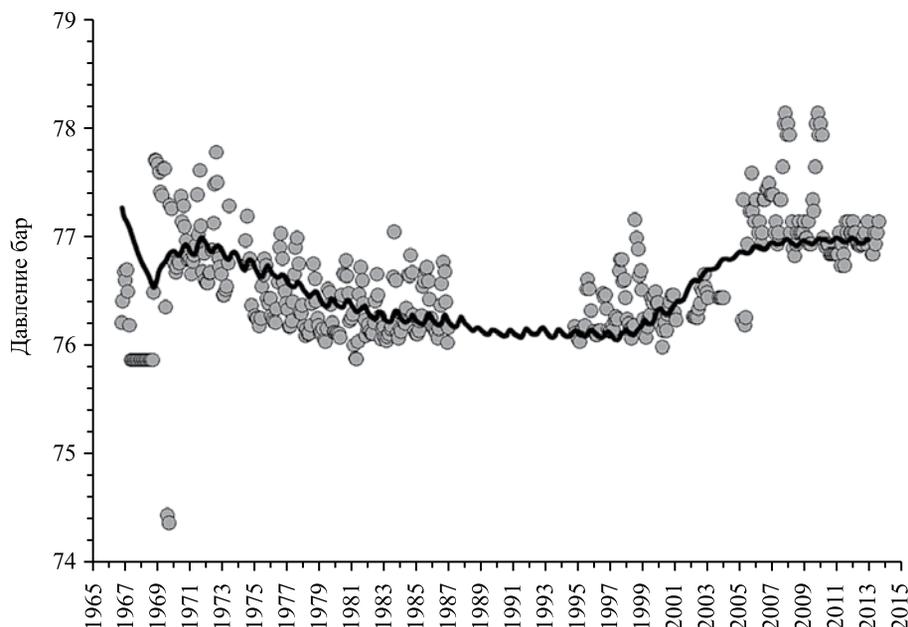


Рис. 5. Сопоставление модельного и расчетного давления (по фактическим значениям устьевого давления) в наблюдательной скв. ГК8. Примечание: к модельным данным добавлена «начальная срезка», оценка которой выполнена по результатам инверсионного моделирования.

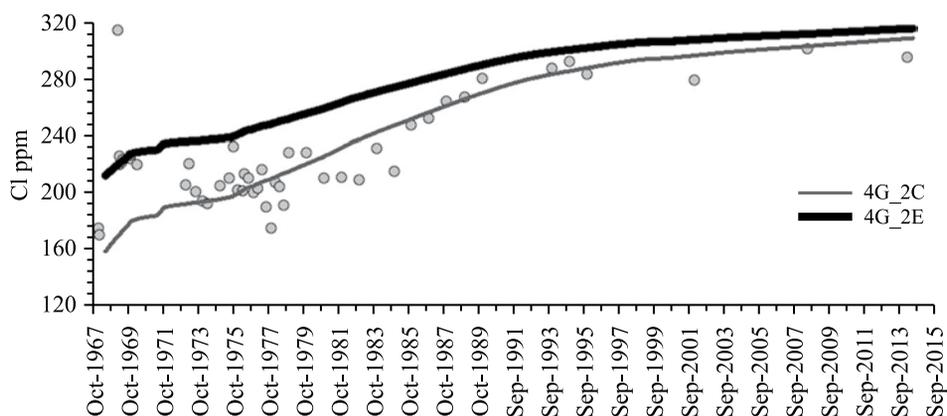


Рис. 6. Сопоставление результатов TOUGH2-EOS1+tracer моделирования (непрерывные линии) с фактическими данными (закрашенные кружки) по изменению концентрации хлор-иона в скв. 63 на Северном участке Паратунского геотермального месторождения. Вариант 4G_2C – заданные концентрации хлор-иона в глубинном притоке теплоносителя (60 ppm, 345 ppm, 375 ppm, 50 ppm), вариант 4G_2E – концентрации хлор-иона в глубинном притоке теплоносителя (115 ppm, 640 ppm, 375 ppm, 50 ppm) на Среднем, Нижнем, Северном и Микижинском участках соответственно.

различных вариантов установлено, что модель воспроизводит возрастание концентрации хлор-иона на Северном участке месторождения при условии задания его фиксированных концентраций (условие 1-го рода) на северо-восточной границе. На рис. 6 показано сопоставление результатов моделирования с историей изменения концентрации хлор-иона по скв. 63.

Влияние сезонного изменения давления в области разгрузки термальных вод. Значительный разброс фактических данных в годовом гидрологическом

цикле (до 1 бар, см. рис. 5) вызван сезонными циклическими изменениями давления в области разгрузки термальных вод, т.е. на кровле продуктивного геотермального резервуара (на модели это верхний “относительный водоупор”, включающий горизонт грунтовых вод).

Граничные условия 1-го рода, соответствующие зоне разгрузки гидротерм, заданы в верхнем слое модели, где определено постоянное давление 12.2 бар по результатам инверсионного моделирования естественного состояния. Прогон

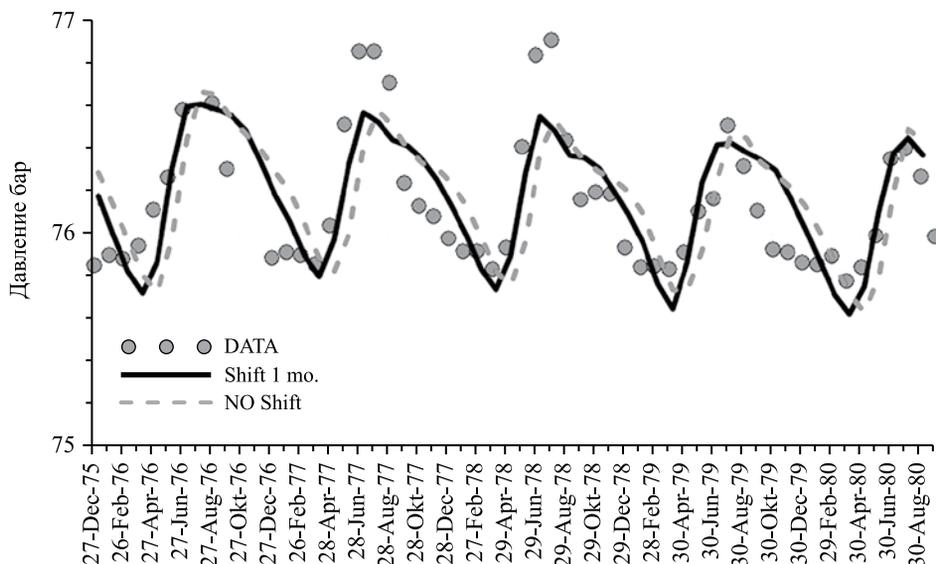


Рис. 7. Сопоставление результатов моделирования с фактическими данными по изменению давления в скв. 9 при амплитуде сезонного циклического изменения давления в области разгрузки 1 бар, матричной проницаемости 0.0001 мД (10^{-19} м²) и мощности водоупорного слоя 90 м (модель 4F_P_1S). Кружки – фактические данные (скв. 9), линии – различные варианты моделирования: NO Shift – без сдвига функции циклического изменения давления в области разгрузки; Shift 1 mo. – со сдвигом функции на 1 мес. вперед.

модели с сезонным изменением граничных условий в области разгрузки на гомогенной модели (без “двойной пористости”) показал, что волна давления приходит в резервуар с запаздыванием. При задании на модели “двойной пористости” с ортогональной сеткой трещин с расстоянием 50 м, долей трещинного пространства 0.001, проницаемости матрицы 0.0001 мД (10^{-19} м²), мощности водоупорного слоя 90 м и амплитуде циклического изменения давления в области разгрузки 1 бар – получено хорошее соответствие результатов моделирования с фактическими данными, но при этом было выявлено небольшое запаздывание волны прохождения давления (~1 мес.). Сдвиг функции циклического изменения давления по фазе на 1 месяц позволил в еще большей мере улучшить соответствие моделирования с фактическими данными. На рис. 7 на примере наблюдательной скв. 9 показано сопоставление результатов моделирования с фактическими данными с учетом циклического изменения давления в области разгрузки. Аналогичные результаты получены по наблюдательным скважинам 52, ГК8, ГК12, 39 и 66.

ПРОГНОЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДО 2040 г.

Эксплуатационные запасы Паратунского геотермального месторождения по состоянию на 01.04.1969 г. (протокол ГКЗ СССР от 11.04.1969 г. № 5656) оценивались суммарно по категории

В 270 кг/с со средневзвешенной температурой 77 °С. В соответствии с протоколом № 874 ГКЗ МПР РФ от 26.09.2003 г. эксплуатационные месторождения запасы (кг/с) составили по категории А+В – 137.7 (75 °С), C_1 – 50.9, C_2 – 98.4 (суммарно 287).

Прогнозное моделирование для подсчета эксплуатационных запасов на срок 2015–2040 гг. выполнялось по сценарию отбора термальных вод на уровне **256 кг/с**, достигнутом в результате многолетней эксплуатации и доказанным в процессе параллельных с эксплуатацией опытно-эксплуатационных выпусков теплоносителя в 2014 г.

В качестве исходных данных для задания расходов добычных скважин при проведении прогнозного моделирования использовались значения из табл. 2. Расходы добычных скважин для прогнозного моделирования за период с июня 2014 г. по декабрь 2040 г. задавались на модели по группам скважин и по индивидуальным скважинам. Расшифровка содержания и наименования групп скважин, объединенных отдельными насосными, показаны в табл. 2. Расходы по группам скважин распределяются в соответствии с табл. 2 и пропорционально расходам групп на июль 2014 г. Расходы индивидуальных добычных скважин, объединенных насосными в группы, задавались равными суммарному расходу группы, деленному на число скважин в группе. Начальное распределение давления и температуры задается по данным моделирования истории эксплуатации (см. выше).

Таблица 2. Расходы добычных скважин для прогнозного моделирования за период с июля 2014 г. по декабрь 2040 г. Участки Паратунского геотермального месторождения: N – Северный, NP – Нижне-Паратунский, SR – Средний, SV – Светлячок, M – Микижинский

Группа добычных скважин	Состав группы скважин	Расход, кг/с	Примечание
N	ГК9	12.3	
	20	2.1	
	62	3.6	
	63	3.5	
	67	4.0	
	69	8.3	
	101	3.7	
	106	1.7	
	РЭ9	1.3	
NP1	ГК13, 18, 42, 45, 102, 39, 49	34.6	67% от NP
NP2	55, 46, 57, 60	11.4	22% от NP
NP4	61, 64	6.0	11% от NP
SR1	ГК2, 1, 21, 22, 19, 23, ГК3, 3, 4, 5, 6, 8, 11, 15, ГК1	76.6	70% от SR1+SR2
SR2	ГК4, ГК6, 51	33.4	30% от SR1+SR2
SR4	T2, T3, T4, T5, T7	41.7	
SV	Г1, Г2, Г6	5.8	
M	M2, M3	5.8	

Приведем краткие характеристики модели (4Н), использованной для прогноза изменения давления и температуры в Паратунском геотермальном резервуаре на период 2016–2040 гг.: вычислительная сетка состоит из 9792 элементов, включает 8 слоев (*слой 1* – “относительный водоупор”, *слой 2* (подслои 2–7 мощностью по 200 м каждый) – резервуар, *слой 3* – фундамент); латеральные границы непроницаемые, за исключением восточной границы (см. рис. 2), где задается условие постоянного давления; фильтрационно-емкостные свойства продуктивных геотермальных резервуаров (см. рис. 2): сжимаемость $4.08 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$, проницаемость 1410 мД, задана буферная область с проницаемостью 0.1 Д (домен BUFER, табл. 1) и фиксированным постоянным давлением на восточной границе; добычные скважины разнесены по вертикали в соответствии с зонами водопритоков.

Прогнозное изменение давления и температуры просчитано на модели в элементах, соответствующих наиболее нагруженным скважинам Паратунского месторождения (см. табл. 2): скв. 15 (группа скважин SR1), скв. 53 (группа скважин SR2), скв. T5 (Промежуточный участок SR4), скв. ГК13 (группа скважин NP1), скв. 46 (группа скважин NP2), скв. 61 (группа скважин NP4), скв. ГК9 (Северный

участок N), скв. 69 (Северный участок), скв. Г6 (Светлячок SV), скв. M2 (Микижинский участок M).

В соответствии с прогнозным моделированием наиболее значительное понижение давления произойдет на Среднем участке 0.45–0.49 бар, на Промежуточном участке понижение составит 0.32 бара, на Нижне-Паратунском, Северном и Микижинском – понизится на 0.14–0.20 бара. На работе добычных скважин, работающих с погружными насосами (SR4, SV, M), такое понижение не окажет существенного влияния.

Замеры устьевого давления (P_u) добычных скважин, работающих в режиме самоизлива и с поддержкой наземных насосов, показывают, что минимальные значения P_u составляют в зимнее время 1.14 бар (SR1), 0.78 бар (SR2), 0.46 бар (NP1), 0.31 бар (NP2), 0.16 бар (NP4), 0.22–0.38 бар (скв. 69 и ГК9, N), поэтому указанные скважины, несмотря на умеренное понижение давления в резервуаре, могут потребовать перехода на насосный или комбинированный режим эксплуатации.

В соответствии с прогнозным моделированием значительных изменений температуры при рассматриваемых условиях отбора теплоносителя не ожидается. Максимальное понижение температуры на

0.5 °С прогнозируется на Промежуточном участке (скв. Т5).

Прогноз по модели, учитывающей трещинно-блоковую структуру продуктивного геотермального резервуара, осуществлен на трехслойной модели 4F_P_1S, учитывающей сезонные изменения давления в области разгрузки и двойную пористость геотермального резервуара. Сезонное изменение давления в области разгрузки задавалось на модели, как циклическое изменение давления в 1-м слое (эффективная модельная мощность верхнего водоупора – 90 м) с амплитудой изменения 1 бар. Двойная пористость резервуара задавалась во 2-м слое модели с параметрами: ортогональная система трещин со средним расстоянием между трещинами 50 м, доля трещинного пространства 0.001, матричная проницаемость $1 \cdot 10^{-19} \text{ м}^2$. 2-й слой модели делится на два домена: продуктивный (проницаемость 1.41 Д, сжимаемость $4.1 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$) и непродуктивный (проницаемость 1 мД, сжимаемость 10^{-8} Па^{-1}). Модель 4F_P_1S подвергалась калибровке по данным гидродинамической истории эксплуатации, при этом не выявлено необходимости существенно изменения фильтрационно-емкостных свойств модели (уточненное значение проницаемости 1.40 Д, сжимаемости $4.3 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$), хотя соответствие с фактическими данными улучшилось на 10% за счет учета сезонного изменения граничных условий.

Прогнозное изменение давления и температуры просчитано на модели 4F_P_1S в элементах модели, соответствующих наиболее нагруженным скважинам Паратунского геотермального месторождения: скв. 15 (группа SR1), скв. ГК13 (группа NP1), скв. ГК9 (группа N). В соответствии с прогнозным моделированием, наиболее значительные понижения давления составят 0.65–0.7 бар в феврале–марте начиная с 3-го года эксплуатации с расходом, определенным в табл. 2. Существенных изменений температуры при рассматриваемых условиях отбора теплоносителя не ожидается.

Источники формирования эксплуатационных запасов Паратунского геотермального месторождения

Модельный анализ естественного состояния и термогидрогеохимической истории эксплуатации месторождения показывает источники формирования его эксплуатационных запасов: F1 – приток глубинного теплоносителя; F2 – ресурсы привлекаемых из верхнего горизонта грунтовых вод; F3 – ресурсы хлоридных вод, привлекаемых через северо-восточную границу месторождения; F4 – емкостные запасы продуктивных геотермальных резервуаров.

Сработка емкостных запасов на примере модели 4Н оценивается в 31 млн т за период эксплуатации 1966–2014 гг. и 7 млн т для прогнозного варианта на период эксплуатации 2014–2040 гг. Учитывая, что за период 1966–2014 гг. извлечено 321 млн т воды, а за прогнозный период 2014–2040 гг. при планируемом расходе водоотбора 256 кг/с предполагается извлечение 202 млн т воды, доля емкостных запасов продуктивных резервуаров в суммарной величине эксплуатационных запасов оценивается в 9.7% на этапе эксплуатации 1966–2014 гг. и 3.5% на прогнозном этапе эксплуатации 2015–2040 гг.

Глубинная ресурсная составляющая оценивается по результатам инверсионного моделирования в 190 кг/с, эта величина может обеспечить не более 287 млн т (89.4% от водоотбора) за период эксплуатации 1966–2014 гг. и не более 150 млн т (74.3% от планируемого водоотбора) на прогнозном этапе эксплуатации 2015–2040 гг.

Таким образом, на ресурсы, привлекаемые сверху из горизонта грунтовых вод и через северо-восточную границу месторождения, приходится не менее 0.9% за период эксплуатации 1966–2014 гг. и не менее 22.3% на прогнозном этапе эксплуатации 2015–2040 гг. Усиление роли граничных условий на кровле и на северо-восточной границе продуктивного резервуара на прогнозный период эксплуатации связано с формированием квазистационарного профиля депрессионной воронки давления в процессе эксплуатации Паратунского месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Паратунское геотермальное месторождение – пример азотных терм метеорного происхождения, оно приурочено к продуктивному трещинно-блоковому вулканогенному резервуару в грабене р. Паратунка. В плане резервуар площадью около 36 км² ограничен геоизотермой 60 °С (–750 м абс.), сверху относительным водоупором со средней мощностью 180 м, продуктивный резервуар характеризуется средней мощностью 1200 м, его фундамент включает четыре основные зоны поступления глубинного теплоносителя (фиксируются геоизотермами 80 °С на –750 м абс. на Нижнем, Среднем, Северном и Микижинском участках).

Анализ изотопного состава термальных вод (δD , $\delta^{18}\text{O}$) показывает, что воды различных участков Паратунского геотермального месторождения различаются по изотопному составу: наиболее легкие воды Северного, Нижне-Паратунского и Микижинского участков, более тяжелые – Среднего, Промежуточного участков. В естественных условиях наиболее вероятная область водного питания

месторождения – постройка Вилючинского вулкана 2175 м абс., покрытая многолетними снежниками и ледниками, водное питание Среднего участка может обеспечиваться также из центрального приподнятого сектора “кальдеры Леонова” [6].

Для оценки характеристик продуктивного геотермального резервуара, естественных притоков глубинного теплоносителя и условий разгрузки разработана 3D-термогидродинамическая модель (TOUGH2, полигональная сетка, 9727 элементов, 8 слоев). Калибровка модели осуществлялась по начальному распределению температуры и изменению давления резервуара в процессе эксплуатации 1964–2014 гг. По результатам инверсионного моделирования наиболее обоснованные значения горизонтальной и вертикальной проницаемости резервуара 1.41 Д и 168 мД соответственно, сжимаемость $4.08 \cdot 10^{-8} \text{ Па}^{-1}$, суммарный естественный приток глубинного теплоносителя с температурой 80–111 °С оценивается в 190 кг/с. Доказано граничное условие площадной разгрузки гидротерм в вышезалегающий горизонт грунтовых вод. Получено модельное подтверждение отсутствия ощутимых изменений температуры добычных скважин в течение всего периода эксплуатации.

Гидрогеохимическая история эксплуатации Паратунского геотермального месторождения характеризуется постепенным возрастанием концентрации хлор-иона на восточной границе: Северном и Нижне-Паратунском участках. Темпы возрастания оцениваются в 1–3 ppm/год (или 20–40% за весь период эксплуатации). Моделирование TOUGH2-EOS1+tracer показывает, что постепенное возрастание концентрации хлор-иона обеспечивается притоком хлоридных подземных вод через восточную границу геотермального резервуара (потенциальная граница обеспеченного питания или гидравлической связи с еще одним продуктивным геотермальным резервуаром).

Прогнозное моделирование изменения давления и температуры в продуктивном резервуаре Паратунского геотермального месторождения на срок до 2040 г. с суммарной добычной нагрузкой 256 кг/с показывает умеренное понижение давления в резервуаре (до 0.7 бар) и относительно стабильный температурный режим, при этом циклическое сезонное изменение давления в области разгрузки приведет к наибольшим понижениям давления в феврале–марте. Таким образом, возможность добычной нагрузки 256 кг/с, показанной в процессе длительной эксплуатации, подтверждается результатами прогнозного моделирования на срок эксплуатации 25 лет при работе скважин в режиме самоизлива или комбинированной насосной эксплуатации.

Задачи дальнейших исследований включают прогноз эксплуатации в режиме насосной эксплуатации с целью выяснения возможностей расширения использования Паратунских месторождений для теплообеспечения Камчатского края.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают признательность В. Д. Евсеенко и В. И. Гаврюсеву за помощь в организации отбора проб на Паратунском геотермальном месторождении, директору АО “Тепло Земли” Е. П. Белову за участие в постановке задач и обсуждение полученных результатов.

Работа выполнялась при поддержке РФФИ по проекту № 16-17-10008 и РФФИ по проекту 15-05-00676.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Библиотека программ “LIDA-3” по аппроксимации функций и цифровой фильтрации сигналов и изображений. Новосибирск: ВЦ СО АН СССР, 1987. 169 с.
2. Вакин Е.А. Гидрогеология современных вулканических структур и гидротермы юго-востока Камчатки. Автореф. дис. канд. г.-м. наук. М., 1968. 22 с.
3. Кирюхин А.В. Моделирование эксплуатации геотермальных месторождений. Владивосток: ДальНаука, 2002. 215 с.
4. Кирюхин А.В., Кирюхин В.А., Манухин Ю.Ф. Гидрогеология вулканогенов. СПб.: Наука, 2010. 395 с.
5. Кирюхин А.В., Манухин Ю.Ф., Федотов С.А., Лаврушин В.Ю. и др. Геофлюиды Авачинско-Корякского вулканогенного бассейна, Камчатка // Геоэкология. 2015. № 4. С. 306–320.
6. Леонов В.Л., Рогозин А.Н. Карымшина. Гигантская кальдера-супервулкан на Камчатке: границы, строение, объем пирокластики // Вулканология и сейсмология. 2007. № 5. С. 14–28.
7. Манухин Ю.Ф., Ворожейкина Л.А. Гидрогеология Паратунской гидротермальной системы и условия ее формирования // Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки. Владивосток: ДВНЦ АН СССР, 1976. С. 143–178.
8. Поляков А.Ю., Кирюхин А.В., Воронин П.О., Усачева О.О. Исследования изотопного состава воды в Мутновском геотермальном районе (вулкан, месторождение, Нижне-Жировской источник, родниковый), влияние фазового фракционирования // Матер. регион. научн. конф. “Вулканизм и связанные с ним процессы”, посв. Дню вулканолога, 29–30 марта 2016 г., Петропавловск-Камчатский: ИВиС ДВО РАН, С. 416–424.
9. Finsterle S. iTOUGH2 V7.0 Command Reference. Rep. LBNL-40041 rev., Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California. 2014.
10. Pruess K., Oldenburg C., Moridis G. TOUGH2 User's Guide, Version 2.0. Rep. LBNL-43134, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California. 1999. 198 p.

REFERENCES

1. *Biblioteka program "LIDA-3" po approksimatsii funktsii i tsifrovoy fil'tratsii signalov i izobrazhenii* [Library of LIDA-3 programs for function approximations and digital filtration of signals and images]. Novosibirsk, VTs SO AN SSSR, 1987, 169 p. (in Russian).
2. Vakin, E. A. *Gidrogeologiya sovremennykh vulkanicheskikh struktur i gidrotermy yugo-vostoka Kamchatki* [Hydrogeology of recent volcanic structures and hydrotherms of south-east of Kamchatka]. Extended abstract of Cand. Sci. (Geol.-Min.) Dissertation. Moscow, 1968, 22 pp. (in Russian).
3. Kiryukhin, A. V. *Modelirovanie eksploatatsii gidrotermal'nykh mestorozhdenii* [Modeling of the exploitation of geothermal fields]. Vladivostok, Dal'Nauka, 2002, 215 p. (in Russian).
4. Kiryukhin, A.V., Kiryukhin, V.A., Manukhin, Yu. F. *Gidrogeologiya vulkanogenov* [Hydrogeology of volcanogenic formations]. St. Petersburg, Nauka, 2010, 395 p. (in Russian).
5. Kiryukhin, A.V., Manukhin, Yu.F., Fedotov, S.A., Lavrushin, V. Yu., et al. *Geoflyuidy Avachinsko-Koryakskogo vulkanogenogo basseina, Kamchatka* [Geofluids of Avachinsko-Koryakskii volcanogenic basin, Kamchatka], *Geokologiya*, no. 4, 2015, pp. 306–320 (in Russian).
6. Leonov, V.L., Rogozin, A. N. *Karymshina – gigant'skaya kal'dera-supervulkan na Kamchatke: granitsy, stroenie, ob'em piroklastiki* [Karymshina as a giant supervolcanic caldera in Kamchatka: boundaries, structure, and volume of pyroclastics], *Vulkanologiya i seismologiya*, 2007, no. 5, pp. 14–28 (in Russian).
7. Manukhin, Yu.F., Vorozheikina, L.A. [Hydrogeology of Paratunskaya hydrothermal system and its formation conditions]. *Gidrotermal'nye sistemy i termal'nye polya Kamchatki* [Hydrothermal systems and thermal fields in Kamchatka], Vladivostok, DVNTs AN SSSR, 1976, pp. 143–178 (in Russian).
8. Polyakov, A. Yu., Kiryukhin, A.V., Voronin, P.O., Usacheva, O.O. [Water isotope study in Mutnovsky geothermal area (volcano, geothermal field, Nizhne-Zhirovskoi and Rodnikovyi hot springs), the influence of phase fractionation]. *Mater. regional'noi nauchn. Konferentsii "Vulkanizm i svyazannye s nim protsessy"* [Proc. Regional scientific conference on volcanism and related processes, March 29–30, 2016], Petropavlovsk-Kamchatskii, IViS DVO RAN, pp. 416–424. Available at: http://www.kscnet.ru/ivs/publication/volc_day/2016/index.php (in Russian).
9. Finsterle, S., iTOUGH2 V7.0 Command Reference. Rep. LBNL-40041 rev., Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California, 2014.
10. Pruess, K., Oldenburg, C., and Moridis, G., TOUGH2 User's Guide, version 2.0. Rep. LBNL-43134, Lawrence Berkeley Natl. Lab., Berkeley, California. 1999, 198 p.

FORMATION CONDITIONS AND MODELING OF THE PARATUNSKY GEOTHERMAL FIELD (KAMCHATKA)

A. V. Kiryukhin*, N. P. Asaulova**, L. A. Vorozheikina**, P. O. Voronin*, N. V. Obora**, P. A. Kiryukhin***

* *Institute of Volcanology and Seismology, Far East Branch, Russian Academy of Sciences, bul. Piipa 9, Petropavlovsk-Kamchatsky, 683006 Russia. E-mail: AVKiryukhin2@mail.ru*

** *Teplo Zemli Joint-Stock Co., ul. Krashennikova 1, Termalniy settl., Kamchatskii krai, 684035 Russia*

*** *Exigen Services Ltd., Pulkovskoe shosse 40–1, St. Petersburg, 196158 Russia*

The Paratunsky geothermal field has been in operation since 1964, during 1966–2014 we extracted 321 million tons of thermal water with a temperature of 70–100°C, which is used for heating, balneology and greenhouse agriculture. The operation occurs mainly in self-flowing mode, yet submersible pumps are used in some of the wells. The volume of the productive volcanic reservoir of a fracture-block type is about 40 km³, the measured temperatures reach 107°C, thermal waters are characterized by Cl–Na, Cl–SO₄–Na composition and N₂ (96–98%) prevalence in the gas phase. The isotopic composition of thermal waters (δD, δ¹⁸O) shows that the area of the field's water recharge is raised above 1000 meters a.s.l.: Vilyuchinsky volcano (2173 m abs.) for Nizhne-Paratunsky and Severny sites, and Leonov's caldera area for Sredny and Mikizhinsky sites. Hence, differences in water chemistry of the Nizhne-Paratunsky and Severny vs Sredny and Mikizhinsky sites is explained by different circulation patterns.

To analyze a thermohydrogeochemical operation history we used the thermohydrodynamic 3D modeling (TOUGH2-EOS1+tracer, a polygon mesh, 9727 elements, 8 layers). Model calibration was carried out according to the initial temperature distribution and pressure changes in the reservoir during 1964–2014 operation. According to the results of inversion modeling, the values of the reservoir's horizontal and vertical permeability 1.41 D and 168 mD, respectively, compressibility $4.08 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$, the total natural upflow of a fluids of a temperature of 80–111°C is estimated at 190 kg / s; we have proved the top boundary condition of hydrothermal discharge in the groundwater overlying horizon. It has been shown that the mechanism for the gradual increase in the chloride ion concentration is the influx of chloride groundwater through the eastern border of the geothermal reservoir. The predictive modeling of changes in pressure and temperature in the production reservoir of the Paratunsky geothermal field for the period up to 2040 with a total extraction rate of 256 kg / s indicates a moderate drop in the reservoir pressure (up to 0.7 bar) with a slight decrease in temperature.

Key words: *Paratunsky, geothermal, modeling, TOUGH2, operation, thermohydrogeochemical.*