

2. Гимельбрант Д.Е., Кузнецова Е.С., а. Кладония вулканная // Красная книга Камчатки. Том. 2. Растения, грибы, термофильные микроорганизмы. Петропавловск-Камчатский: Камч. печ. двор. Книжное издательство, 2007. С. 263.
3. Гимельбрант Д.Е., Кузнецова Е.С., б. Кладония зернышковая // Красная книга Камчатки. Том. 2. Растения, грибы, термофильные микроорганизмы. Петропавловск-Камчатский: Камч. печ. двор. Книжное издательство, 2007. С. 264.
4. Красная книга Камчатки. Том. 2. Растения, грибы, термофильные микроорганизмы. Отв. ред. О.А.Чернягина. Петропавловск-Камчатский: Камч. печ. двор. Книжное издательство, 2007. 342 с.
5. Потемкин А.Д. Лейоколеа бэнтриенская // Красная книга Камчатки. Том. 2. Растения, грибы, термофильные микроорганизмы. Петропавловск-Камчатский: Камч. печ. двор. Книжное издательство, 2007. С. 177.
6. Потемкин А.Д., Бакалин В.А., а. Таргиония подлистная // Красная книга Камчатки. Том. 2. Растения, грибы, термофильные микроорганизмы. Петропавловск-Камчатский: Камч. печ. двор. Книжное издательство, 2007. С. 198.
7. Потемкин А.Д., Бакалин В.А., б. Риччия Хюбенера // Красная книга Камчатки. Том. 2. Растения, грибы, термофильные микроорганизмы. Петропавловск-Камчатский: Камч. печ. двор. Книжное издательство, 2007. С. 204.
8. Якубов В.В. Материалы к флоре термальных источников Кроноцкого заповедника (Камчатская область) // Комаровские чтения. Вып. XLII. Владивосток: Дальнаука, 1996. С. 69-78.
9. Hulten E. The plant cover of Southern Kamtchatka // Arkiv fof Botanik. Andra serien. 1974. Bd. 7, Nf. 2-3. P. 181-257.

УДК 551

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПРОГНОЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАУЖЕТСКОГО
ГЕОТЕРМАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Кирюхин

*Институт вулканологии и сейсмологии ДВО РАН, П-Камчатский, 683006; e-mail:
avk2@kscnet.ru*

Введение. Паужетская ГеоТЭС с установленной электрической мощностью 5 МВт начала эксплуатироваться с 1966 г. Исследования резервуара показали, что это геотермальное «вододоминирующее» месторождение пластового типа с температурой 170-190°C и видимой естественной разгрузкой горячих источников 31 кг/с. Начальная гидрогеологическая концепция по данным опытной эксплуатации 1962-63 гг. заключалась в том, что при сум-

марном отборе термальной воды с расходом 120-125 л/с достигается установившийся режим подземных вод, при этом по температуре и химизму гидротерм не происходит существенных изменений, хотя давление в резервуаре и естественная разгрузка гидротерм несколько снижаются. Тем не менее, уже первые годы эксплуатации с расходом 160-190 кг/с показали постепенное снижение температуры, снижение концентрации хлор-иона в эксплуатационных скважинах. Анализ теплового и химического режима в процессе эксплуатации показывает, что при оценке источников формирования эксплуатационных запасов и прогнозе эксплуатации необходимо учитывать: (1) Приток в гидротермальный резервуар глубинного теплоносителя, (2) Привлечение в гидротермальный резервуар метеорных вод (юго-запад, запад, север), (3) Реинжекцию отработанного теплоносителя, (4) Емкость самого гидротермального резервуара, за счет упругой емкости пористых пород с высокой степенью сжимаемости. При таком балансе термогидродинамический режим не может быть установившимся, т.к. расход водоотбора превышает приток в гидротермальный резервуар глубинного теплоносителя.

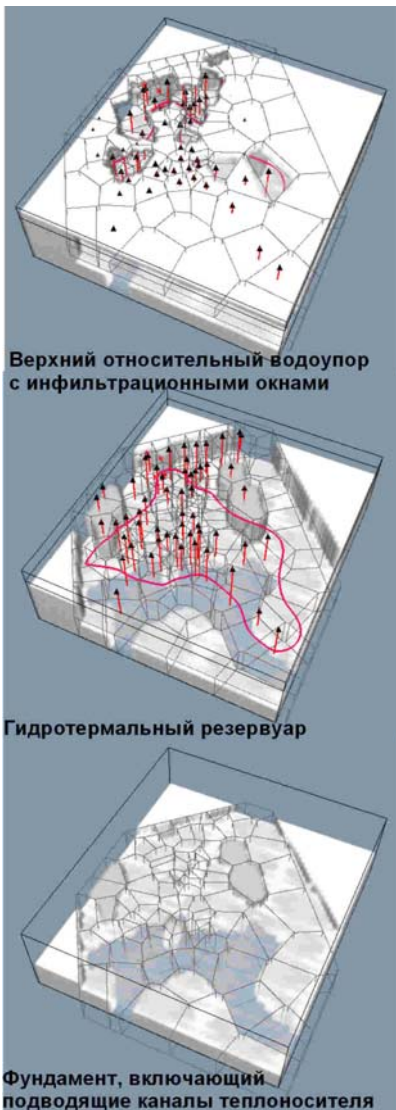


Рис. 1. Послойное изображение структуры 3 D численной модели. Увеличение прозрачности соответствует более высоким значениям проницаемости.

Численная модель. Для анализа условий эксплуатации и прогноза использована численная термогидродинамическая модель (TOUGH2, iTOUGH2), охватывающая область 4-5 км² и включающая три слоя: (1) фундамент месторождения, вмещающий подводящие каналы теплоносителя; (2) гидротермальный резервуар средней мощностью 500 м, характеризующийся «двойной пористостью» с долей трещинного пространства 0.3 и средним расстоянием между трещинами по вертикали 105 м; (3) верхний водоупор с проницаемыми «окнами», через которые осуществляется разгрузка теплоносителя и инфильтрационное питание гидротермального резервуара в процессе эксплуатации (рис. 1).

Решение обратных задач. Калибровка численной термогидродинамической модели осуществлена по данным естественного состояния и эксплуатации Паужетского геотермального месторождения 1960-2006 гг. Исходные данные для калибровки по данным естественного состояния включали расчетные значения давления на -250 м абс. (14 значений), начальные значения температуры (52 значения) усредненные по мощности гидротермального резервуара) и измеренные расходы

естественной разгрузки. В качестве оцениваемых параметров при калибровке модели по данным естественного состояния использованы проницаемость гидротермального резервуара (k_r) и расход восходящего потока теплоносителя на подошве фундамента (Q_b). Исходные данные для калибровки по данным эксплуатации Паужетского геотермального месторождения 1960-2006 гг. включали среднемесячные значения энтальпий 10-ти эксплуатационных скважин, среднемесячные значения давлений на абс. отм.-250 м по 22-м наблюдательным скважинам и температуры в 26-ти скважинах усредненные по мощности гидротермального резервуара. Всего для калибровки модели использовано 58 временных рядов (13675 калибровочных точек). На рис. 2 показана параметризация численной модели.

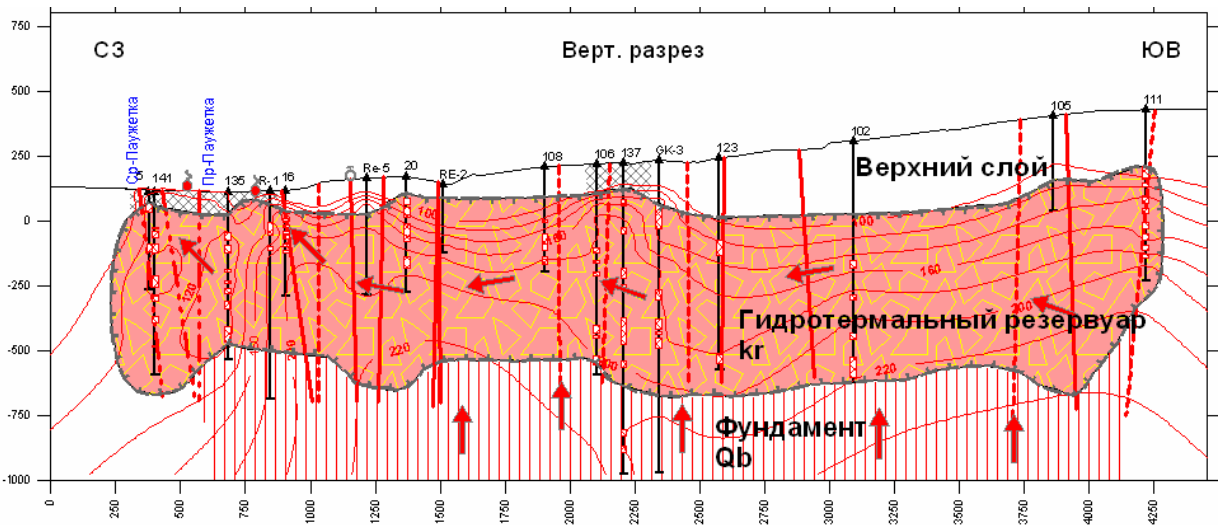


Рис. 2. Параметризация численной модели (по осям – условные координаты в м).

В результате iTOUGH2-решения обратных задач выявлены независимые оцениваемые параметры модели и получены их оценки: (1) трещинная проницаемость $k_r = 83$ мД и трещинная пористость гидротермального резервуара $\phi_f = 0.094$; (2) начальный приток глубинного теплоносителя $Q_b = 46.5$ кг/с и пористость системы подводящих каналов в фундаменте $\phi_b = 0.045$; (3) проницаемости «инфильтрационных окон» верхнего относительного «водоупора» $k_N = 145$ мД, $k_E = 11$ мД, $k_W = 490$ мД. Сходимость по энтальпии добычных скважин обеспечивается со среднеквадратичным отклонением 36.7 кДж/кг, по температуре - 12°C, по давлениям - 0.4 бар.

Указанные параметры соответственно определяют: (1) тепловую и массовую емкость гидротермального резервуара, которая контролируется трещинной пористостью ϕ_f (параметр, характеризующий активный объем гидротермального резервуара и извлечение из него тепловой энергии) и сжимаемостью c_f , (2) суммарный приток глубинного теплоносителя, который включает начальный приток глубинного теплоносителя в гидротермальный резервуар (Q_b) и дополнительный приток глубинного теплоносителя, определяемый проницаемостью гидротермального резервуара (k_r), вертикальной проницаемостью подводящих каналов теп-

лоносителя (k_b) и их емкостью (определяемой пористостью фундамента ϕ_b и его сжимаемостью s_b), (3) притоки холодных метеорных вод, которые контролируются проницаемостями зон «инфильтрационных окон» (k_N , k_E , k_W) в верхнем водоупоре (на Северном участке, в районе Восточно-Паужетского поля и на Западном участке, соответственно).

Условия формирования месторождения. Результаты моделирования позволяют оценить источники формирования эксплуатационных запасов Паужетского геотермального месторождения и оценить их составляющие (в расходном балансе на 2005 г) - 40.6% составляют естественные и привлекаемые ресурсы глубинного теплоносителя, 30% инфильтрация холодных метеорных вод, 21.1%- упругая емкость гидротермального резервуара и 8.3% - реинжекция; в тепловом балансе 50.7% составляют естественные и привлекаемые ресурсы глубинного теплоносителя, 43.4%- тепловая емкость гидротермального резервуара, 5.1% - реинжекция и 0.8% кондуктивный нагрев снизу. Получена хорошая сходимость теплового и массового баланса эксплуатационных запасов теплоносителя с химическим балансом по хлор-иону.

Анализ распространения ошибок. Анализ распространения ошибок осуществляется с использованием алгоритма FOSM (First-Order-Second-Moment), являющимся встроенной функцией программы iTOUGH2. В этом алгоритме предполагается, что погрешность прогноза моделирования является результатом погрешности оценок параметров. Анализ распространения ошибок осуществляется для варианта моделирования с заданными, в соответствии с реальными среднемесячными расходами добычных скважин в период 1960 – окт. 2006 гг., и далее с постоянными расходами в соответствии с табл. 1 до 2032 г. На рис. 3 показаны

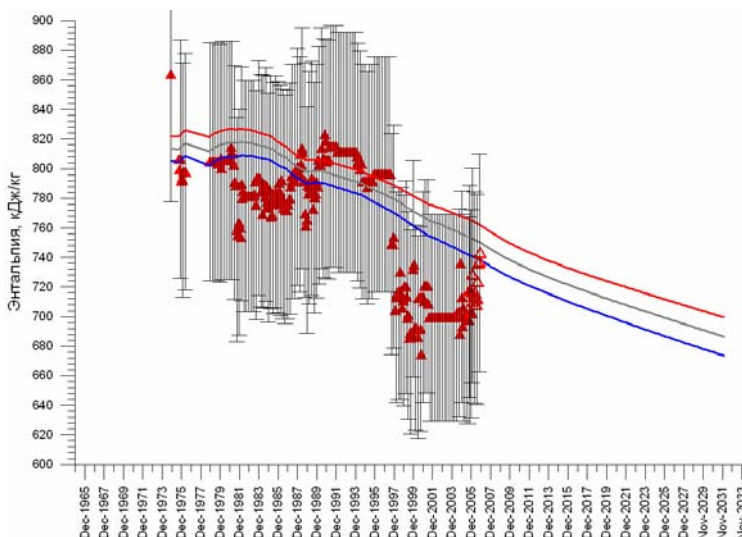


Рис. 3. FOSM-анализ распространения ошибок (погрешности прогноза численной модели) для прогноза энтальпии по скв.106 на 2007-2032 гг. На рисунке линиями показан коридор на уровне 95% доверительной вероятности прогноза модели (ширина которого не превышает 26 кДж/кг) и вертикальными отрезками - диапазон 95% доверительной вероятности данных измерений энтальпии (со стандартным отклонением $\sigma = 20$ кДж/кг).

результаты анализа распространения ошибок для наиболее нагруженного элемента модели - скв.106 (энтальпия) на период эксплуатации 2007-2032 гг. На уровне 95% значимости для скв. 106 модельная составляющая ошибки прогноза энтальпии оценивается в 26 кДж/кг. Установлено также, что модельная составляющая ошибки прогноза давления оценивается не

более 1.1 бар. Из этих результатов вытекает, что модельные погрешности существенно ниже погрешностей измерения энтальпии и давления, оцениваемых как ± 40 кДж/кг и ± 0.6 бара (\pm два стандартных отклонения) соответственно, т.е. используя большой объем измерений, выполненных с некоторой погрешностью, удалось, тем не менее, получить модель с достаточно хорошими прогностическими свойствами.

Приложения моделирования в связи с оценкой эксплуатационных запасов. Эксплуатация добычных скважин Паужетского геотермального месторождения происходит в режиме парлифта, поэтому для прогноза производительности (расход пароводяной смеси (пвс) и расход пара при давлении сепарации) эксплуатационных скважин 103, 106, 108, 120, 121, 122, 123, ГК3 и 131 на срок эксплуатации 25 лет при заданном устьевом давлении используются таблицы забойных давлений, которые задаются в качестве исходных файлов программы TOUGH2, позволяющей учитывать в каждый момент времени взаимодействие системы «резервуар-скважина» и пересчитывать значения расходов добычных скважин в зависимости от изменяющихся в процессе эксплуатации давления и температуры (энтальпии)

Таблица 1 Характеристики эксплуатационных и реинжекционных скважин Паужетского геотермального месторождения (октябрь 2006 г), использованные при моделировании.

№ скважины	Расход кг/с	Энтальпия (модель) кДж/кг	Давление сепарации, бар	WHP, Устьевое давление, бар	Расход пара при давлении сепарации, кг/с	Коэффициент продуктивности, 10^{-12} м^3
Действующие эксплуатационные скважины						
103	23.9	793.0	3.24	5.98	2.9	8.00
106	32	750.0	2.35	3.14	2.9	10.20
108	24.6	746.0	2.35	2.75	2.3	3.02
120	18.8	818.0	3.24	4.61	1.9	1.48
121	21.2	814.0	3.24	3.43	2.4	1.475
122	43.8	786.0	3.14	4.61	5.0	43.00
123	46.8	808.0	3.24	3.83	4.3	18.50
GK3	29.2	785.0	2.45	2.55	3.9	11.00
131	34.6	805.0	2.55	5.49	4.3	4.20
Реинжекционная скважина						
142	18.0					

гидротермального резервуара. Кроме того, в качестве исходных параметров задаются коэффициенты продуктивности индивидуальных добычных скважин. Коэффициенты продуктивности PI эксплуатационных скважин подбираются на модели из условия сходимости начальных расходов скважин (табл. 1). Расходы эксплуатационных скважин определяются в результате численного решения уравнения взаимодействия «резервуар-скважина», реализованного в виде внутренней подпрограммы TOUGH2:

$$Q=PI*\rho/\mu*(P_r-P_b(Q,h)) \quad (1)$$

- где Q – расход скважины, кг/с, ρ – плотность теплоносителя, кг/м³, μ – вязкость теплоносителя, Па*с, P_r – давление в гидротермальном резервуаре (элементе модели, включающем рассматриваемую скважину), P_a , P_b – приведенное забойное давление в добычной скважине, Па. Таблицы приведенных забойных давлений эксплуатационных скважин рассчитаны с использованием программы HOLA при заданных устьевых давлениях (табл. 1) и конструкциях скважин на глубинах, соответствующих -250 м абс.

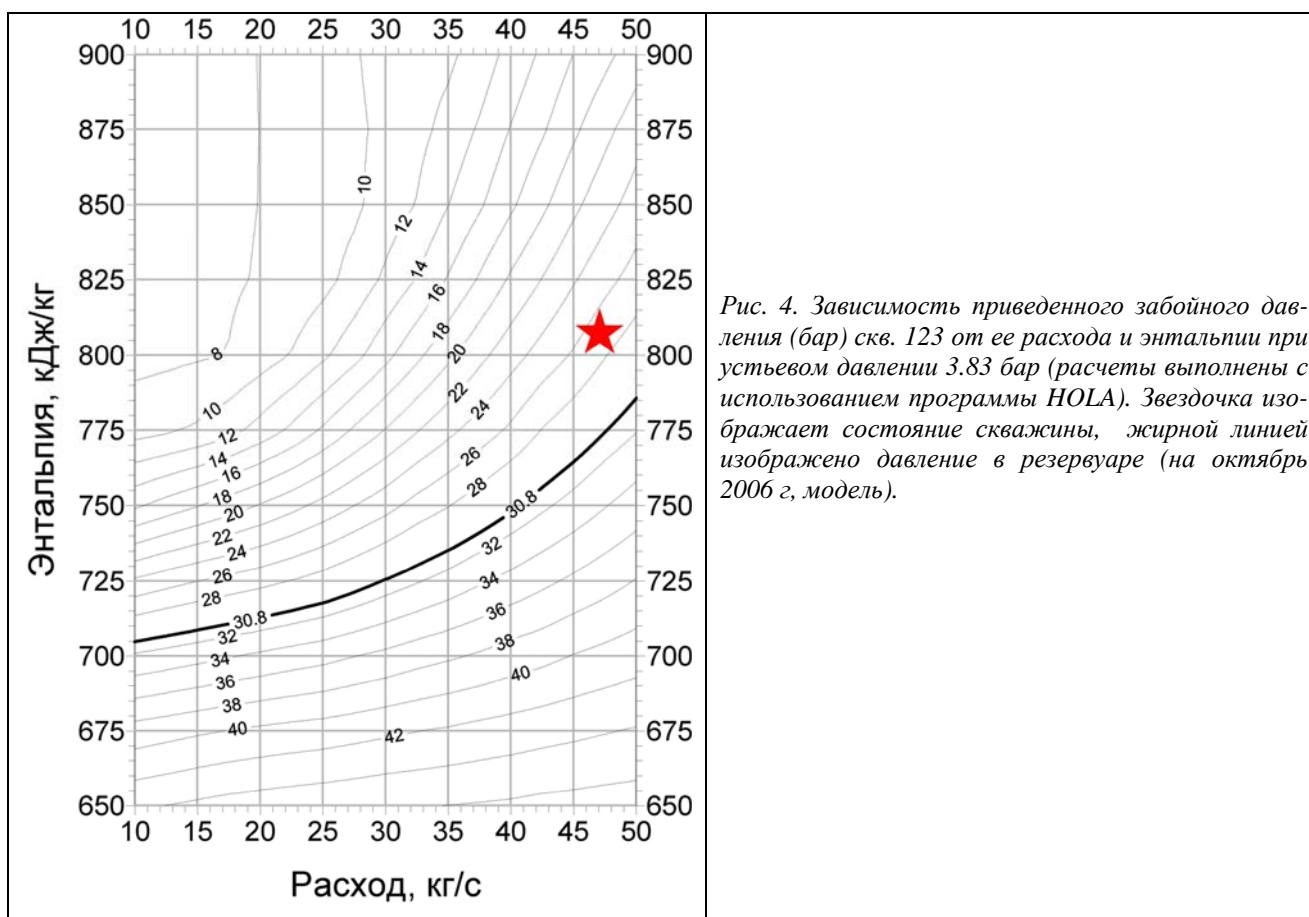


Рис. 4. Зависимость приведенного забойного давления (бар) скв. 123 от ее расхода и энтальпии при устьевом давлении 3.83 бар (расчеты выполнены с использованием программы HOLA). Звездочка изображает состояние скважины, жирной линией изображено давление в резервуаре (на октябрь 2006 г, модель).

Рис. 4 иллюстрирует таблицы приведенных забойных давлений на примере добычной скважины скв. 123. Приведенное забойное давление показано на рисунке в виде изолиний в координатах расход скважины - энтальпия скважины. Жирной линией на рисунке показана изолиния давления в резервуаре по результатам моделирования на октябрь 2006 г (30.8 бар). Очевидно, что если в процессе эксплуатации энтальпия и давление в резервуаре уменьшают-

ся настолько, что в результате этого происходит смещение точки (на рисунке – звездочка), изображающей состояние скважины, на линию давления в резервуаре и ниже – скважина прекращает продуцировать в режиме парлифта.

Для прогнозного моделирования в качестве исходной группы эксплуатационных скважин рассматриваются 103, 106, 108, 120, 121, 122, 123, 131, ГКЗ. Эксплуатационные скважины задаются с постоянным устьевым давлением в соответствии с табл. 1. Реинжекция задается в скв. 142 с постоянным расходом и энтальпией (табл. 1). Кроме того, на модели задаются дополнительные скважины. Дополнительные скважины задаются как вновь пробуренные с конструкцией (250 м\219 мм, глубже 190 мм). Дополнительные скважины задаются постоянным устьевым давлением 4 бара и их паропроизводительность рассчитывается при давлении сепарации 2.84 бар. Соответственно, по всем дополнительным скважинам рассчитываются таблицы забойных давлений и коэффициенты продуктивности дополнительных эксплуатационных скважин рассчитываются на модели при принятом начальном расходе 30 кг/с (средний расход действующих добычных скважин).

При моделировании добычные скважины 131 и 122 переводятся на более низкие устьевые давления при достижении ими минимального расхода 10 кг/с. Ввод дополнительных пяти добычных скважин, необходимых для обеспечения устойчивой эксплуатации, осуществляется по следующему расписанию: скв. 120А (задается на модели в том же элементе, что и скв.120, включается на модели в 2008 г), скв. 123А (задается в том же элементе, что и скв. 123, включается в 2012 г), скв. 107А (задается в том же элементе, что и скв. 107, включается в 2015 г), скв. 102А (задается в том же элементе, что и скв. 102, включается в 2025 г), скв. 102В (задается в том же элементе, что и скв. 102, включается в 2028 г).

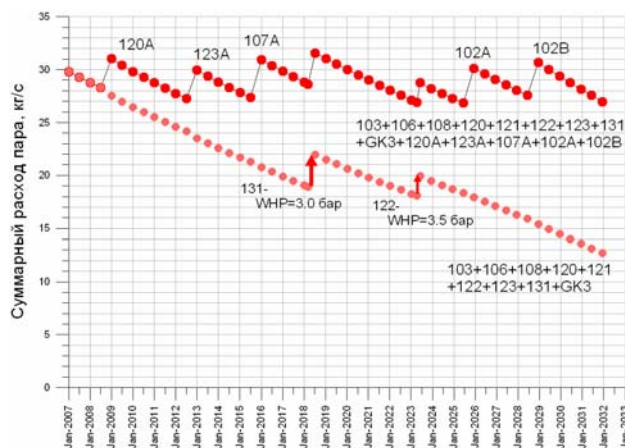


Рис. 5. Прогноз суммарной производительности пара из эксплуатационных скважин 103, 106, 108, 120, 121, 122, 123, 131, ГКЗ, 120А, 123А, 107А, 102А, 102В. Расход пара рассчитывается при давлении сепарации (табл. 1). Нижний график соответствует существующим скважинам.

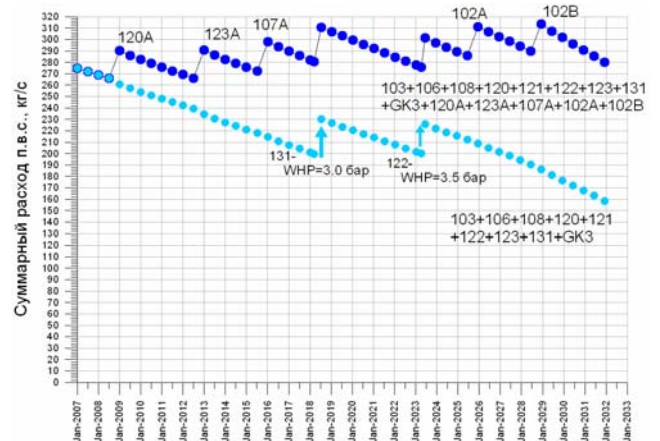


Рис. 6. Прогноз суммарной производительности пароводяной смеси из эксплуатационных скважин 103, 106, 108, 120, 121, 122, 123, 131, ГКЗ, 120А, 123А, 107А, 102А, 102В. Нижний график соответствует существующим скважинам.

На рис. 5 и 6 показаны результаты расчета суммарной производительности (расход пароводяной смеси и расход пара при давлении сепарации) эксплуатационных скважин на период 2007-2032 гг. Суммарная паропроизводительность всех добычных скважин (103, 106, 108, 120, 121, 122, 123, 131, ГКЗ, 120А, 123А, 107А, 102А, 102В) изменяется в процессе эксплуатации от 26.8 до 31.9 кг/с, средняя паропроизводительность 28.9 кг/с. Суммарный расход пароводяной смеси с изменяется в процессе эксплуатации от 266.1 кг/с до 317.7 кг/с, средний расход 288.3 кг/с. Минимальная паропроизводительность группы эксплуатационных скважин 103, 106, 108, 120, 121, 122, 123, 131, ГКЗ составляет 12.8 кг/с (п.в.с. 159.2 кг/с).

Таким образом, прогнозное численное моделирование на 2007-2032 гг при начальных параметрах добычных скважин на октябрь 2006 г показывает возможность стабильного получения пара при давлении сепарации со средним расходом 28.9 кг/с (пароводяной смеси 288.3 кг/с) при условии последовательного бурения и ввода в эксплуатацию пяти дополнительных скважин, оптимизации потерь давления от скважин до сепараторов (рис. 7). Для выработки электроэнергии необходимо 4.25 кг/с пара на 1 МВт электроэнергии, т.е. при рассматриваемой технологии эксплуатации возможно обеспечение пара для ГеоЭС 6.8 МВт в течение 2007-2032 гг.

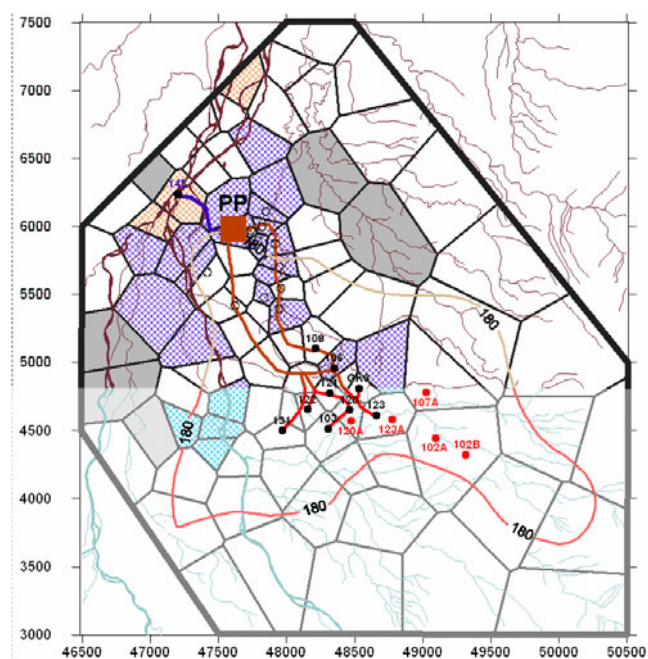


Рис. 7. Схема Паужетского геотермального месторождения. Многоугольная сетка соответствует геометрии численной модели. Существующие эксплуатационные скважины – черные кружки, дополнительные эксплуатационные скважины – красные кружки, 142 - реинжекционная скважина, изолинией показан контуры начальной температуры 180°С, плохопроницаемые блоки гидротермального резервуара – закрашены серым цветом, основные участки естественной разгрузки до эксплуатации – красная штриховка, участки притока метеорных вод в гидротермальный резервуар – синяя штриховка. Незакрашенными кружками показаны вышедшие из эксплуатации скважины Северного участка.

Работа выполнялась при поддержке РФФИ по проекту 06-05-64688 и ДВО РАН по проекту 06-I-ОНЗ-109.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кирюхин А.В., Сугробов В.М. Модели теплопереноса в гидротермальных системах Камчатки // Москва: Наука, 1987. 149 с.

2. Кирюхин А.В., Асаулова Н.П., Finsterle S., Рычкова Т.В., Обора Н.В., Богатко Н.П. Численное моделирование паужетского геотермального месторождения с использованием ITOUGH2. Межд. Симпозиум по проблемам эксплозивного вулканизма. ИВиС ДВО РАН, 25-31 марта 2006 г. С. 178-186.
3. Паужетские горячие воды на Камчатке // отв. ред. Б.И. Пийп. М.: Наука, 1965. 207с.
4. Сугробов В.М. Геотермальные энергоресурсы Камчатки и перспективы их использования. Гидротермальные системы и термальные поля Камчатки, Владивосток, ДВНЦ АН СССР, 1976. С. 267-281.
5. Aunzo Z.P., Bjornsson G., Bodvarsson G.S. Wellbore models GWELL, GWNACL and HOLA. Users Guide // LBNL-31428, 1991, 102 p.
6. V.Ladygin, J. Frolova, S. Rychagov (2000) Formation of Composition and Petrophysical Properties of Hydrothermally Altered Rocks in Geothermal Reservoir // Proc. WGC 2000, p. 2695-2699.
7. S.Finsterle. iTOUGH2 User's Guide \ LBNL-40040, 1999, 130 p.
8. A.V. Kiryukhin, V.A. Yampolsky Modeling Study of the Pauzhetsky Geothermal Field, Kamchatka, Russia // Geothermics, v.33, 2004, No.4, 421-442 p.
9. K.Pruess. TOUGH2 – a general purpose numerical simulator for multiphase fluid and heat flow \ LBL-29400, 1991, 102 p
10. V.M. Sugrobov Evaluation of operational reserves of high-temperature waters // Geothermics, Special Issue 1970, #2, p.1256-1260.

УДК 550.34 + 551.24

ПРОСТРАНСТВЕННО-ВРЕМЕННЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ВУЛКАНИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ ОКРАИНЫ ТИХОГО ОКЕАНА
ЗА ПОСЛЕДНИЕ 12 ТЫС. ЛЕТ

Д.Р. Акманова

*Институт Вулканологии и Сейсмологии ДВО РАН, Петропавловск-Камчатский,
683006. e-mail: Dinara@kscnet.ru*

Введение. Сейсмичность и вулканизм, рассматриваемые как процессы планетарного масштаба, взаимосвязаны. Действительно, подавляющая часть всех землетрясений планеты, в том числе все самые сильные из них, происходят в пределах сейсмических поясов, опоясывающих всю планету. Вблизи этих же поясов расположены и самые активные вулканы планеты. При этом, как отмечалось многими исследователями [1, 10, 13], для разных регионов отмечена корреляция между извержениями вулканов и временами сильных землетрясений. Эти данные указывают на то, что причины, приводящие к накоплению сбрасываемых при