

ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУР ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД КОЛПАШЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Работа выполнена при поддержке РФФИ и Минпромнауки РФ (гранты 06-05-64166, 07-05-00877, НШ-3561.2008.5).

Показана возможность использования термальных подземных вод в теплоэнергетических целях. Проведен прогноз изменения температур при эксплуатации подземных вод из апт-альб-сеноманского, готерив-барремского и валанжинского водоносных комплексов.

Ключевые слова: подземные воды; температура; прогноз.

В современных условиях, когда традиционные виды топлива обладают высокой ценой, встает вопрос об использовании альтернативных источников энергии, таких как энергия солнца, ветра, тепла Земли, биомассы, малых рек, приливов и отливов морей и океанов. Для Томской области наиболее перспективным из альтернативных источников являются термальные подземные воды.

В связи с расположением и фильтрационными характеристиками пород осадочного чехла Колпашевская площадь может рассматриваться как один из перспективных участков для использования термальных подземных вод. Она расположена в центральной части Томской области на перекрестке транспортных систем (автодороги, крупные речные артерии и воздушные пути) [1, 2]. В пределах площади сконцентрированы большие запасы подземных вод с температурой, позволяющей отнести их к категории среднепотенциальных (60–100°C) вод [3].

Исходя из температурных условий, наиболее перспективным является использование термальных подземных вод Колпашевской площади для теплоснабжения и горячего водоснабжения. В последнее время появились также технологические возможности применения среднепотенциальных термальных вод для выработки электроэнергии с использованием низкокипящих теплоносителей.

Одной из ключевых проблем практического использования термальных вод является оценка возможного изменения их температуры в процессе эксплуатации.

В настоящей работе она решалась на основе использования методов численного моделирования тепломассопереноса с помощью программного комплекса HydroGeo [4].

Гидрогеологические условия Колпашевской площади. В верхней части гидрогеологического разреза рассматриваемой территории залегают олигоцен-четвертичный и эоцен-верхнемеловой водоносные комплексы (в.к.) с холодными водами. Оligocen-четвертичный в.к. является основным источником пресных питьевых вод, а эоцен-верхнемеловой – главным источником минеральных столовых и лечебно-столовых вод. Мощность их составляет соответственно 100 и 500 м.

Далее, вниз по разрезу, залегает апт-альб-сеноманский в.к., вмещающий теплые воды. Они преимущественно солоноватые, хлоридные натриевые с пластовой температурой от 28 до 35°C. Комплекс слагают разнородные слабосцементированные песчаники, алевролиты и глины общей мощностью 600–1000 м. Практически на всей территории юго-запада

Западно-Сибирского артезианского бассейна он характеризуется уникально высокой обводненностью. Дебит скважин при самоизливе достигает 300–600 м³/сут, а при насосной добыче увеличивается до 1000–4000 м³/сут [5], что позволяет, в частности, использовать его воды в качестве основного источника поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений Томской области.

Ниже залегает готерив-барремский в.к. с горячими подземными водами. Комплекс представлен неравномерно слоистыми песчано-глинисто-алевролитовыми отложениями мощностью 450–750 м, насыщенными преимущественно солоноватыми и умеренно солеными, хлоридными кальциево-натриевыми водами, с пластовой температурой 75–85°C (на устье при самоизливе 45–50°C), с пониженной, по сравнению с апт-альб-сеноманским водоносным комплексом, водообильностью. Дебиты скважин обычно не превышают 10–115 м³/сут при понижении уровня до 350–875 м.

Готерив-барремский в.к. глубже сменяется валанжинским комплексом, вмещающим очень горячие подземные воды. Он представлен песчано-алевролитовыми отложениями с высокой водообильностью и мощностью 45–200 м. Воды повсеместно соленые и крепко соленые, хлоридные натриевые и кальциево-натриевые, с пластовой температурой 60–90°C (на устье фонтанирующих скважин 50–66°C). Дебит самоизливающих скважин превышает 70–500 м³/сут.

Воды валанжинского в.к. сменяются на больших глубинах очень горячими и перегретыми водами валанжин-верхнеюрского, юрского и палеозойского в.к. соответственно. Первый из них представлен глинистой толщей и является водоупором. Мощность комплекса составляет 300–400 м. Юрский в.к. представлен неравномерно слоистыми песчано-глинистыми отложениями с мощностью от 0 до 600–800 м. На рассматриваемой территории он является основным резервуаром нефти и газа и содержит преимущественно соленые и крепкосоленые, хлоридные натриевые метановые воды с пластовой температурой 75–100°C. Перегретые воды палеозойского в.к. с температурой выше 100°C, преимущественно рассольные, хлоридные натриевые метановые. Развиты они в зонах тектонических нарушений и часто приурочены к эрозивно-тектоническим останцам гранитоидных и карбонатных массивов пород складчатого фундамента.

Разрез от четвертичных до нижнемеловых отложений включительно характеризуют преимущественно точечные замеры температур при испытании. По характеру распределения температур и величине геотермического градиента в разрезе можно выделить несколько характерных участков (рис. 1).

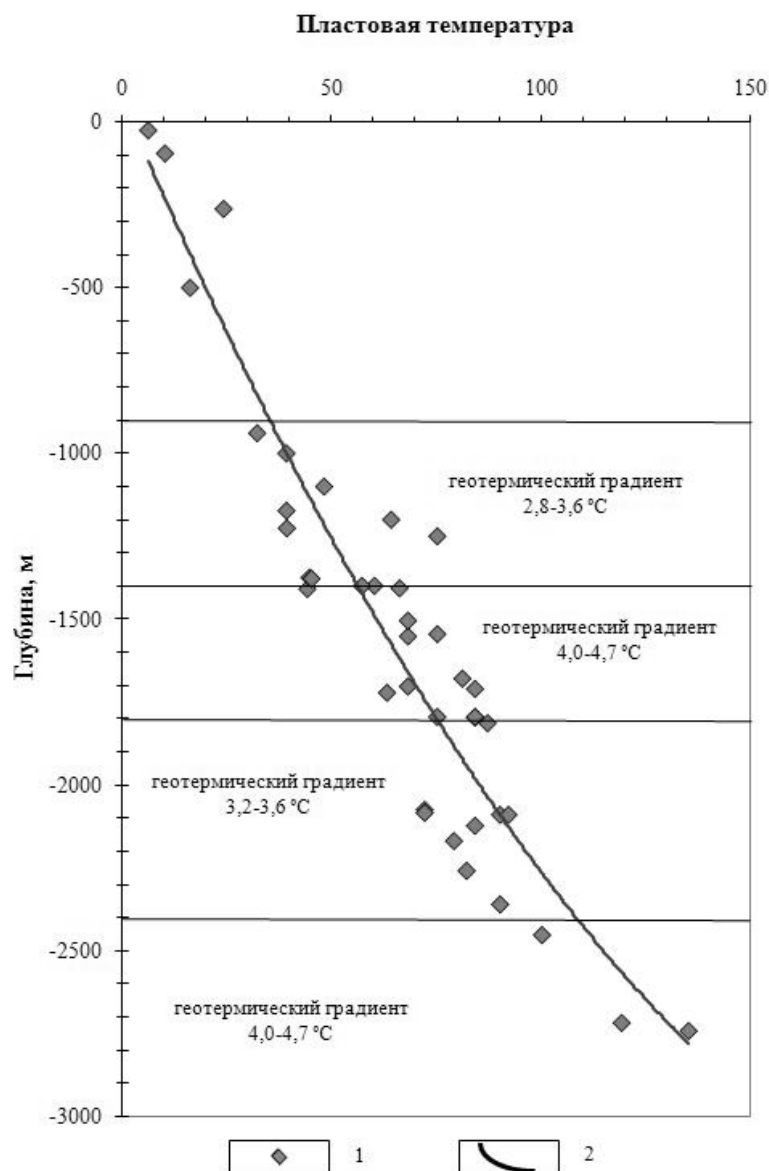


Рис. 1. Геотермическая характеристика Колпашевской площади:
1 – точечные замеры температуры; 2 – усредненные значения по площади

В верхней части разреза, до глубины 900 м, на геотермические условия оказывают существенное влияние инфильтрационные воды, тогда как уменьшение геотермического градиента на глубине 1800–2400 м, вероятно, связано с литологической составляющей.

Исходя из геотемпературных условий, водообильности и глубины залегания, наиболее доступные потенциальные ресурсы теплотехнических и бальнеологических подземных термальных вод в районе исследования сосредоточены в отложениях апт-альб-сеноманского в.к. Для теплоэнергетических целей наиболее перспективно использование подземных термальных вод, сосредоточенных в готерив-барремском и валанжинском водоносных комплексах.

Прогноз изменения температур. Моделирование изменения температурного режима по площади и разрезу осуществлено гидродинамическим методом в соответствии с литологическим строением на Колпашевской площади, с использованием 3D-сеточной модели в составе программного комплекса HydroGeo.

При совместном моделировании геофильтрации, теплопереноса и геомиграции на пространственных сетках применён подход, который предусматривает расщепление вычислений на условно независимые гидродинамическую, геотемпературную и геохимическую составляющие. При моделировании использовались численные методы. Соответственно, рассматриваемая область фильтрации разбивалась на относительно однородные по фильтрационно-ёмкостным свойствам и составу пород и флюидов блоки, образующие 3-мерную пространственную сетку. Между ячейками такой сетки имитировались фильтрация водных растворов, теплоперенос и связанные с ними процессы дисперсии вещества вод и смешения растворов с использованием метода конечных разностей.

Моделирование кондуктивного теплопереноса основывалось на использовании метода релаксации, полностью аналогично моделированию геофильтрации [6], в ходе независимого цикла. Формула метода релаксации при этом принимает вид

$$T^k = \frac{\omega(p'_{i-1}T_{i-1}^k + p'_{i+1}T_{i+1}^{k-1} + \dots + C/\Delta\tau \times T^{k-1})}{p'_{i-1} + p'_{i+1} + \dots + C/\Delta\tau} + (1-\omega)T^{k-1},$$

где T – абсолютная температура (индексы: i – расчетный блок, k – текущий момент времени); p' – межблочная теплопроводность; C – удельная объемная теплоёмкость блока.

Соответственно, в плане

$$p'_{i,i+1} = \frac{2\Delta y_i \lambda_i m_i \lambda_{i+1} m_{i+1}}{\Delta z_{i+1} \lambda_i + \Delta z_i \lambda_{i+1}},$$

в разрезе

$$p'_{i,i+1} = \frac{2\Delta x_i \Delta y_i \lambda_i \lambda_{i+1}}{\Delta z_{i+1} \lambda_i + \Delta z_i \lambda_{i+1}}$$

и удельная объемная теплоёмкость блока

$$C_i = c_i \Delta x_i \Delta y_i m_i,$$

где λ – коэффициент теплопроводности; c – объёмная теплоёмкость пород блока.

Изменение температуры (увеличение) за счет конвективного теплопереноса, если принять, что теплоемкость раствора не зависит от его состава и температуры, в этом случае составит для смеси двух растворов

$$\Delta T = v_0 T_0 + v T - T_0$$

и при втекании раствора в блок породы, насыщенный водой,

$$\Delta T = c_w (c \times (1-n) + c_w n)^{-1} \times n \times (v_0 T_0 + v T - T_0),$$

где c_w , c – объёмные теплоемкости раствора и скелета породы; n , v_0 , v – открытая пористость блока и объёмные доли смешивающихся растворов (находившегося в блоке до втекания новой порции и втекающего в блок, соответственно) в д.е.; T_0 , T – исходная температура в блоке и температура втекающего в него раствора.

Моделирование проводилось для трех водоносных комплексов, выбранных выше, по схеме: добыча термальной воды из нижних водоносных горизонтов комплекса – возврат охлажденных отработанных вод в его верхние горизонты, для каждого из комплексов раздельно. Исходные характеристики модели приведены в таблице. Теплопроводность пород на изучаемом участке принята составляющей 2 Вт/м·К [7].

Расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами условно задано равным 200 м. Высота расчетного блока определялась для каждого водоносного комплекса исходя из литологического строения разреза. Так, для апт-альб-сеноманского в.к. расчетная сетка включает $X \times Y \times Z = 31 \times 23 \times 10$ расчетных блоков, размерами $20 \times 20 \times 81$ м, для готерив-барремского в.к. количество расчетных блоков равно $X \times Y \times Z = 31 \times 23 \times 11$ с размерами $20 \times 20 \times 70$ м, для валанжинского в.к. – $X \times Y \times Z = 31 \times 23 \times 9$ и размерами $20 \times 20 \times 22$ м (рис. 2, 3).

Исходные характеристики водоносных комплексов

Показатели		Апт-альб-сеноманский	Готерив-барремский	Валанжинский
Мощность, м		810	770	198
Коэффициент фильтрации, м/сут		1,25–3	1–2	1,2–4,7
Коэффициент пьезопроводности, 10^3 м ² /сут		125–300	100–200	120–470
Открытая пористость, %		15–20	20–30	30–40
Проточная пористость, %		50	60	80
Пластовая температура, °С		39–44	61–63	72–80
Пластовое давление, атм		120,6	171	205
Напор, м		1229	1721	2085
Теплоемкость, 10^6 Дж/м ³ ·К	песчаник	1,75	1,9	1,95
	алевролит	1,6	1,85	1,8
	аргиллит	1,65	1,6	1,7

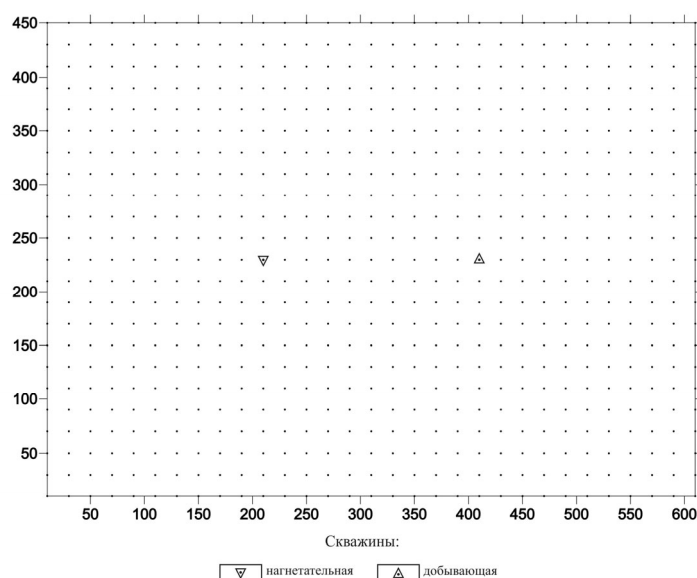
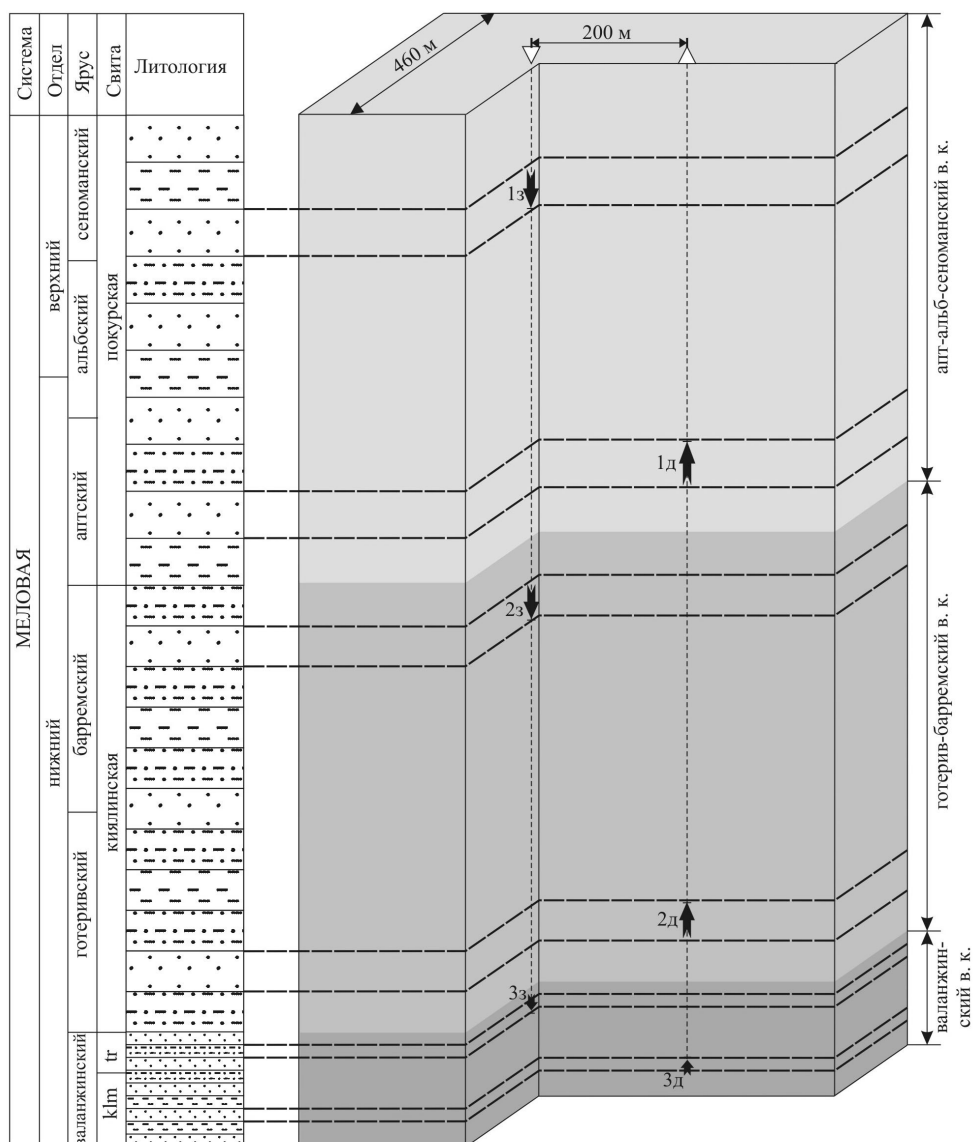


Рис. 2. Расчетная сетка и источники-стоки модели

(здесь и далее цифры на осях координат – расстояние в метрах, точками показаны центры расчетных блоков)



Условные обозначения:

	песчаник	Скважины:	Эксплуатационные пласты и их номера:
	алевролиты		1д ↑ добывающий
	аргиллиты		1з ↓ закачной

Рис. 3. Схема модели расчета температурного изменения в водоносных комплексах

В качестве внутренних источников-стоков используются добывающая и нагнетательная скважины, расположенные на плановой проекции в блоках $X \times Y = 21 \times 12$ и $X \times Y = 11 \times 12$ соответственно. Так как расчеты проводились отдельно для каждого водоносного комплекса, эксплуатационные пласты расположены в разных блоках. Так, для апт-альб-сеноманского в.к. добывающий пласт (1д) расположен в блоке $Z = 9$, а закачной (1з) в блоке $Z = 2$; для готерив-барремского в.к. добывающий пласт (2д) в блоке $Z = 10$, закачной (2з) – в блоке $Z = 2$; для ва-

ланжинского в.к. добывающий закачной пласты расположены (3д) в блоке $Z = 7$, (3з) в блоке – $Z = 2$ соответственно (рис. 3).

Дебиты добывающей и нагнетательной скважин приняты равными $5000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Моделирование проводилось на несколько последовательных периодов времени, на 182 и 365 сут (контрольные точки в период работы) и на 10 000 сут (нормативный расчетный срок эксплуатации водозабора).

Основные результаты моделирования приведены на рис. 4.

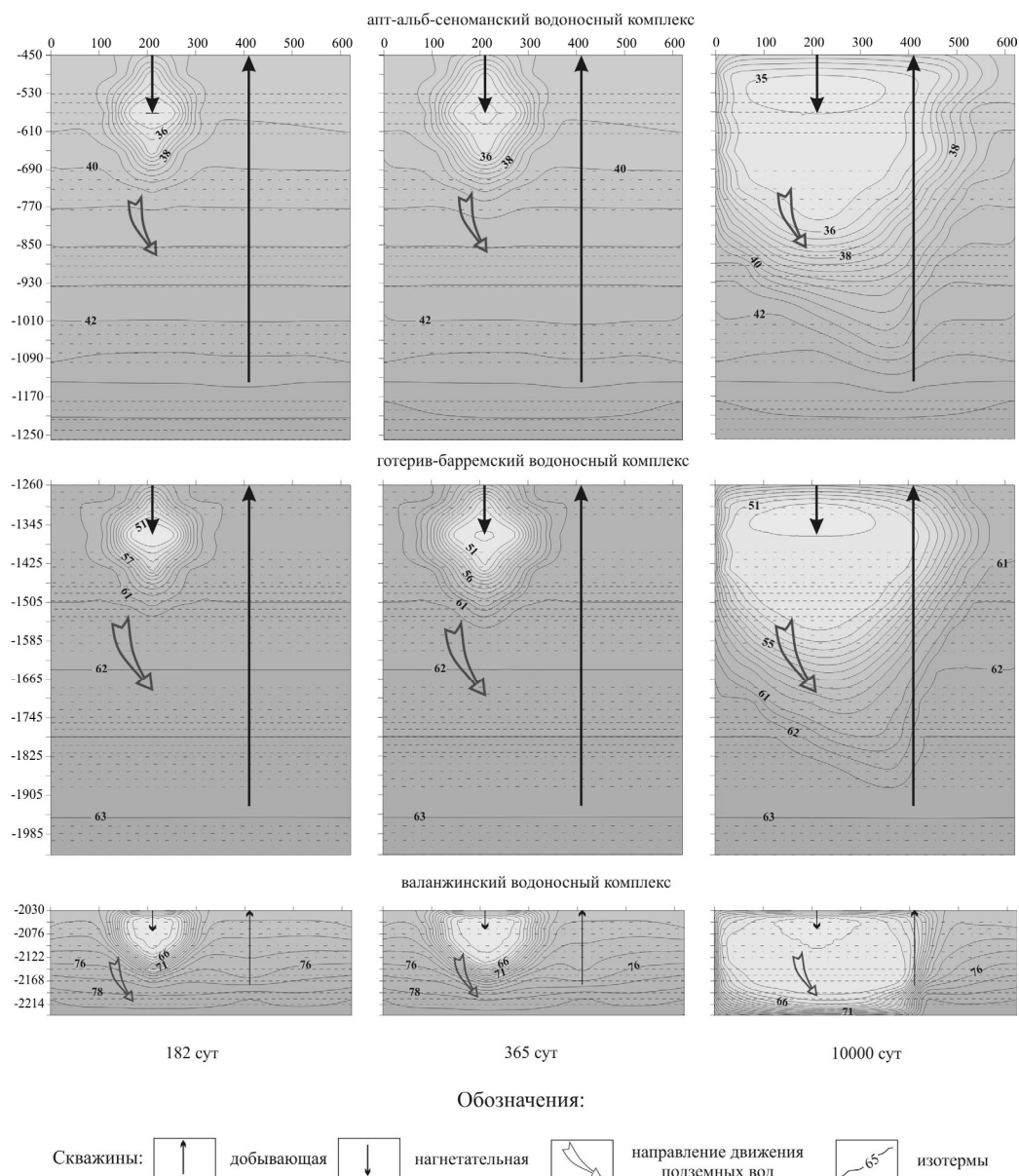


Рис. 4. Прогноз изменения температуры подземных вод в разрезе (по профилю XZ) по данным моделирования

Из них видно, что изменение температурного режима в системе происходит неравномерно как во времени, так и в пространстве. Постепенно возрастая, оно достигает своего максимума на конечный срок эксплуатации, по истечению 10 000 сут. Такая закономерность прослеживается во всех водоносных комплексах. Однако каждый водоносный комплекс характеризуется своими особенностями. Так, для валанжинского в.к., отличающегося минимальной мощностью 200 м и хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС), наблюдается наиболее быстрое промывание пород охлажденными возвратными водами. Для апт-альб-сеноманского в.к. также свойственны высокие ФЕС пород, но мощность его почти в четыре раза выше. Это способствует существенно более медленному воздействию закачиваемых вод на исходную геотермическую обстановку этого комплекса. Промежуточная картина наблюдается в готерив-барремском в.к., в котором при почти той же мощности ФЕС проницаемых горизонтов ниже, чем у апт-альб-сеноманского в.к.

Это свидетельствует, что основными причинами изменения теплового поля в действующей геотермальной системе при равном дебите эксплуатационных скважин являются литологические особенности и строение разреза, обуславливающие мощность (удаленность по вертикали источника и стока друг от друга) и ФЕС эксплуатируемых пластов, а также длительность работы системы в режиме эксплуатации.

В ходе работы показано, что подземные воды апт-альб-сеноманского, готерив-барремского и валанжинского водоносных комплексов могут использоваться в качестве альтернативных источников энергии, в частности для тепло- и электроснабжения небольших населенных пунктов Томской области.

В Колпашевском районе наибольшими геотермальными ресурсами и лучшими условиями эксплуатации обладают апт-альб-сеноманский и готерив-барремский водоносные комплексы, которые можно в течение длительного времени использовать одновременно и в качестве источника термальных вод, и как объект их воз-

вратной закачки, что является оптимальным вариантом использования геотермальных ресурсов исходя из природоохранных соображений [7].

Моделирование показало, что при любом сценарии эксплуатации термальных вод постепенно развивается снижение их температуры во времени. Поэтому в процессе поисков, разведки и строительства малых энер-

госнабжающих геотермальных систем необходимо добиваться оптимального соотношения ФЕС пород, мощности эксплуатируемых водоносных толщ, времени эксплуатации и расстояния между фильтровыми зонами добывающей и нагнетательной скважин с целью минимизации изменений исходного геотемпературного поля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мищенко М.В. Гидрогеотермальные условия района пос. Чажемто // Проблемы геологии и освоения недр: Тр. VI Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова. Томск, 2002. С. 154–155.
2. Кадастр возможностей / А.М. Данченко, Г.О. Задде, А.А. Земцов и др. Томск: Изд-во НТЛ, 2002. 280 с.
3. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: Идея-Пресс, 2004. 288 с.
4. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия Томского политехнического университета. 2002. Т. 305, № 6. С. 348–365.
5. Бондаренко С.С., Вартанян Г.С., Кулаков Г.В. и др. Методы изучения и оценки ресурсов глубоких подземных вод. М.: Недра, 1986. 478 с.
6. Гидрогеодинамические расчеты на ЭВМ / Под ред. Р.С. Штенгелова. М.: Изд-во МГУ, 1994. 335 с.
7. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. 134 с.

Статья представлена научной редакцией «Науки о Земле» 15 сентября 2006 г.