

УДК 556

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУР ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЮЖНО-ЧЕРЕМШАНСКОЙ ПЛОЩАДИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

М.В. Мищенко, М.Б. Букаты, Е.М. Дутова

Томский политехнический университет
E-mail: mishenkomaria@mail.ru

Дана гидрогеологическая характеристика Южно-Черемшанского месторождения (Томская область). Показаны результаты моделирования изменения температур при эксплуатации подземных вод из апт-альб-сеноманского, готерив-барремского и валанжинского водоносных комплексов. Даны рекомендации по возможности использования термальных подземных вод.

Ключевые слова:

Подземные воды, температурный режим, моделирование, кондуктивный теплоперенос.

Key words:

Groundwater, temperature resistance, modeling, conduction heat transfer.

В современных условиях, когда традиционные виды топлива находятся под угрозой истощения, всё более остро 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 из альтернативных источников наиболее перспективным являются термальные подземные воды [1–3].

Одной из ключевых проблем реализации использования термальных вод является прогнозная оценка изменения их температуры в процессе эксплуатации. Работ, посвященных моделированию эксплуатации геотермальных месторождений со схожими температурными условиями, т. е. имеющими широкое распространение в наших условиях среднепотенциальных (60...100 °С) вод, нет. В работах, посвященных термогидродинамическому моделированию, например у А.В. Кирюхина [4], рассматриваются только месторождения с высокопотенциальными (>100 °С) подземными водами, приуроченными к зонам активной тектонической деятельности. В настоящей работе приведены результаты численного моделирования тепломассопереноса с помощью программного комплекса HydroGeo [5].

Характеристика объекта исследования

В верхней части гидрогеологического разреза Южно-Черемшанского месторождения залегают

олигоцен-четвертичный и эоцен-верхнемеловой водоносные комплексы (в.к.) с холодными водами. Первый из них является основным источником пресных питьевых вод, второй — 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 преимущественно солоноватые, хлоридные натриевые теплые воды с пластовой температурой от 39...40 °С в кровле покурской свиты до 66...68 °С в её подошве. Вмещающие отложения обладают высокой водообильностью. Дебиты скважин при самоизливе достигают 300...600 м³/сут, при насосной добыче увеличиваются до 1000...2000 м³/сут [6].

Ниже залегает готерив-барремский в.к. с горячими подземными водами. Комплекс представлен слабо сцементированными, иногда рыхлыми до сыпучих, неравномерно слоистыми отложениями песчаников, глин, аргиллитов и алевролитов мощностью 450...500 м, насыщенными преимущественно солоноватыми, умеренно солеными хлоридными кальциево-натриевыми водами с пластовой температурой 81...82 °С.

Готерив-барремский в.к. глубже сменяется валанжинским комплексом, вмещающим очень горячие подземные воды. Он представлен переслаивающимися отложениями песчаников, глин и алевролитов с высокой водообильностью и мощ-

ностью до 400 м. Воды повсеместно соленые и крепко соленые, хлоридные натриевые и кальциево-натриевые с пластовой температурой 85...93 °С.

Воды валанжинского в.к. сменяются на больших глубинах очень горячими и перегретыми водами валанжин-верхнеюрского, юрского и палеозойского в.к., соответственно. Первый из них, мощностью 300...400 м, представлен глинистой толщей, является водоупором. Юрский в.к. представлен неравномерно слоистыми песчано-глинистыми отложениями мощностью до 600...800 м, содержит преимущественно соленые и крепкосолёные хлоридные натриевые метановые воды с пластовой температурой 75...100 °С. Перегретые воды палеозойского в.к. с температурой более 100 °С, преимущественно рассольные, хлоридные натриевые, метановые. Развита они в зонах тектонических нарушений и часто приурочены к эрозионно-тектоническим останцам гранитоидных и карбонатных массивов пород складчатого фундамента.

В увеличении пластовых температур по разрезу прослеживается прямая зависимость от глубины, рис. 1.

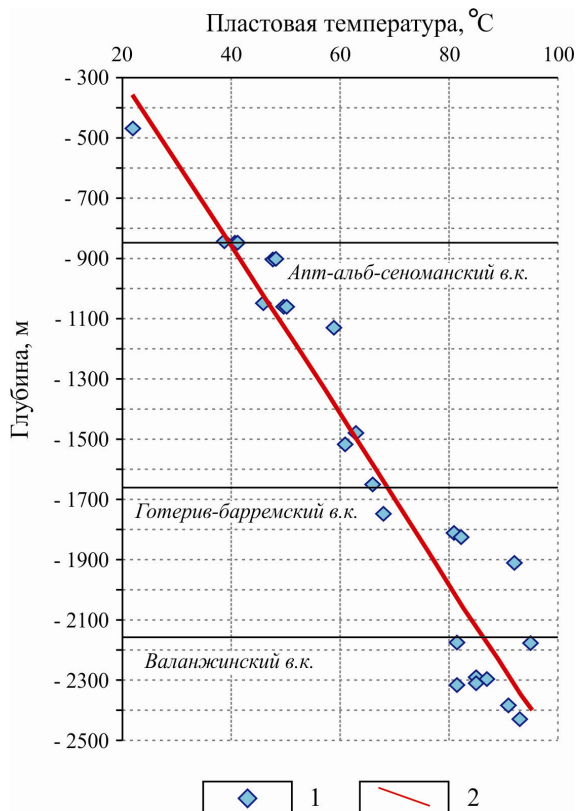


Рис. 1. Изменение температуры подземных вод с глубиной: 1) точечные замеры температуры по площади; 2) линия тренда

Для апт-альб-сеноманского в.к. геотермический градиент равен 3,3 °С/100 м, а в более глубоко залегающих готерив-барремском и валанжинском в.к. возрастает до 3,7 и 3,75 соответственно.

Исходя из геотемпературных условий, водообильности и глубины залегания водовмещающих

пород, наиболее доступные потенциальные ресурсы теплотехнических и бальнеологических подземных термальных вод сосредоточены в отложениях апт-альб-сеноманского в.к. Для теплоэнергетических целей наиболее перспективно использование подземных термальных вод, сосредоточенных в апт-альб-сеноманском, готерив-барремском и валанжинском водоносных комплексах.

Методика и результаты моделирования

Моделирование изменения температурного режима по площади и разрезу осуществлено гидродинамическим методом в соответствии с литологическим строением Южно-Черемшанской площади с использованием 3D-сеточной модели (рис. 2).

Моделирование кондуктивного теплопереноса основывалось на использовании метода релаксации, аналогично моделированию геофильтрации [7], в ходе независимого цикла. Температурная зависимость релаксации принимает вид:

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

где T – абсолютная температура (индексы: i – расчетный блок, k – текущий момент времени); p' – межблочная теплопроводимость; C – удельная объемная теплоёмкость блока; ω – ускоряющий коэффициент релаксации; $\Delta\tau$ – шаг времени.

Соответственно, межблочная теплопроводи-

мость будет равна 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 $p'_{i,i+1} = \frac{2\Delta x_i \Delta y_i \lambda_i \lambda_{i+1}}{\Delta z_{i+1} \lambda_i + \Delta z_i \lambda_{i+1}}$, а удельная объёмная теплоёмкость блока $C_i = c \Delta y_i m_i$; где λ – коэффициент теплопроводности; c – объёмная теплоёмкость пород блока; m – мощность; Δx , Δy , Δz – направления по осям.

Если принять, что теплоёмкость раствора не зависит от его состава и температуры, то изменение температуры (увеличение) за счет конвективного теплопереноса для смеси двух растворов составит

$$\Delta T = v_0 T_0 + v T_B + T_0,$$

а при втекании раствора в блок породы, насыщенный водой,

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

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

Моделирование проводилось для трех наиболее перспективных водоносных комплексов по схеме: добыча термальной воды из нижних горизонтов

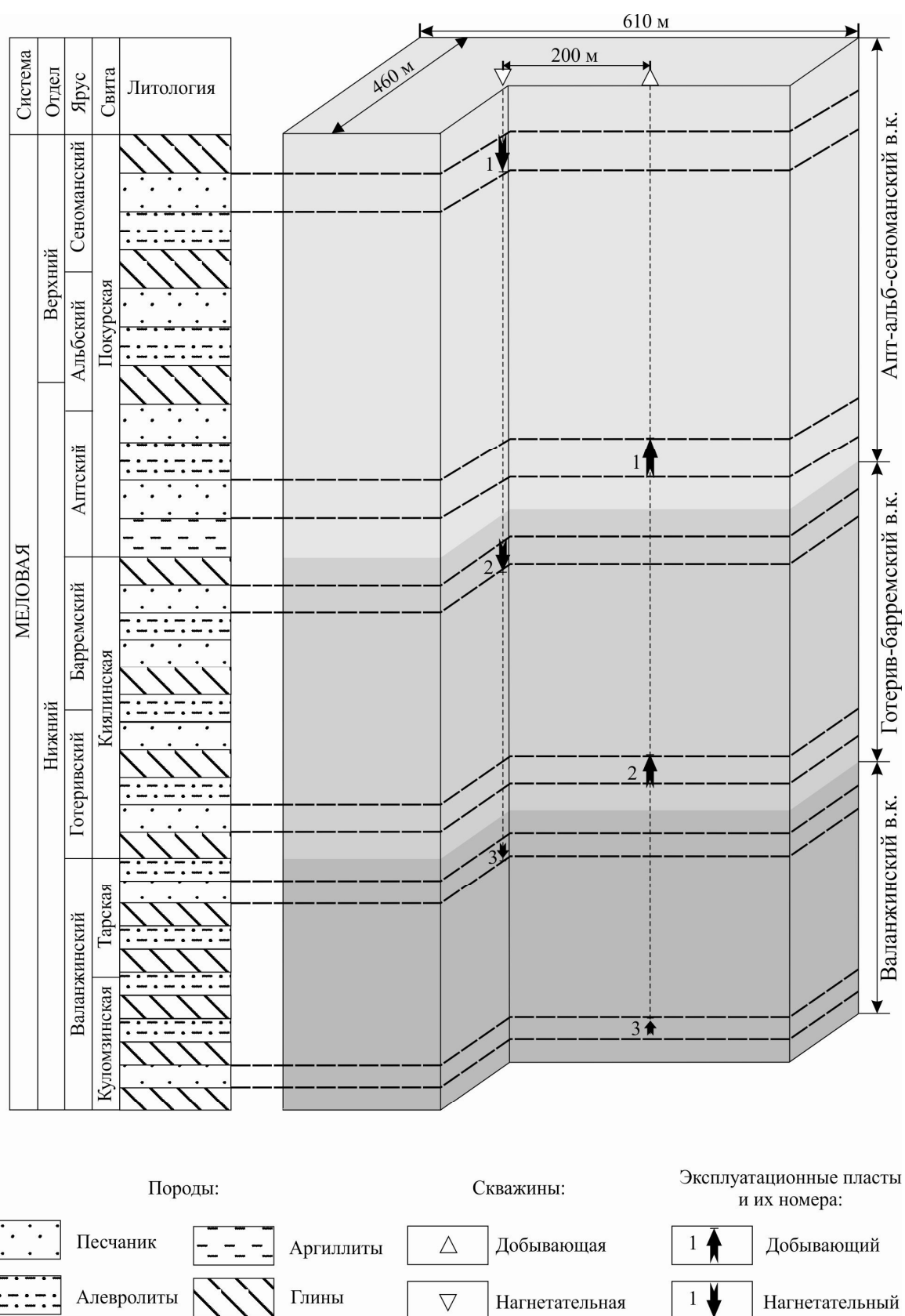


Рис. 2. Схема модели расчета температурного изменения в водоносных комплексах

комплекса — возврат охлажденных отработанных вод в его верхние горизонты. Исходные характеристики модели приведены в табл. 1 с использованием данных из [6].

Таблица 1. Исходные фильтрационные характеристики водоносных комплексов

Показатели	Водоносные комплексы		
	Апт-альб-сеноманский	Готерив-барремский	Валанжинский
Мощность, м	814	517	396
Коэф. фильтрации, м/сут	0,38...0,57	2,86...5,71	2,7...10,4
Коэф. пьезопроводности, 10^3 , м ² /сут	334...479	100...200	120...470
Открытая пористость, %	15...20	20...30	30...40
Поточная пористость, %	50	60	80
Пластовая температура, °C	48...54	57...65	76...84
Пластовое давление, атм	176,5	190	225
Напор, м	1640	1770	2200
Теплопроводность пород, Вт/(м·K)	2	2	2
Теплоемкость, 10^6 , Дж/(м ³ ·K)	Песчаник	1,75	1,90
	Алеврит	1,60	1,85
	Аргиллит	1,65	—
	Глины	1,90	1,95

Расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами 200 м. Количество расчетных блоков модели в плане составляет по $X - 31$, по $Y - 23$, с равными сторонами 20 м. Высота расчетных блоков определялась для каждого водоносного комплекса, исходя из литологического строения разреза. Так, высота блока для апт-альб-сеноманского в.к. — 81 м (10 блоков), готерив-барремского в.к. — 70 м (11 блоков) и валанжинского в.к. — 9 м (22 блоков).

В качестве внутренних источников-стоков используются добывающая и нагнетательная скважины, расположенные на плановой проекции в блоках $X \times Y$, равных 21×12 и 11×12 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 валанжинского в.к. добывающий и закачной пласты расположены (3д) в блоке $Z=7$, (3з) в блоке $Z=2$ соответственно (рис. 2).

Дебиты добывающей и нагнетательной скважин приняты равными $5000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Моделирование проводилось на три периода времени: 182 и 365 сут (контрольные точки в период работы), и 10^4 сут (нормативный расчетный срок эксплуатации водозабора).

После технологического цикла возвратные воды имеют более низкую температуру (ниже на 5°C), чем температура подземных вод соответствующих водоносных комплексов. В апт-альб-сеноманский водоносный комплекс закачиваются воды с температурой 43°C , в готерив-барремский — 52°C и в валанжинский — 67°C (рис. 3).

Большая мощность апт-альб-сеноманского водоносного комплекса, чем у готерив-барремского и валанжинского, способствует более медленному воздействию охлажденных возвратных вод на залегающие подземные воды в приустьевой зоне добывающей скважины (табл. 2).

Таблица 2. Изменение температуры добываемых вод в процессе эксплуатации, °C

Время работы, сут	Водоносные комплексы		
	Апт-альб-сеноманский	Готерив-барремский	Валанжинский
0	53,6	64,0	82,9
182	53,5	63,8	82,7
365	53,5	63,8	82,6
10000	53,4	62,0	79,4
Δ	0,2	2,0	3,5

Δ — потеря температуры за время эксплуатации термальных вод.

Вытеснение горячих пластовых подземных вод более холодными возвратными водами происходит постепенно и имеет ассиметричный характер изменений. Это связано, во-первых, с технологическим размещением фильтровых зон добывающей и нагнетательной скважин (соответственно в нижней и верхней части комплекса), во-вторых, с наличием водоупорных толщ внутри водоносного комплекса.

Из рис. 3 видно, что изменение температурного режима в системе происходит неравномерно как во времени, так и в пространстве. Постепенно возрастающая, она достигает своего максимума на конечный срок эксплуатации, по истечении 10^4 сут. Такая закономерность прослеживается во всех водоносных комплексах.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс на всех исследуемых площадях характеризуется большой мощностью и слоистым строением разреза, включающим глинистые отложения. Это способствует более медленному воздействию охлажденных возвратных вод на подземные. На начальной стадии работы (до 10 лет) главную роль играют глинистые линзы и прослои, которые являются относительно водо-, так и теплоупорами. После 10 лет работы водозабора начинает сказываться воздействие добывающей скважины. Это выражается в ассиметричности изменения температур. Однако при длительной эксплуатации поле температур в межскважинном пространстве начинает выравниваться, приближаясь к квазистационарному тепловому режиму, измененному в результате техногенного теплового воздействия.

В готерив-барремском водоносном комплексе изменения температур имеют более выраженный ассиметричный характер, что в основном связано с работой добывающей скважины. Наибольшее воздействие охлажденных отработанных вод на горячие подземные воды, как показало моделирование, происходит в валанжинском водоносном комплексе. Это связано, во-первых, с литологическим составом вмещающих пород, который сказывается

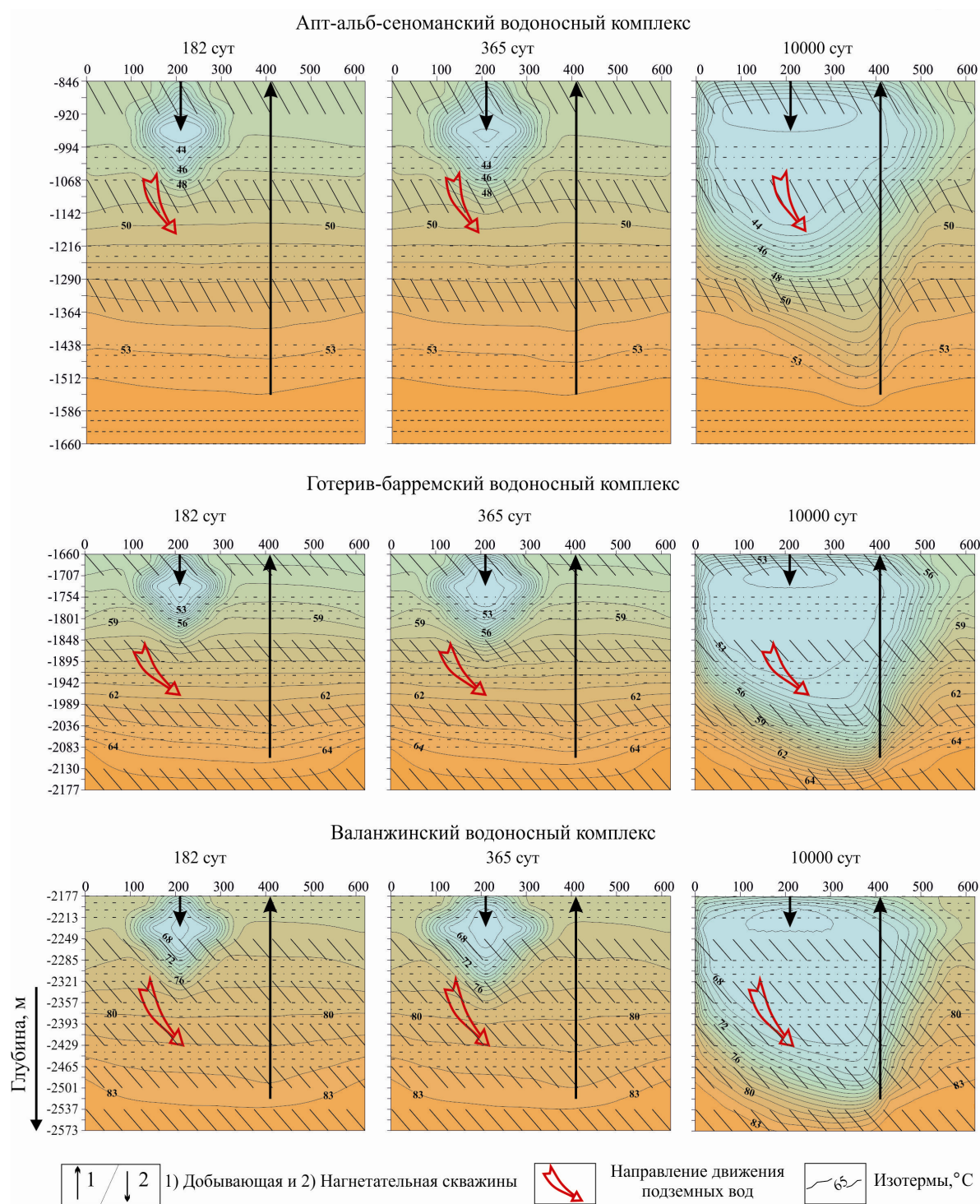


Рис. 3. Прогноз изменения температуры подземных вод в разрезе (по профилю XZ) по данным моделирования

на фильтрационно-ёмкостных свойствах и влияет на скорость фильтрации подземных вод, во-вторых, с их мощностью. В результате на первое место, с точки зрения минимальной сработки тепловых ресурсов при использовании подземных вод в тепловодозаборе, выходят апт-альб-сеноманский и готерив-барремский водоносные комплексы. В валанжинском водоносном комплексе аналогич-

ное снижение температур оказывается значительно большим.

Выводы

В Южно-Черемшанском районе Томской области наибольшими геотермальными ресурсами и лучшими условиями эксплуатации обладают апт-альб-сеноманский и готерив-барремский водонос-

ные комплексы, которые можно в течение длительного времени использовать одновременно в качестве источника термальных вод и как объект их возвратной закачки, что является оптимальным вариантом, исходя из природоохранных соображений использования геотермальных ресурсов.

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

тельства малых энергоснабжающих геотермальных систем необходимо добиваться оптимального соотношения фильтрационно-ёмкостных свойств пород, мощности эксплуатируемых водоносных толщ, времени эксплуатации и расстояния между фильтровыми зонами добывающей и нагнетательной скважин с целью минимизации изменений исходного геотемпературного поля.

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки РФ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мищенко М.В. Гидрогеологические условия Южно-Черемшанской площади Томской области // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XI Междунар. симп. им. акад. М.А. Усова. – Томск, 2007. – С. 153–155.
2. Данченко А.М., Заде Г.О., Земцов А.А. и др. Кадастр возможностей. – 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. Кирюхин А.В., Москалев Л.К., Поляков А.Ю., Чернев И.И. Изменения термодинамического и газогидрохимического режима резервуара в процессе эксплуатации мутновского геотермального месторождения // Всероссийское совещание по подземным водам Востока России: Матер. XVIII Совещ. по подземным водам Сибири и Дальнего Востока. – г. Иркутск, 19-23 июня 2006 г. – Иркутск, 2006. – С. 267–270.
5. Букаты М.Б. Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – № 6. – С. 348–365.
6. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
7. Гидрогеодинамические расчеты на ЭВМ / под ред. Р.С. Штенгелова. – М.: Изд-во МГУ, 1994. – 335 с.

Поступила 24.02.2011 г.

УДК 556.314

ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ МИНЕРАЛЬНОЙ ВОДЫ «ОМЕГА» (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

О.Е. Лепокурова*, О.Ф. Зятева

*Томский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН
Томский политехнический университет
E-mail: petrovaolesya@yandex.ru

Приведены данные по газовому, макро- и микрокомпонентному составу некоторых минеральных вод Томской области. Исследованы гидрогеологические условия и химический состав месторождения минеральной воды «Омега». Прослежено изменение основных показателей состава вод на протяжении 15 лет. Приведено сравнение с другими минеральными водами региона. Показана уникальность «Омеги» на их фоне благодаря низкой минерализации и высокому показателю pH.

Ключевые слова:

Щелочная слабоминерализованная вода «Омега», гидрогеологические условия, месторождения вод, химический состав, минерализация, pH.

Key words:

Alkaline low-mineralized water «Omega», hydro-geological conditions, waters deposits, chemical composition, salinity, pH.

Минеральные воды Томской области изучались на протяжении многих лет [1]. Расположение скважин, вскрывших основные типы минеральных вод, представлено на рис. 1. По бальнеологическим свойствам здесь выделяются следующие группы вод: обогащенные органическим веществом, железистые, борные, йодо-бромные и воды, действие которых определяется ионным составом (табл. 1).

Несмотря на многочисленные публикации по минеральным водам региона, работы, посвященные слабоминерализованным минеральным водам, представлены крайне скудно. Такие воды

вскрыты в пределах Тегульдетского месторождения питьевой лечебно-столовой воды, относящейся к группе, обогащенной органическим веществом. Минеральная вода, добываемая скважиной 1-Р, разливается под названием «Омега» и характеризуется уникальным химическим составом вследствие исключительно низкой ее минерализации и резко щелочной реакции среды. Между тем известно, общая закономерность для подземных вод различных регионов [2]: чем выше соленость вод, тем выше и pH. Отклонения возможны и связаны с локальными факторами (наличие или отсутствие углекис-