

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРАТУНСКОГО ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДЛЯ ТЕПЛООБЕСПЕЧЕНИЯ КАМЧАТКИ

© 2019 г. А. В. Кирюхин*, Н. Б. Журавлев

*Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН
683006 Петропавловск-Камчатский, бульвар Пийна, 9*

**e-mail: AVKiryukhin2@mail.ru*

Поступила в редакцию 18.05.2018 г.

Паратунское геотермальное месторождение находится в эксплуатации с 1964 г., преимущественно в режиме самоизлива, с расходом отбора около 250 кг/с термальной воды с температурой 70–90°C (47 МВт, при температуре сброса 35°C), которая используется для локального теплоснабжения, бальнеологии и тепличного хозяйства п. Паратунка и п. Термальный (3 тыс. жителей). Потенциальный рынок тепловой энергии на Камчатке включает Петропавловск-Камчатский (180 тыс. жителей), Елизово (39 тыс. жителей) и Вилючинск (22 тыс. жителей), при этом теплотребление в системах централизованного теплоснабжения Петропавловска-Камчатского составляет 1623 тыс. Гкал в год (216 МВт). С использованием ранее разработанной термогидродинамической модели показана возможность устойчивой эксплуатации Паратунского геотермального резервуара с использованием погружных насосов при расходе отбора термальных вод до 1375 кг/с, при умеренном понижении давления (до 8 бар) и температуры (до 4°C) в резервуаре. В качестве дополнительных геотермальных источников выработки тепловой энергии могут быть использованы Верхне-Паратунское и Мутновское геотермальные месторождения.

Ключевые слова: Паратунское, низко-температурное, насосная, тепло, Камчатка, геотермальный.

DOI: <https://doi.org/10.31857/S0203-03062019221-33>

1. ВВЕДЕНИЕ

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°C, которая используется для теплоснабжения, бальнеологии и тепличного хозяйства п. Паратунка и п. Термальный. Объем продуктивного вулканогенного резервуара трещинно-блокового типа около 40 км³, измеренные температуры достигают 107°C, термальные воды характеризуются Cl-Na, Cl-SO₄-Na составом и преобладанием N₂ (96–98%) в газовой фазе. 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 установлены высокие значения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного резервуара (проницаемость до 1.4 Д, сжимаемость до 4×10⁻⁸ Па⁻¹ при мощности до 1200 м), суммар-

ный естественный приток глубинного теплоносителя (190 кг/с). Установлены граничное условие площадной разгрузки гидротерм и приток хлоридных подземных вод через восточную границу геотермального резервуара. В пределах геотермального резервуара выявлено 16 основных плоско-ориентированных продуктивных зон. Прогнозное моделирование изменения давления и температуры в продуктивном резервуаре Паратунского геотермального месторождения на срок до 2040 г. с суммарной добычной нагрузкой 256 кг/с (преимущественно режим самоизлива) показывает умеренное понижение давления в резервуаре (до 0.7 бар) при незначительном снижении температуры [Kiryukhin et al., 2017], что указывает на возможность увеличения отбора теплоносителя.

Потенциальный рынок тепловой энергии на Камчатке включает г. Петропавловск-Камчатский (180 тыс. жителей), г. Елизово (39 тыс. жителей) и г. Вилючинск (22 тыс. жителей) (рис. 1), при этом теплотребление в системах централизованного теплоснабжения Петропавловска-Камчатского составляет 1623 тыс. Гкал в год (216 МВт) (см. Приложение к Постановлению



Рис. 1. Основные потребители тепловой энергии на Камчатке, потенциальные источники геотермального теплообеспечения и возможные трассы трубопроводов теплоносителя.

администрации Петропавловска-Камчатского № 132 от 05.02.2016 г.). В настоящее время производство тепловой энергии осуществляется за счет сжигания углеводородного топлива.

Поиск решений проблемы теплообеспечения Камчатки за счет геотермальных источников начался в 1994 г., когда Исландская компания "Virkir Orkint" подготовила проект теплообеспечения Петропавловск-Камчатской агломерации за счет тепловой энергии сепарата теплоносителя (160°C), извлекаемого при эксплуатации Мутновского геотермального месторождения. Основные параметры этого проекта следующие: 1) тепловая энергия сепарата преобразуется на ГеоТЭС в тепловую энергию

пресной воды (666 кг/с, 150°C); 2) горячая вода по магистральному трубопроводу перекачивается с Мутновского геотермального месторождения в Елизово, Петропавловск-Камчатский и Вилючинск, и также распределяется по прилегающим поселкам; 3) используемая тепловая мощность оценивается в 360 МВт, суммарная годовая экономия углеводородного топлива в результате реализации указанного проекта оценивается 263 тыс. т; 4) величина инвестиций для реализации проекта оценивалась в 157 млн долл. в ценах 1994 г. (420 млн долл. в ценах 2018 г. при инфляции 4% в год).

Второй вариант для теплообеспечения Петропавловска-Камчатского рассмотрен в ра-

боте [Федотов и др., 2007]. В качестве источника геотермальной энергии в указанной работе рассматривается предполагаемый магматический очаг под Авачинским вулканом в форме эллипсоида с кровлей на отметке уровня моря и размерами горизонтальной и вертикальной полуосей эллипсоида по изотерме 700°C – 4.5 км и 3 км соответственно. Показано, что при длительности эксплуатации подземной циркуляционной системы в течение 100 лет блок нагретых пород объемом порядка 50 км³ может обеспечить получение около 250 МВт электроэнергии. Однако предположение о наличии продуктивного геотермального резервуара под Авачинским вулканом и его характеристиках нуждаются в проверке поисково-разведочным бурением, которое еще не проведено.

В связи с этим, в данной работе рассматриваются возможности увеличения продукции тепловой энергии для теплообеспечения удаленных камчатских потребителей на примере хорошо изученного и находящегося в длительной эксплуатации Паратунского геотермального месторождения. Его эксплуатация в режиме самоизлива очевидно достигла максимально возможного уровня продукции. Поэтому здесь мы рассмотрим возможности увеличения отбора термальных вод на Паратунском геотермальном месторождении с использованием погружных насосов. Для анализа используется вышеупомянутая термогидродинамическая модель, усовершенствованная с точки зрения более точного описания притоков из горизонта вышележащих холодных грунтовых вод (что исключительно важно для обеспечения устойчивой эксплуатации геотермального месторождения). Полученные с использованием термогидродинамического моделирования оценки сопровождаются анализом экономической эффективности.

2. ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ

Низкотемпературные геотермальные месторождения, определяемые температурой резервуара до 150°C на глубине 1 км [Rybach, 1981; Axelsson, Gunnlaugsson, 2000; Johannesson et al., 2016] продемонстрировали возможность многолетней (десятилетия) промышленной эксплуатации в Исландии, Венгрии, Китае, Турции, Франции, Германии, России и других странах. Этот опыт позволил понять механизмы формирования таких месторождений, включая условия водного и теплового питания в естественных условиях и при эксплуатации, оценить характеристики резервуаров и степень возобновляемо-

сти ресурсов. Более того, в Исландии, например, показана возможность отопления столицы Рейкьявика и близлежащих населенных пунктов (160000 чел.) с потреблением тепловой энергии 11 PJ/год [Axelsson, Gunnlaugsson, 2000] с использованием трех низкотемпературных геотермальных резервуаров (Reykir, Ellidaag and Laugarness). Заметим, что к 2016 г. система теплоснабжения Рейкьявика была дополнена 450 МВт тепл. с когенерационной ГеоТЭС (СНР) на высокотемпературных геотермальных месторождениях "Nesjavellir" и "Hellysheidi" [Johannesson et al., 2016].

В данной работе рассматриваются низкотемпературные Паратунские геотермальные месторождения (Камчатка), которые прилегают к районам активного вулканизма и сложены вулканогенными породами, как и вышеупомянутые месторождения Исландии. Принятая в настоящее время концептуальная модель низкотемпературных геотермальных систем предполагает глубокую циркуляцию метеорных вод, с водным питанием из высокогорных областей, нагревом в системах трещин и даек глубинного заложения, и разгрузкой в виде восходящих потоков и горячих источников в понижениях рельефа и долинах [Bodvarsson, 1983]. Доминирующее метеорное происхождение исландских низкотемпературных геотермальных систем доказано исследованиями изотопного состава воды [Arnason, 1976]. Детальный анализ длительной эксплуатации девяти исландских низкотемпературных геотермальных месторождений, эксплуатирующихся с погружными насосами [Axelsson et al., 2010], показывает, что, несмотря на аналогичные механизмы формирования, выделяются несколько типов резервуаров:

1. Высокопродуктивные резервуары (65–877 кг/с, до 80 кг/с/бар), благодаря проницаемости и граничным условиям они достигают квазиравновесия при постоянном расходе водоотбора и при отсутствии реинжекции (Reykir, Reykjahlid, Laugarnes (150 кг/с, падение уровня воды на 140 м), Ellidaag, Ashildarholtvatn).

2. Менее продуктивные резервуары (15–38 кг/с, 0.7 кг/с/бар), которые не достигают равновесия, некоторые имеют благоприятные граничные условия (Skatudalur, Namar), но другие нуждаются в восполнении в виде 15–25% реинжекции (Laugaland), для стабилизации снижения давления, в некоторых случаях землетрясение *M*6.6 также приводят к повышению продуктивности (Gata).

3. Высокопродуктивные резервуары, испытывающие притоки холодных грунтовых вод (Thorleifskot). Объем добычи термальных вод оценивается в 25–80% от объема порового пространства (Laugarnes, Namar), что объясняет от-

сутствие заметных химических и температурных изменений в большинстве упомянутых выше систем.

В последние годы получена значительная информация о EGS (инжиниринговые геотермальные системы) Верхне-Рейнского грабена (Sauerlach, Insheim, Beinheim, Brühl, Soultz, Bruchsal, Landau), где низкотемпературные геотермальные резервуары обнаружены в гранитах и в приконтактных зонах со смежными метаморфическими комплексами [Schill, Genter, 2003; Genter et al., 2016]. В этом случае осуществляется стимуляция природных систем трещин и их последующая эксплуатация с использованием погружных скважинных насосов LSP, установленных на глубине до ~370 м для извлечения тепла из замкнутой циркуляционной системы, состоящей из дуплета скважин. Продуктивность резервуаров типа "одной трещины" в Рейнском грабене в среднем сопоставима с исландскими резервуарами: Insheim (85 кг/с при 160°C, дуплет скважин на расстоянии 1 км), Beinheim (70 кг/с при 140°C), Brühl (70 кг/с), Bruchsal (30 кг/с при 126°C), Landau (50–70 кг/с при 160°C), Rittershoffen (70 кг/с при 160°C), Soultz (32 кг/с при 155°C). Извлечение тепла из магматических пород представляет интерес и в связи с эксплуатацией Паратунских резервуаров, где на двух участках вскрыты диоритовые тела.

Примеры Исландии и Рейнского грабена полезны в качестве аналогов Паратунских низкотемпературных геотермальных систем и подсказывают возможные пути увеличения потенциала использования Паратунских резервуаров в условиях эксплуатации с погружными насосами и реинжекцией.

3. ОПИСАНИЕ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ 4НМ-GROWA

Критическим вопросом при переходе от эксплуатации Паратунского геотермального месторождения в режиме самоизлива к эксплуатации с погружными насосами и понижением уровня термальных вод на 100–150 м ниже поверхности земли является прогноз притоков грунтовых вод из горизонта мощностью 40–180 м (песчано-гравийно-галечные аллювиальные отложения) в продуктивный геотермальный резервуар через разделяющий водоупор мощностью 10–150 м, сложенный гидротермально измененными породами (нижнечетвертичные алевриты с прослоями тонкозернистых песчаников).

В связи с этим, термогидродинамическая модель, описанная в работе [Kiryukhin et al., 2017], была преобразована в части вертикальной детализации вычислительной сетки для представления верхнего слоя модели, горизонтальное

полигональное разбиение на элементы модели осталось неизменным (общее число элементов модели в одном слое – 1223). В результате детализации, общее число активных элементов модели возросло до 11488. Ниже дается послойное описание указанной выше модели 4НМ-GROWA (сверху вниз) с краткой характеристикой их зонирования по фильтрационно-емкостным характеристикам, граничных условий, распределения массовых источников и стоков и размещения добычных скважин.

3.1. Верхний слой модели

Верхний слой модели включает горизонт грунтовых вод, в основании которого находится "относительный" водоупор. Верхний слой с суммарной мощностью 180 м разделен на 4 горизонтальных подслоя мощностью 45 м каждый, при этом активными являются три нижних подслоя, изображенные на рис. 2а, с центрами элементов на абс. отметках $z = -47.5$, $z = -92.5$, $z = -137.5$ м.

Проницаемый горизонт грунтовых вод (домен GROWA) определен в подслое $z = -47.5$ м абс., его контуры показаны на рис. 2а. Для горизонта грунтовых вод GROWA определено фиксированное состояние (температура 7.3°C и давление 10 бар).

Разделяющий водоупор (домен CAPRK) задан на модели под горизонтом грунтовых вод (домен GROWA) в подслоях, $z = -92.5$, $z = -137.5$ м абс. В подслое $z = -137.5$ м абс. по периферии разделяющего водоупора задан низкопроницаемый домен CAPR2 с фиксированным состоянием (температура 10.0°C и давление 19 бар) (см. рис. 2а, табл. 1).

3.2. Средний слой модели

Средний слой модели включает продуктивный резервуар и вмещающие низкопроницаемые породы в диапазоне глубин от –1360 до –160 м абс. По вертикали средний слой разделен на шесть подслоев мощностью 200 м каждый, с центрами элементов на абс. отметках –260, –460, –660, –860, –1060 и –1260 м. В горизонтальной плоскости средний слой модели подразделяется на домен RESPR с продуктивными резервуарами и температурой выше 60°C (соответствующим участкам Средний, Нижне-Паратунский, Северный, Микижинский) и домен RESER вмещающих пород с пониженной проницаемостью и температурой ниже 60°C, буферную зону BUFER с повышенной проницаемостью вблизи открытой восточной границы и самую восточную границу, заданную на модели с помощью граничного домена BUFE2 с фиксированным состоянием (см. рис. 2б, см. табл. 1).

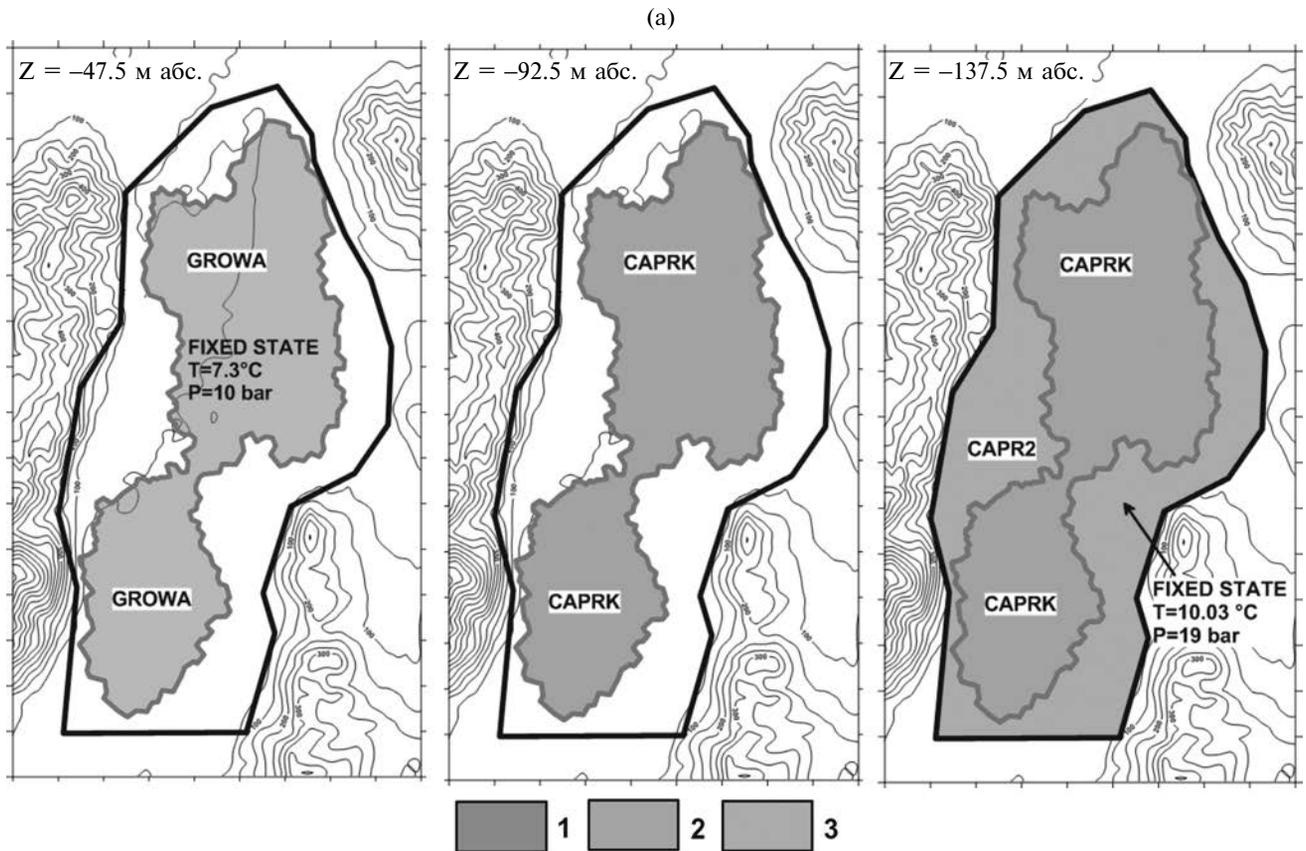


Рис. 2. Геометрия и зонирование термогидродинамической модели 4HM-GROWA Паратунского геотермального месторождения.

а – стратификация и зонирование верхнего слоя (подслои –47.5, –92.5 и –137.5 м абс. мощностью 45 м каждый) термогидродинамической модели Паратунского геотермального месторождения 4HM-GROWA.

1 – домен GROWA – горизонт грунтовых вод; 2 – домен CAPRK – разделяющий водоупор; 3 – домен CAPR2 – низкопроницаемый, домен. Пояснения в тексте и в табл. 1.

Таблица 1. Фильтрационно-емкостные и теплофизические свойства, определенные на модели Паратунского геотермального месторождения 4HM-GROWA

Характеристики резервуара		Домены модели								
		Верхний слой модели			Средний слой модели				Нижний слой модели	
		CAPRK	CAPR2	GROWA	RESER	RESPR	BUFER	BUFE2	BASEF	BASE
Пористость	θ	0.1			0.1	0.1	0.1		0.1	0.1
Горизонтальная проницаемость, мД	k	3.1	0.01	1000	0.1	1410	10	10	741	1
Вертикальная проницаемость, мД	k	3.1	0.01	1000	0.1	167	167	167	167	1
Теплопроводность, Вт/м °С	λ	1.0	1.0	1.0	1.4	1.4	1.4	1.4	2.0	2.0
Удельная теплоемкость, Дж/кг °С	c	1000			1000	1000	1000		1000	1000
Сжимаемость, Па-1	C	10^{-8}			10^{-8}	4.1×10^{-8}	4.1×10^{-8}		10^{-8}	10^{-8}

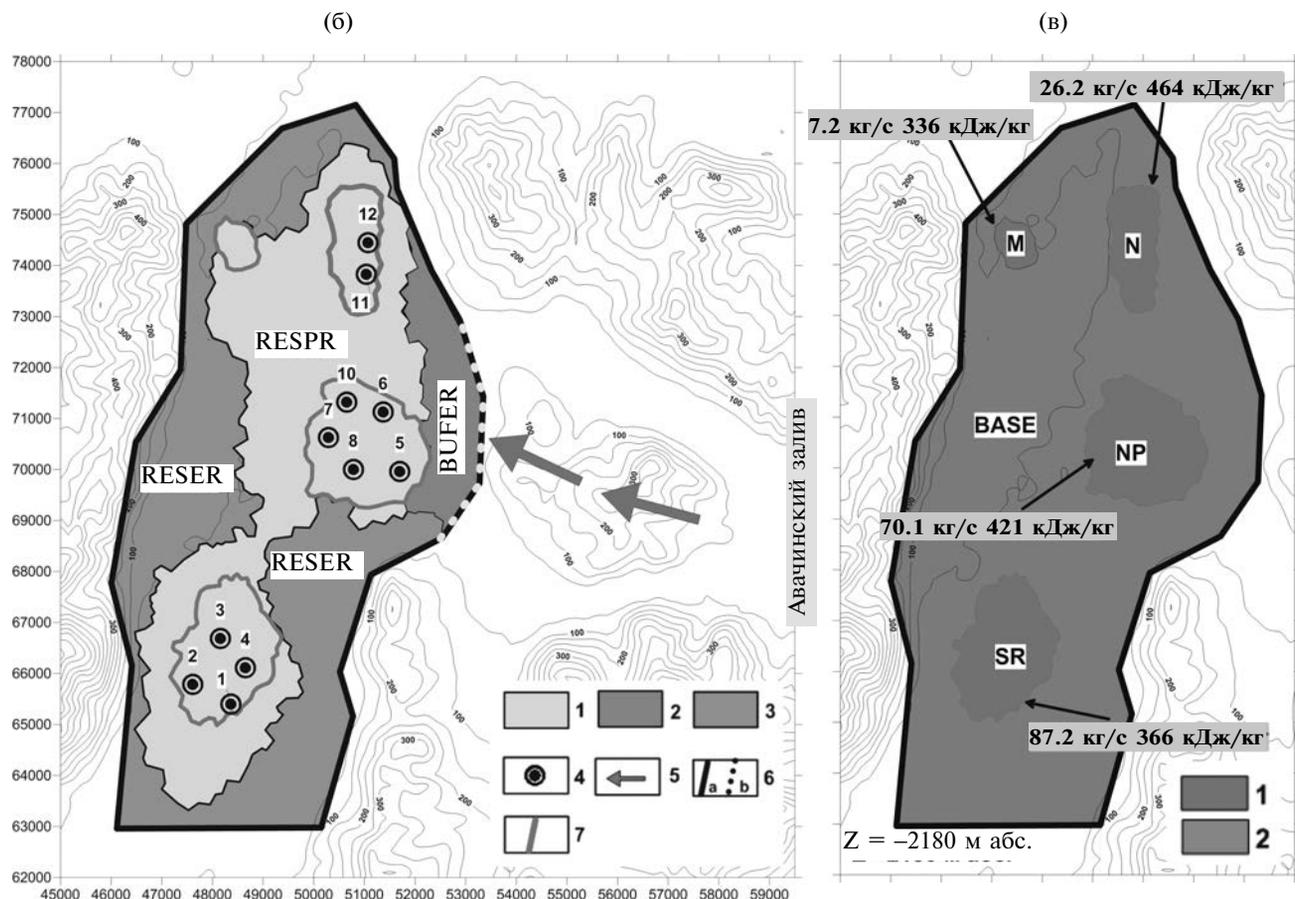


Рис. 2. Окончание.

б – зонирование среднего слоя (подслои с отметками -260 , -460 , -660 , -860 , -1060 , -1260 м абс. мощностью по 200 м каждый) термогидродинамической модели Паратунского геотермального месторождения 4НМ-GROWA.

1 – домены RESPR, соответствующие продуктивному резервуару с высокой проницаемостью; 2 – домен BUFER, соответствующий буферной зоне с повышенной проницаемостью вблизи открытой восточной границы; 3 – RESER – домен вмещающих пород с пониженной проницаемостью; 4 – прогнозные добычные скважины с погружными насосами (см. раздел 4); 5 – приток хлоридных вод в продуктивный резервуар в процессе его эксплуатации; 6 – границы модели: *a* – непроницаемые, *b* – открытые; 7 – проекции зон притока глубинного теплоносителя, изображенных на рис. 2в (домен BASEF). Пояснения в тексте и в табл. 1.

в – зонирование нижнего слоя ($Z = -2180$ м абс.) термогидродинамической модели Паратунского геотермального месторождения 4НМ-GROWA.

1 – домен BASEF определен с высокой проницаемостью и притоком глубинного теплоносителя (расход (кг/с) и энтальпия (кДж/кг) показаны цифрами), он соответствует участкам: Средний (SR), Нижне-Паратунский (NP), Северный (N), Микижинский (M); 2 – домен BASE, соответствует низкопроницаемым вмещающим породам. Пояснения в тексте и в табл. 1.

3.3. Нижний слой модели

Нижний слой модели включает фундамент Паратунского геотермального месторождения, он определен в интервале глубин от -1360 до -3000 м (центры элементов на абс. отм. -2180 м). В этом слое заданы домен BASEF с высокой проницаемостью и притоками глубинного теплоносителя, соответствующий участкам Средний (SR), Нижне-Паратунский, Северный, Микижинский, и домен BASE (низкопроницаемые вмещающие породы) (см. рис. 2в, см. табл. 1). Во всех элементах нижнего слоя

модели определен кондуктивный тепловой поток 60 мВт/м².

3.4. Определение на модели прогнозных добычных скважин

Для моделирования насосной эксплуатации Паратунского геотермального месторождения с использованием погружных насосов в течение 25 лет на модели были заданы 11 дополнительных добычных скважин с заданным расходом, определяемым характеристиками погружных насосов (см. рис. 2б), при этом все существующие

ющие добычные скважины были отключены. Интервалы продукции дополнительных скважин определены в диапазоне от –1160 до –960 м абс. На модели рассмотрено три варианта эксплуатации геотермального месторождения с различными расходами добычных скважин: 75 кг/с, 100 кг/с, 125 кг/с каждая (суммарный расход 825 кг/с, 1100 кг/с, 1375 кг/с, соответственно).

4. ПРОГНОЗ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРАТУНСКОГО ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДОБЫЧНЫХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ПОГРУЖНЫМИ НАСОСАМИ

Моделирование эксплуатации с использованием погружных насосов выполнено на срок эксплуатации 25 лет. Результаты моделирования

характеризуются изменением давления и температуры в наблюдательных скважинах 9, ГК8, 52, ГК12, 66, 39. Скважины 9, ГК8, 52, ГК12 на Среднем участке месторождения характеризуются близкими параметрами темпов снижения давления и температуры и поэтому представлены одним рисунком (рис. 3а, скв. 9). Скв. 39 характеризует темпы снижения давления и температуры на Нижнем участке (см. рис. 3б), скв. 66 – на Нижнем и Северном (см. рис. 3в).

Из представленных результатов следует, что в течение 25 лет насосной эксплуатации при максимальном суммарном расходе водоотбора 1375 кг/с давление в резервуаре понизится не более чем на 7–8 бар, температура не более чем на 4°C.

Среднее значение коэффициента продуктивности добычных скважин Паратунского геотермального месторождения составляет 6 кг/с/бар (0.6 л/с/м) при диаметре вскрытия 112–145 мм

(а)

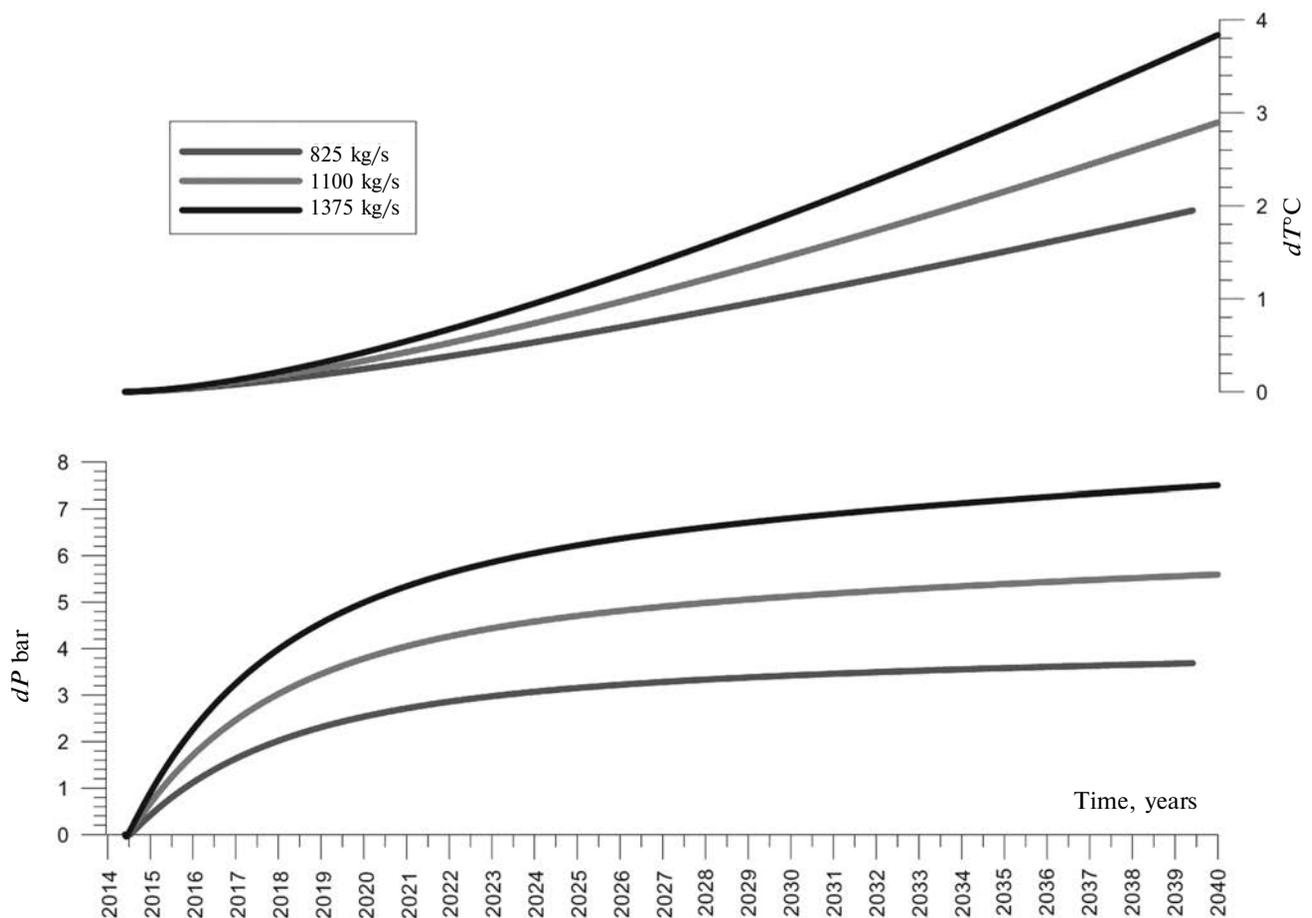


Рис. 3. Прогноз понижения давления и температуры при различных расходах водоотбора и эксплуатации Паратунского геотермального месторождения в течение 25 лет.

а – прогнозные понижение температуры и давления на Среднем участке в скв. 9 ($z = -260$ м абс.) при суммарном расходе водоотбора 825 кг/с, 1100 кг/с, 1375 кг/с.

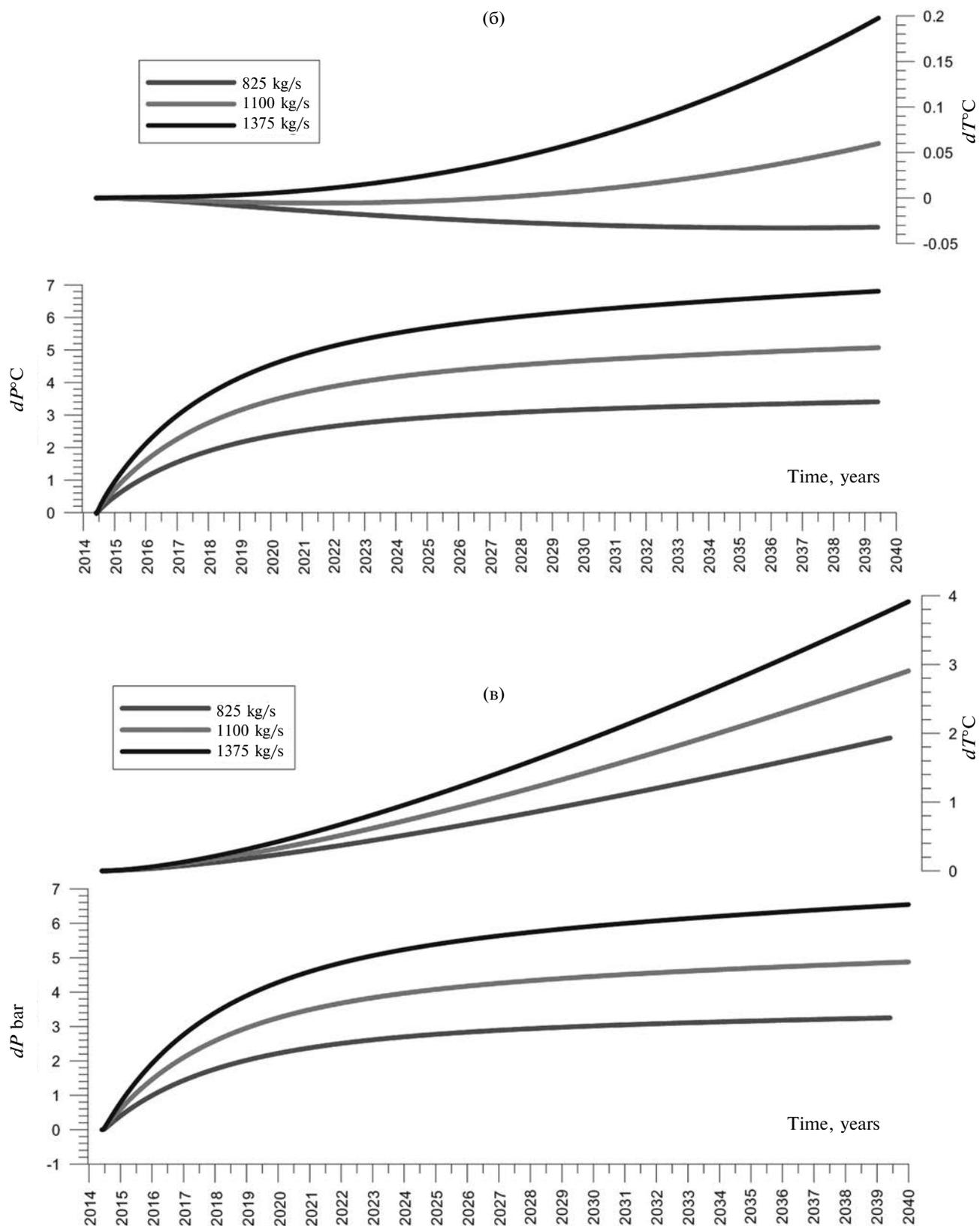


Рис. 3. Окончание.

б – прогнозное понижение температуры и давления на Нижне-Паратунском участке в скв. 39 ($z = -460$ м абс.) при суммарном расходе водоотбора 825 кг/с, 1100 кг/с, 1375 кг/с.

в – прогнозное понижение температуры и давления на Северном участке в скв. 66 ($z = -260$ м абс.) при суммарном расходе водоотбора 825 кг/с, 1100 кг/с, 1375 кг/с.

(каталог скважин). Если принять средний коэффициент продуктивности для проектируемых добычных скважин 10 кг/с/бар (за счет увеличения диаметра вскрытия 245 мм и интервала вскрытия 900 м), то понижение забойного давления при их одиночной эксплуатации с расходом 75 кг/с

составит 7.5 бар, с расходом 100 кг/с – 10.0 бар и с расходом 125 кг/с – 12.5 бар.

Суммарное понижение забойного давления и температуры в добычных скважинах с учетом их взаимодействия при эксплуатации в течение 25 лет показано в табл. 2.

Таблица 2. Максимальные прогнозные понижения давления и температуры в резервуаре, забойного давления в добычных скважинах в зависимости от расхода водоотбора при 25-летней эксплуатации

Суммарный водоотбор, кг/с	Понижение давления в резервуаре, бар	Понижение температуры в резервуаре, °С	Понижение забойного давления в добычной скважине, бар
825	3.8	2.0	11.3
1100	5.7	2.9	15.7
1375	7.7	3.8	20.2

5. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРАТУНСКОГО ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ С ПОГРУЖНЫМИ НАСОСАМИ

5.1. Исходные данные для оценки экономической эффективности

Схема эксплуатации. Предполагается добыча 1035 кг/с теплоносителя с начальной температурой 80°C и конечной температурой после использования 30°C (далее возможен слив отработанной термальной воды в существующие очистные сооружения п. Паратунка с емкостью 3000 м³/час и (или) реинжекция). Извлечение тепла из добываемой термальной воды предполагается с использованием теплообменников и нагревом пресной воды в замкнутом контуре с последующей поставкой удаленным потребителям тепловой энергии. Для транспорта теплоносителя могут быть использованы трубы диам. 820 × 9, стальные электросварные с предварительной изоляцией из пенополиуретана толщиной 122.5 мм (GOST_30732_2006). При этом тепловые потери оцениваются по формуле стационарной теплопроводности в 132 Вт/м при температуре теплоносителя 90°C и температуре окружающей среды 0°C. Соответственно, при транспорте 1000 кг/с воды на расстояние 50 км получим потери тепловой энергии 6.6 кДж/кг или менее 1.6°C температуры. Потери давления при указанных выше параметрах теплоносителя оцениваются по формуле Дарси-Вейсбаха в 7.3 бар. Т.е. потери температуры и давления

при транспорте теплоносителя в теплоизолированных трубопроводах являются допустимыми с точки зрения реализации технического проекта эксплуатации. Существует ряд российских производителей теплоизолированных труб teploenergoplast.ru; zti_ppu.ru и др.

Таким образом, годовая продукция тепловой энергии будет составлять 1630 тыс. Гкал.

Цена 1 Гкал – 2700 руб. для условий подачи тепловой энергии (что не превышает тарифы на тепловую энергию на коллекторах источника тепловой энергии, поставляемую ПАО “Камчатскэнерго” потребителям Петропавловск-Камчатского городского округа на 2016–2018 гг. (Постановление региональной службы по тарифам и ценам Камчатского Края №176 от 30.06.2017 г.).

Капитальные затраты. 1) строительство пятнадцати добычных скважин глубиной 1500 м (коэффициент удачного бурения для Паратунского резервуара принимается 0.75) (проектная конструкция скважины приводится в табл. 3); 2) насосы погружные (15 штук); 3) трубопровод теплоизолированный длиной 50 км; 4) наземная тепловая насосная станция для прокачки до потребителя (50 км); 5) тепловые насосы (в случае использования электроэнергии МГеоЭС для догрева); 6) строительство пятнадцати реинжекционных скважин глубиной 1500 м (коэффициент удачного бурения для Паратунского резервуара принимается 0.75). В табл. 4 приводится ориентировочная оценка стоимости капитальных затрат на реализацию проекта. Окончательная стоимость будет уточнена на стадии рабочего проектирования.

Таблица 3. Проектная конструкция скважины

Бурение		Крепление		Интервал цементирования, от–до, м	Цель спуска обсадной колонны
Диаметр долота, мм	Интервал бурения, м	Диаметр обсадных труб, мм	Интервал крепления, м		
Шурф		530	0–2	0–2	Предупреждение размыва устья скважины
494	2–50	426	0–50	0–50	Перекрытие неустойчивых четвертичных образований
394	50–300	324	0–300	0–300	
295	300–1500	245	270–1500	Без цементирования	Установка фильтровой колонны

Таблица 4. Ориентировочная оценка стоимости капитальных затрат на реализацию проекта

№№ п/п	Виды затрат	Стоимость, млн руб.
1	Количество добычных скважин глубиной 1500 м – 15 шт.	2250
2	Насосы погружные 15 шт.	45
3	Обвязка скважин 12 км 300 мм	1000
4	Трубопровод теплоизолированный 50 км*	4500
5	Насосная тепловая станция для прокачки до потребителя (50 км)*	2000
6	Тепловые насосы (в случае использования электроэнергии МГеоЭС для догрева)	
7	Реинжекционные скважины (в случае эксплуатации с реинжекцией) глубиной 1500 м – 15 шт.	2250
	Итого:	12045

Примечание. * – цены указаны по аналогии с данными проекта "Virkiř Orkint" с учетом инфляции.

Эксплуатационные расходы – 350 млн руб. в год.

Расчетный срок эксплуатации для оценки экономической эффективности – 10 лет.

5.2. Экономическая эффективность эксплуатации паратунского геотермального месторождения в режиме эксплуатации с погружными насосами

Оценка экономической эффективности проекта выполнена по исходным данным, представленным в п. 5.1 с использованием программы "Инвестиционный анализ 2.9" (<http://www.finanalis.ru/programs/340/2247.html>)

Для инициирования проекта необходим кредит в размере 9.8 млрд руб. (без реинжекции, см. табл. 3), процент погашения кредита принимается равным 18%, погашение кредита начинается с 3-го года эксплуатации, ставка дисконтирования принимается равной процентной ставке по привлекаемым кредитным ресурсам 18%, инфляция задается 8.4%.

В табл. 5 и на рис. 4 приводятся расчетные показатели экономической эффективности проекта. Срок окупаемости проекта с учетом дисконтирования составит 4.8 лет, внутренняя норма доходности 29.3%, чистый дисконтированный доход 6.95 млрд руб.

Таблица 5. Показатели экономической эффективности проекта

Простой срок окупаемости проекта, лет	3.5
Дисконтированный срок окупаемости проекта, лет	4.8
Внутренняя норма доходности проекта, %	29.3%
Чистый денежный поток, тыс. руб.	25 933 941.3
Чистый дисконтированный доход, тыс. руб.	6 953 666.1

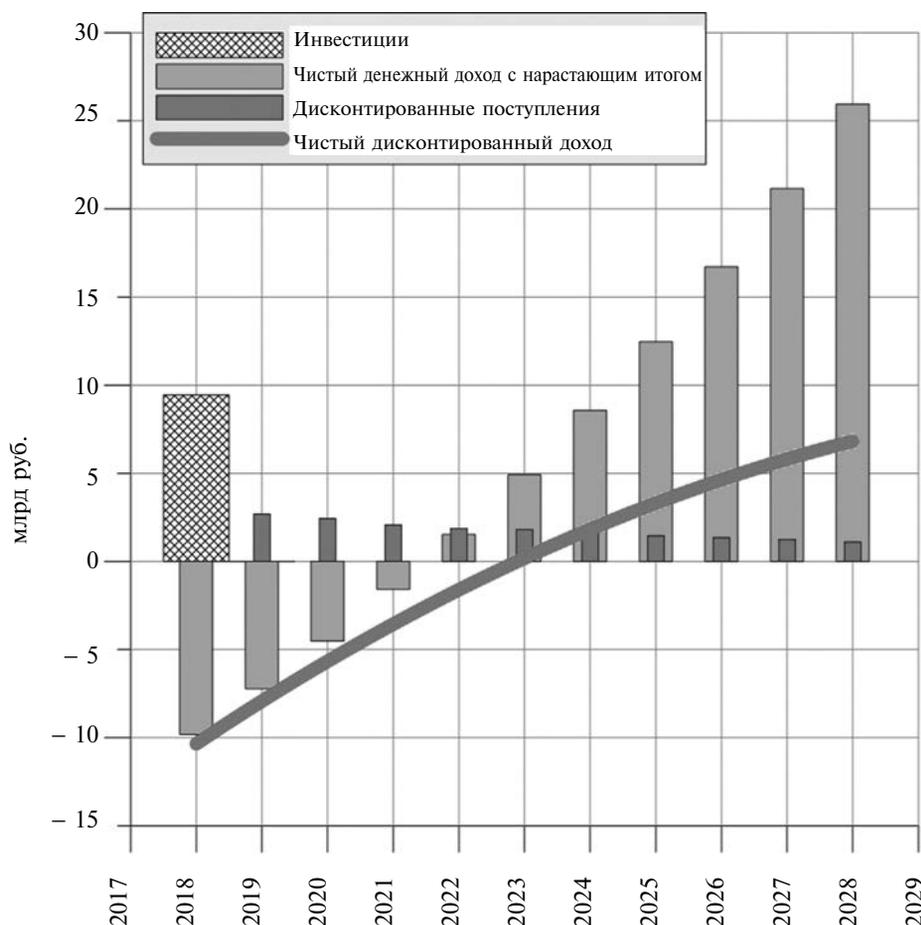


Рис. 4. Чистый дисконтированный доход проекта эксплуатации Паратунского геотермального месторождения с погружными насосами.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнена детализация существующей численной термогидродинамической модели Паратунского геотермального месторождения [Kiryukhin et al., 2017]: верхний слой модели представлен в виде горизонта грунтовых вод и разделяющего относительного водоупора. Целью указанной выше детализации была более точная оценка притока холодных грунтовых вод в продуктивный геотермальный резервуар при переходе на эксплуатацию с погружными насосами и понижением уровня термальных вод ниже поверхности Земли.

Преобразованная вышеуказанным образом модель использована для прогноза трех сценариев эксплуатации месторождения с суммарным расходом водоотбора из одиннадцати добычных скважин 825, 1100 и 1375 кг/с (соответственно) на срок 25 лет. Результаты прогнозного моделирования показывают, что максимальное понижение давления в резервуаре не превысит 8 бар, максимальное снижение температуры менее 4°C.

Расчеты понижения забойного давления в добычных скважинах показывают возможность их эксплуатации с заданными расходами при установке погружных насосов соответствующей мощности на глубинах 120, 160 и 210 м, соответственно.

Анализ экономической эффективности проекта эксплуатации Паратунского геотермального месторождения с погружными насосами, обеспечивающими добычу 1150 кг/с теплоносителя с начальной температурой 80°C и конечной температурой после использования 30°C показывает, что срок окупаемости проекта при существующих ценах на тепловую энергию с учетом дисконтирования и инфляции составит 4.8 года, чистый дисконтированный доход 6.95 млрд руб. в течение 10 лет эксплуатации. После возврата кредита цена тепловой энергии может быть снижена до уровня эксплуатационных затрат. При этом добыча тепловой энергии для удаленных потребителей (г. Петропавловск-Камчатский, г. Елизово и г. Вилючинск) составит

1630 тыс. Гкал в год (216 МВт тепл.), что обеспечивает теплоснабжение в системах централизованного теплоснабжения Петропавловска-Камчатского.

Подключение к эксплуатации Верхне-Паратунского геотермального месторождения, являющегося аналогом Паратунского и обладающего сопоставимыми запасами геотермальной энергии, или применение тепловых насосов за счет электрической энергии не востребовавшейся в ночное время электрической мощности Мутновских ГеоЭС (50 МВт эл.) – полностью решает проблему теплообеспечения основных потребителей Камчатки за счет геотермальных источников энергии. В соответствии с требованиями Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ "О теплоснабжении" о приоритете комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, вопрос синхронизации выработки тепловой энергии (Паратунские геотермальные месторождения) и электрической энергии (геотермальные месторождения Мутновского геотермального района) является весьма актуальным. Оценка возможностей увеличения выработки электроэнергии на Мутновском геотермальном месторождении до 105 МВт эл. приводится в частности в работе [Kiryukhin et al., 2018], в дальнейшем предполагается рассмотреть дополнительные возможности увеличения продукции Мутновских ГеоЭС за счет разбуривания прилегающих участков и глубин до 3 км.

Заметим также, что централизованное теплоснабжение Петропавловска-Камчатского за счет Паратунского геотермального месторождения эквивалентно экономии углеводородного топлива для России в размере около 219.7 тыс. т условного топлива в год (или 104.7 млн долл. в год).

ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ

Работа выполнена при поддержке РНФ по проекту 16-17-10008.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Кирюхин А.В., Асаулова Н.П., Ворожейкина Л.А. и др. Условия формирования и моделирование эксплуатации Паратунского геотермального месторождения (Камчатка) // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геокриология. 2017. № 3. С. 16–30.

Федотов С.А., Сугробов В.М., Уткин И.С., Уткина Л.И. Возможности использования тепла магматического очага Авачинского вулкана и окружающих его пород для тепло- и электроснабжения // Вулканология и сейсмология. 2007. № 1. С. 32–46.

Arnason B. Hydrothermal systems in Iceland traced by deuterium // *Geothermics*. 1976. V. 5. № 1/4. P. 71–81.

Axelsson G., Gunnlaugsson E. Long Term Monitoring of High- and Low- Enthalpy Fields Under Exploitation // *WGC2000 Short Courses*, Japan. 2000. P. 125–152.

Axelsson G., Gunnlaugsson E., Jónasson Th., Ólafsson M. Low temperature geothermal utilization in Iceland – Decades of experience // *Geothermics*. 2010. № 39. P. 329–338.

Bodvarsson G. Temperature/flow statistics and thermodynamics of low temperature geothermal systems in Iceland // *J. Volcanol. Geotherm. Res.* 1983. № 19. P. 255–280.

Genter A., Baujard C., Cuenot N. et al. Geology, Geophysics and Geochemistry in the Upper Rhine Graben: the frame for geothermal energy use // *European Geothermal Congress 2016*, Strasbourg, France, 19–24 Sept. 2016. 5 p.

Johannesson P., Chatenay C., Thorsteinsson H. et al. Technology and innovation can Foster geothermal District Heating Development // *An Icelandic Case Study*. Strasbourg, EGC-2016, http://www.verkis.com/media/pdf/id-624-Westman-islands-utgefid_mlogo.pdf

Kiryukhin A.V., Asaulova N.P., Vorozheikina L.A. et al. Recharge Conditions of the Low Temperature Paratunsky Geothermal Reservoir, Kamchatka // *Russia Procedia Earth and Planetary Science*. 2017. № 17. P. 132–135.

Kiryukhin A.V., Vorozheikina L.A., Voronin P.O., Kiryukhin P.A. Thermal-Permeability structure and recharge conditions of the low temperature Paratunsky geothermal reservoirs, Kamchatka, Russia // *Geothermics*. 2017. 70. P. 47–61.

Kiryukhin A.V., Polyakov A.Y., Usacheva O.O., Kiryukhin P.A. Thermal Hermal-Permeability Structure and Recharge Conditions of the Mutnovsky High Temperature Geothermal Field (Kamchatka, Russia) // *J. of Volcanol. and Geotherm. Res.* 2018. 356. P. 36–55. DOI: 10.1016/j.jvolgeores.2018.02.010

Rybach L. Geothermal Systems, Conductive Heat Flow, Geothermal Anomalies // *Geothermal systems. Principles and Case Histories*. N.Y.: Pergamon Press, 1981. P. 3–32.

Schill E., Genter A. EGS Geothermal Challenges within the Upper Rhine Valley based on Soultz Experience // *Proceedings Third European Geothermal Review*, Mainz. 2003. 16 p.

USING THE PARATUNSKY GEOTHERMAL FIELD TO PROVIDE HEATING FOR KAMCHATKA

A. V. Kiryukhin*, N. B. Zhuravlev

*Institute of Volcanology and Seismology, Far East Branch, Russian Academy of Sciences,
bul'var Piipa 9, Petropavlovsk-Kamchatskii, 683006 Russia*

**e-mail: AVKiryukhin2@mail.ru*

Received May 18, 2018

The Paratunsky geothermal field has been in operation since 1964, mostly in a self-flowing mode, with a discharge rate of approximately 250 kg/s of thermal water at temperatures of 70–90°C (47 M_w , with the waste water having a temperature of 35°C). The water drawn from the field is used for local heating, spa heating, and for greenhouses in the villages of Paratunsky and Termal'nyi (3000 residents). The potential market of thermal energy in Kamchatka includes Petropavlovsk-Kamchatskii (180000 residents), Elizovo (39 000), and Vilyuchinsk (22 000). The heat consumption in the centralized heating systems for Petropavlovsk-Kamchatskii is 1 623 000 GCal per annum (216 M_w). A thermohydrodynamic model developed previously is used to show that the Paratunsky geothermal reservoir can be operated in a sustainable mode using submersible pumps at an extraction rate of as much as 1375 kg/s, causing a moderate decrease in pressure (by no more than 8 bars) and temperature (by no more than 4°C) in the reservoir. Additional geothermal sources of heat energy may include the Verkhne-Paratunsky and Mutnovsky geothermal fields.

Key words: Paratunsky, Low temperature, Pump, Heat, Kamchatka, geothermal.