

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ТЕРМАЛЬНЫХ ВОД МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (ПЕРВОМАЙСКАЯ ПЛОЩАДЬ, ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

М. В. Мищенко, Е. М. Дутова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Поступила в редакцию 4 февраля 2019 г.

Аннотация: рассматриваются вопросы использования альтернативных источников энергии, подчеркивается, что для Западной Сибири, в целом, и для Томской области, в частности, из них наиболее перспективным являются термальные подземные воды. Приведена гидрогеологическая и геотермическая характеристика геологического разреза Первомайской площади (Томская область) для условий которой, с использованием ПК HydroGeo, выполнено численное моделирование теплопереноса. Показан характер изменения температурного поля меловых водоносных комплексов для двух схем эксплуатации. Первая схема основана на отборе воды из нижних горизонтов комплекса и возврате охлаждённых отработанных вод в его верхние горизонты. Вторая схема основана на отборе вод из нижней части валанжинского водоносного комплекса и возврате охлаждённых отработанных вод в верхнюю часть апт-альб-сеноманского комплекса. Анализ результатов моделирования показал, что эксплуатация подземных термальных вод приводит к формированию асимметричной формы области вытеснения отработанными водами подземных вод. Размер и форма области вытеснения связана с технологическим размещением призабойных зон проектных скважин и особенностью строения геологического разреза на исследуемой площади.

Ключевые слова: подземные воды, температурные изменения, моделирование, теплопроводность.

FORECAST OF TEMPERATURE CHANGES IN UTILIZED THERMAL WATER OF THE CRETACEOUS SEDIMENTS (PERVOMAYSK AREA, TOMSK REGION)

Abstract: using of alternative energy sources are considered, it is emphasized that thermal underground waters are the most perspective for Western Siberia, in general, and for the Tomsk region, in particular. Hydrogeological and geothermal characteristic of Pervomayskaya Square's (Tomsk region) geological cross-section are given. Numerical modeling of a heatmass transfer with using of the HydroGeo software package is executed. The pattern of cretaceous aquifer systems' temperature field changing for two schemes of operation is shown. The first scheme shows the extraction of aquifer system lower horizon's thermal waters and returning the cooled wastewaters to its top horizons. The second scheme demonstrates the extraction of the Valanginian aquifer system's lower part thermal waters and returning of the cooled wastewaters to the top part of the apt-alb-Cenomanian system. Analysis of the modeling results showed that the exploitation of underground thermal waters caused the formation of wastewaters displacement area's asymmetric shape formed with underground waters. The size and shape of the displacement area are related to the technological placement of the project wells' borehole zones and the geological cross section's structural feature in the study area.

Key words: underground waters, temperature changes, modeling, heat conductivity.

Постановка проблемы

В современных условиях все регулярнее поднимаются вопросы использования альтернативных источников энергии (энергии Солнца, ветра, энергии рек, приливов и отливов морей и океанов, тепла Земли, биомассы) [1, 2]. Для Западной Сибири, в целом, и для Томской области, в частности, наиболее перспективными из альтернативных источников являются

термальные подземные воды [3–8].

По различным оценкам запасы геотермальной энергии в Западно-Сибирском артезианском бассейне составляют до 70% всех геотермальных ресурсов Российской Федерации [5–8]. Почти половина этих запасов сосредоточена в Томской области [8]. Область, расположенная в южной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, имеет большое количе-

ство населенных пунктов, лишённых современных благ (отсутствует централизованная система тепло- и водоснабжения). И это в первую очередь связано с тем, что они имеют удаленное расположение от важнейших транспортных путей. С другой стороны, данная территория хорошо изучена большим количеством нефте-газо-поисковых скважин, которые также вскрыли и подземные термальные воды. Главное преимущество этих скважин – близкое расположение от поселков. Многие острые вопросы, связанные с обеспечением населения удалённых посёлков от централизованных систем тепло- и электроснабжения, поможет решить применение тепловых ресурсов Земли, которые в большом количестве, как говорилось ранее, имеются в Томской области.

Наиболее доступными и перспективными, с точки зрения глубины залегания и температурного режима, являются подземные воды меловых отложений (апт-альб-сеноманский, готерив-барремский и валанжинский). Данные отложения преимущественно представлены песчано-алевролитово-глинистыми породами, имеющими площадное распространение со значительными мощностями, хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС) и высокой водообильностью [8, 9]. Температура подземных вод изменяется в пределах от 10 до 110°C. Распределение температур подземных вод подчиняется площадной и глубинной зональностям. Во всех комплексах увеличение температуры происходит в направлении погружения артезианского бассейна с юго-востока на северо-запад, в

пределах апт-альб-сеноманского водоносного комплекса от 20 до 50°C, готерив-барремского от 20, до 97°C и валанжинского от 25 до 110°C.

Эксплуатация геотермальных коллекторов сопровождается изменением их фильтрационных свойств и температуры, солеотложением в пласте и на водоподъемном оборудовании и рядом других изменений. В настоящее время существует достаточно много работ, посвящённых такого рода прогнозам, но большинство из них направлены на термогидродинамическое моделирование в основном, применительно к районам активной тектонической деятельности [10–11].

Цель данной работы продолжить и показать опыт наших исследований по моделированию изменения температуры, применительно к условиям Западно-Сибирского артезианского бассейна [12]. В качестве объекта эксплуатации термальных вод были выбраны воды меловых отложений района хорошо известного Первомайского месторождения нефти (Первомайская площадь).

Характеристика объекта исследований

Первомайское месторождение в административном отношении практически полностью располагается в Каргасокском районе Томской области (рис. 1). В двадцати километрах от месторождения находится поселок Пионерный, в ста – поселок Средний Васюган, а более в двух ста километрах расположены города Стрежевой и Нижневартовск.

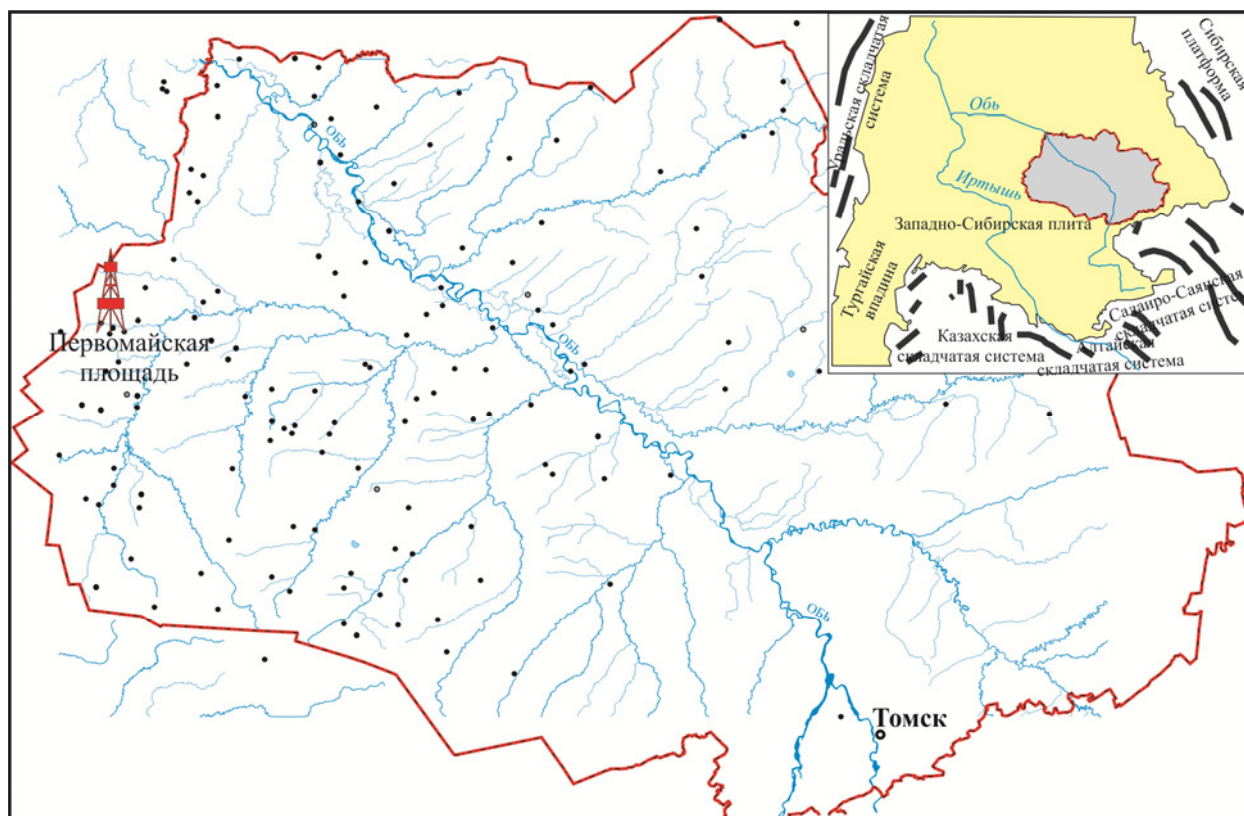


Рис. 1. Схема расположения объекта исследований.

В геолого-тектоническом отношении месторождение приурочено к крупной положительной структуре – Каймысовскому своду.

В процессе геологоразведочных работ и многолетней эксплуатации месторождения достаточно детально изучены его гидрогеологические и геотермические условия. Анализ материалов позволяет дать следующую характеристику геологического разреза.

Верхний этаж гидрогеологического разреза Первомайского месторождения включает в себя следующие водоносные комплексы: олигоцен-четвертичный, эоцен-верхнемеловой, апт-альб-сеноманский, готерив-барремский и валанжинский водоносные комплексы.

Главным источником хозяйственно-питьевых вод является олигоцен-четвертичный водоносный комплекс, а подземные воды эоцен-верхнемелового комплекса, зачастую, используются как минеральные столовые или лечебно-столовые. Общая мощность двух верхних водоносных комплексов состав-

ляет порядка 600 м.

Основным и наиболее доступным ресурсом геотермальной энергии считаются водоносные комплексы меловых отложений, в связи с их высокой температурой, площадным распространением, хорошими показателями водообильности и ФЕС. Основные показатели водоносных комплексов приведены в табл. 1.

В увеличении пластовых температур по разрезу прослеживается прямая глубинная зональность с возрастающим геотермическим градиентом с глубиной, составляющим для апт-альб-сеноманского водоносного комплекса – 3,3°C/100 м, готерив-барремского – 3,7°C/100 м и валанжинского – 3,8°C/100 м.

По нашим оценкам на Первомайской площади тепловой поток достаточно высок и, в среднем, для меловых отложений равен 57 мВт/м·К и составляет для апт-альб-сеноманского комплекса – 50 мВт/м·К, готерив-барремского – 60 мВт/м·К и валанжинского – 70 мВт/м·К [9].

Таблица 1

Основные показатели водоносных комплексов

Водоносный комплекс	Мощность, м	Химический состав	Температура, °С
Оligоцен-четвертичный	до 100	пресные, гидрокарбонатно-натриевые	холодные воды, ниже 20
Эоцен-верхнемеловой	до 500	преимущественно соленоватые, хлоридные натриевые	теплые воды, 20–35
Апт-альб-сеноманский	500–800	преимущественно соленоватые, хлоридные натриевые	теплые воды, 39–68
Готерив-барремский	450–500	соленоватые, умеренно солёные хлоридные кальциево-натриевые	горячие воды, 78–81
Валанжинский	до 400	солёные и крепко солёные, хлоридные натриевые и кальциево-натриевые	очень горячие воды, 85–93

Методика моделирования

Математическое моделирование процесса эксплуатации термальных подземных вод выполнялось с использованием ПК HydroGeo, разработанного М. Б. Букаты [13] известного инструмента численного моделирования различных гидрогеологических процессов [14–17]. В качестве основы математического моделирования изменения температурного поля брался метод 3D-сеточной модели, а кондуктивный теплоперенос на методе релаксации, что аналогично моделированию геофильтрации, в ходе независимого цикла [18]. Температурные зависимости теплопереноса были подробно расписаны нами ранее [12].

Математические расчёты велись по двум схемам эксплуатации, которые представлены на рис. 2.

Все расчётные показатели (высота блоков, их мощности, литология, ФЕС) принимались исходя из характеристик водоносных комплексов (табл. 2). Количество расчётных блоков по высоте составило 10 для апт-альб-сеноманского, 11 для готерив-барремского и 22 для валанжинского комплексов.

Расходы скважин (добывающих, нагнетательных) были приняты равными по 5000 м³/сут. Расчеты проводилось для трех временных периодов: 182, 365 и 10000 суток (27-летний срок эксплуатации тепловодозабора).

Результаты моделирования

Результаты моделирования по схеме 1 представлены на рис. 3 и в табл. 3. и по схеме 2 представлены на рис. 4 и в табл. 4.

Моделирование по первой схеме выявило следующие закономерности:

1. Неравномерное (асимметричное) изменение температуры, с максимумом приходящемся на конец 27-летнего срока предполагаемой эксплуатации.
2. Асимметричный характер распространения охлаждённых вод, на наш взгляд, связан с литологическим составом пород разреза водоносных комплексов, а, именно, наличием флюидоупорных толщ.
3. Наиболее медленное распространение охлаждённых вод характерно для апт-альб-сеноманского водоносного комплекса. Данное явление связано с особенностями геологического строения данного комплекса: большой мощностью (в сравнении с другими водоносными комплексами) и слоистым строением, где глинистые породы выступают в качестве тепло- и водоупоров (замедление действия охлаждённых вод).
4. В готерив-барремском и валанжинском водоносных комплексах степень изменения поля температур становится еще более выраженной.

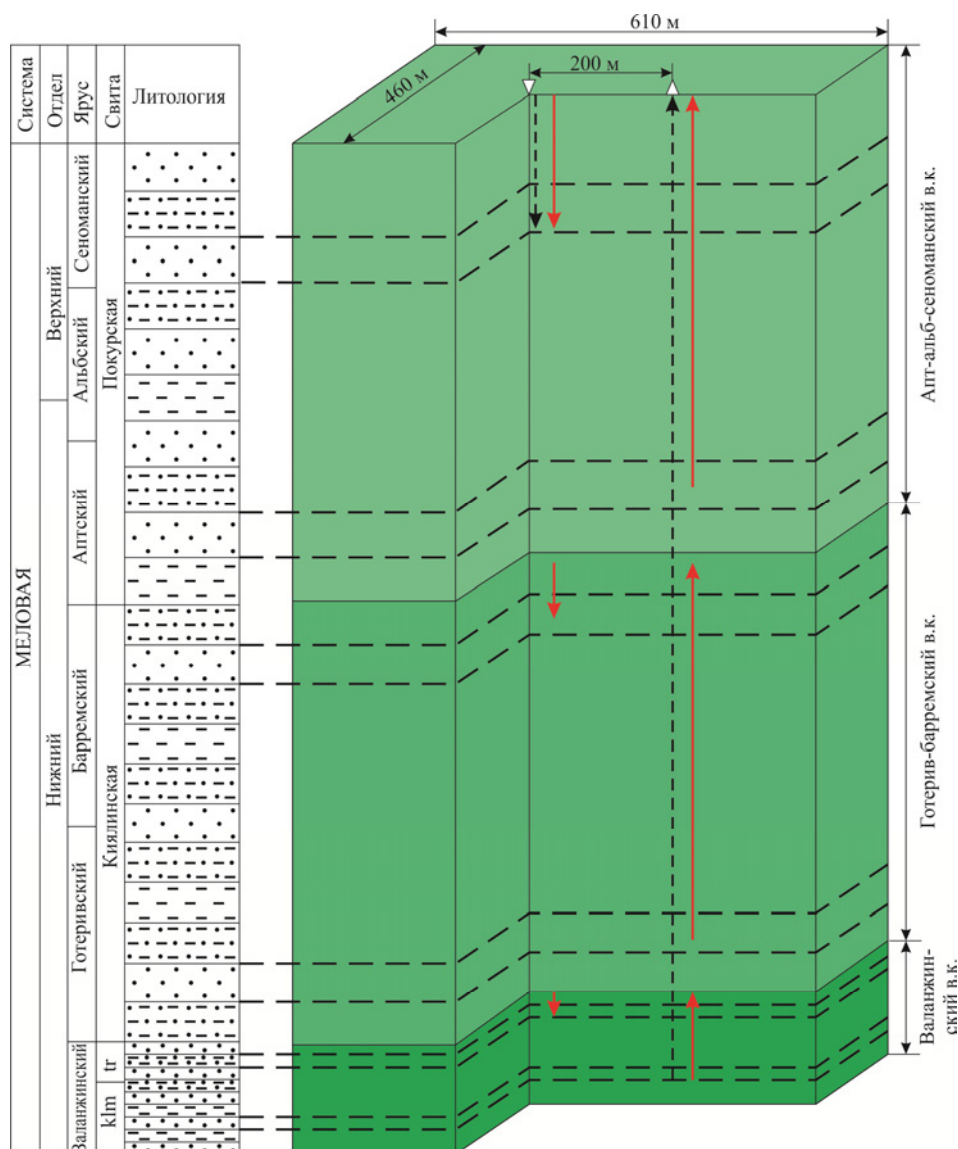


Рис. 2. Схема эксплуатации водоносных комплексов: $\downarrow\uparrow$ – добыча термальных вод из нижнего горизонта водоносного комплекса, нагнетание в верхний горизонт того же водоносного комплекса; $\downarrow\uparrow$ – добыча термальных вод из нижнего горизонта валанжинского водоносного комплекса, нагнетание в верхний горизонт апт-альб-сеноманского водоносного комплекса.

Таблица 2

Характеристика водоносных комплексов

Характеристики	Водоносные комплексы		
	Апт-альб-сеноманский	Готерив-барремский	Валанжинский
Мощность, h, м	780	420	400
Коэффициент фильтрации, K_f , м/сут	0,5–0,8	3,0–11,8	3,3–6,7
Коэф-т пьезопроводности, χ , 10^3 , м ² /сут	409–612	100–200	120–470
Пористость открытая, P_o , %	15–20	20–30	30–40
Пористость поточная, $P_{п}$, %	50	60	80
Пластовое давление, Рпл, атм	170	188	204
Глубина кровли, H, м	1600	1750	1900
Пластовая температура, Тпл, °С	48–54	57–65	76–84
Теплопроводность пород*, Вт/(м·К)	2	2	2
Теплоемкость*, 10^6 , Дж/(м ³ ·К)	Песчаник	1,7	1,9
	Алеврит	1,6	1,8
	Глины	1,9	2,0

Примечание: * – приняты согласно данным А. Р. Курчикова [10].

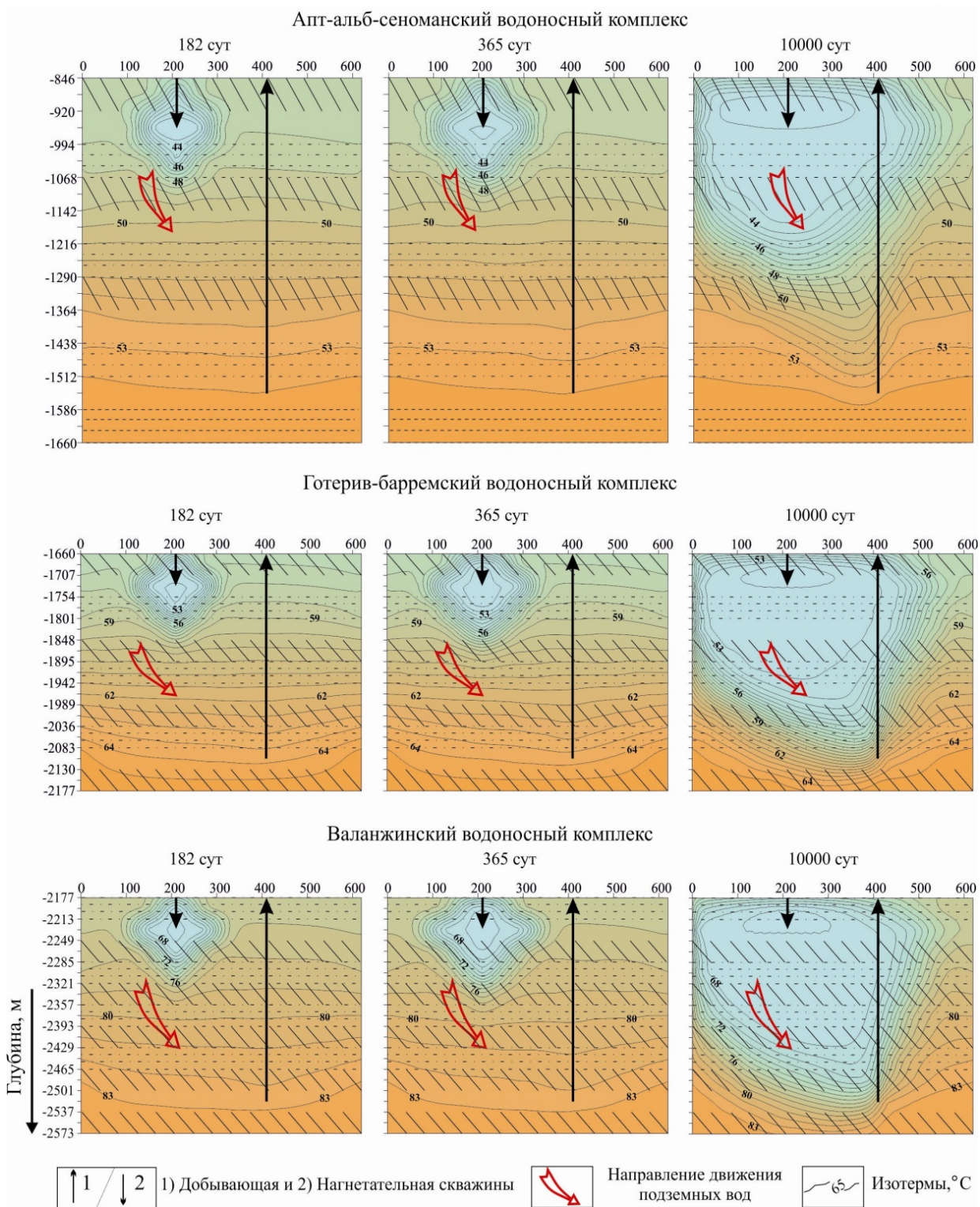


Рис. 3. Прогноз изменения температуры подземных вод (первая схема).

Таблица 3

Степень изменения температуры добываемых вод (первая схема), °С

Водоносные комплексы, °С	Время работы, сут				Потеря температуры при эксплуатации
	0	182	365	10000	
Апт-альб-сеноманский	53,5	53,5	53,5	53,3	0,2
Готерив-барремский	63,6	63,4	63,2	60,7	2,9
Валанжинский	82,6	82,4	82,3	78,3	4,3

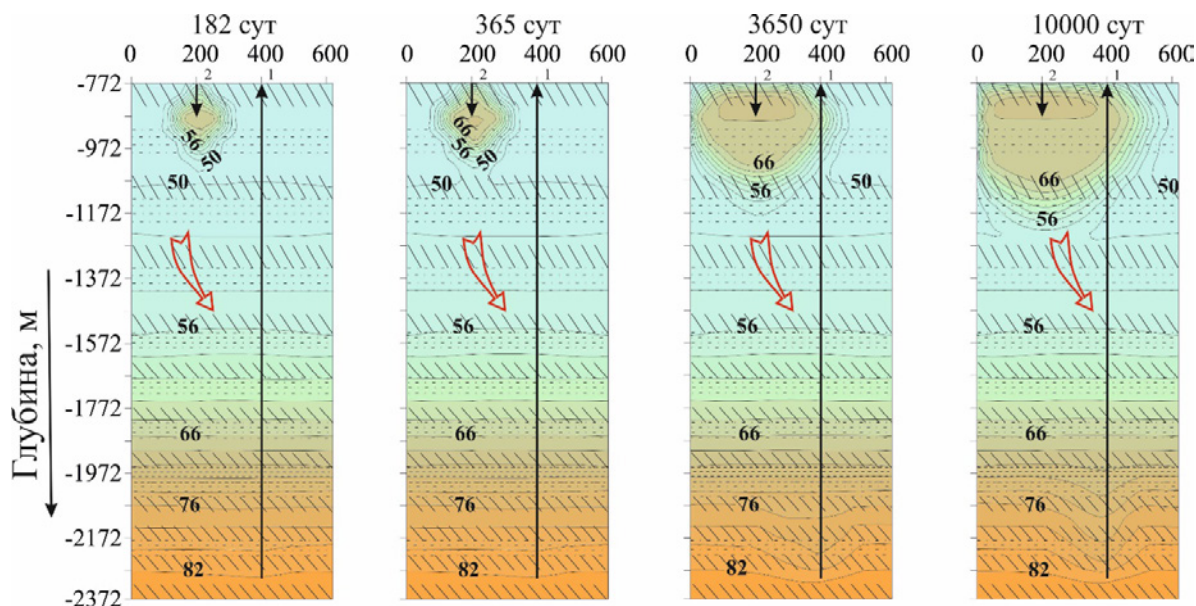


Рис. 4. Прогноз изменения температуры подземных вод (вторая схема).

Таблица 4
Степень изменения температуры
добываемых вод (вторая схема), °С

Время работы, сут	Температура, °С
0	82,2
182	82,1
365	81,9
3650	81,4
10000	81,3
Потеря температуры при эксплуатации Δt	0,9

5. Максимальное действие охлаждённых вод проявляется к концу 27-летнего срока работы водозабора, когда наиболее сильно начинает влиять добывающая скважина (техногенное воздействие). В то же время начинается процесс уравнивания температурного поля, с постепенным приближением к квазистационарному тепловому режиму.

Таким образом, при первой схеме эксплуатации подземных вод на конец расчётного срока работы водозабора понижение температуры для апт-альб-сеноманского водоносного комплекса составляет 0,2°С, что соответствует примерно 0,5% потери тепла, для готерив-барремского комплекса снижение температур достигает почти 3 °С, или около 4% потери тепла. В валанжинском комплексе снижение температуры может превысить 4 °С, с потерей порядка 5% тепла.

Моделирования второй схемы эксплуатации подземных вод, также выявило ряд закономерностей:

1. Как и в первом случае, происходит неравномерное (асимметричное) изменение температуры, с максимумом приходящемся на конец 27-летнего срока предполагаемой эксплуатации.

2. Максимальные изменения наблюдаются в призабойной части скважин.

3. В призабойной части нагнетательной скважины

происходит повышение температуры подземных вод, за счёт вытеснения пластовых вод закачиваемыми. Это связано с закачкой отработанных вод, температура которых выше пластовой температуры (разница температур закачиваемых и пластовых вод – 20 °С).

4. В призабойной части добывающей скважины происходит незначительное снижение температуры подземных вод, за счёт подтягивания более холодных вышележающих вод.

Воздействие добывающей скважины на нижние водоносные горизонты (рис. 4) начинает проявляться по истечению конечного расчётного срока эксплуатации работы тепловодозабора. Потеря температуры при второй схеме эксплуатации не превышает 1 °С (табл. 4).

Выводы

Водоносные комплексы меловых отложений являются наиболее перспективными для использования их в качестве тепловых носителей для Томской области. Во-первых, они обладают большими геотермальными ресурсами [5–8]. Во-вторых, они могут использоваться в качестве и как добывающих, так и нагнетательных объектов, что соответствует как экономическим, так и экологическим требованиям.

Результаты проведённого моделирования показали, что эксплуатация подземных термальных вод приводит к довольно существенным изменениям температурного режима недр.

При первой схеме эксплуатации формируется асимметричная форма области воздействия вытеснения возвратными охлаждёнными водами подземных вод, связанная с технологическим размещением проектных скважин и особенностью строения геологического разреза на исследуемой площади. В случае первой схемы эксплуатации потери тепла составляют: для апт-альб-сеноманского водоносного комплекса – 0,5%, для готерив-барремского – около 4% и для ва-

ланжинского – в среднем 5%.

При второй схеме эксплуатации, и как в первой схеме, формируется асимметричная форма области воздействия вытеснения возвратными водами, только в данном случае более тёплыми водами подземных вод, связанная с технологическим размещением призабойных зон проектных скважин и особенностью строения геологического разреза на исследуемой площади. В случае второй схемы эксплуатации потеря тепла составит порядка 1–3%.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ананьева, М. А.* Возобновляемые источники энергии: перспективы развития и меры государственной поддержки / М. А. Ананьева // Проблемы современной экономики. – 2012. – №2 (42). – С. 247–249.
2. Кадастр возможностей / А. М. Данченко [и др.]. – Томск: Изд-во НТЛ, 2002. – 280 с.
3. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович [и др.]. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
4. Тепловой поток и геотемпературное поле Сибири / А. Д. Дучков [и др.]. // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – №11. – С. 1716–1729.
5. Тепловое поле недр Сибири / А. Д. Дучков [и др.]. – Новосибирск: Наука, 1987. – 196 с.
6. *Розин, А. А.* Подземные воды Западно-Сибирского артезианского бассейна и их формирование / А. А. Розин. – Новосибирск: Наука, 1977. – 102 с.
7. *Курчиков, А. Р.* Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий – М.: Недра, 1987. – 134 с.
8. *Назаров, А. Д.* Нефтегазовая гидрогеохимия юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / А. Д. Назаров – М.: Идея – Пресс, 2004. – 288 с.
9. *Мищенко, М. В.* Термальные подземные воды Томской области / М. В. Мищенко // Энергетика: экология, надёжность, безопасность: Труды 11-ой Всероссийской научно-

технической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 140–143.

10. *Кирюхин, А. В.* Моделирование эксплуатации геотермальных месторождений / А. В. Кирюхин – Владивосток: ДальНаука, 2002. – 215 с.
11. Условия формирования и моделирование эксплуатации Паратунского геотермального месторождения (Камчатка) / А. В. Кирюхин [и др.] // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геоэкология. – 2017. – №3. – С. 16–30
12. *Мищенко, М. В.* Моделирование изменения температур подземных вод Южно-Черемшанской площади Томской области / М. В. Мищенко, М. Б. Букаты, Е. М. Дутова // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319. – №1. – С. 167–172.
13. *Букаты, М. Б.* Разработка программного обеспечения для решения гидрогеологических задач / М. Б. Букаты // Известия Томского политехнического университета. – 2002. – Т. 305. – №6. – С. 348–365.
14. Natural and technogenic mineral new growths at water intakes in Tomsk region / I. V. Vologdina [et al.] // Vestnik Sankt-Peterburgskogo Universiteta, Seriya Geologiya i Geografiya. – 2015. – №3. – P. 58–72.
15. *Shvartsev, S. L.* Hydrochemistry and Mobilization of Gold in the Hypergenesis Zone (Kuznetsk Alatau, Russia) / S. L. Shvartsev, E. M. Dutova // Geology of Ore Deposits. – V.43. – I.3. – May/June 2001. – P. 224–233.
16. *Новиков, Д. А.* Оценка современного состояния нефтегазоносной системы по результатам изучения водно-газовых равновесий (на примере палеозойских отложений юговосточных районов Западной Сибири) / Д. А. Новиков // Отечественная геология. – 2015. – № 3. – С. 7–32.
17. *Novikov, D. A.* Hydrogeology of petroleum deposits in the northwestern margin of the West Siberian Artesian Basin / D. A. Novikov, A. F. Sukhorukova // Arabian Journal of Geosciences. – 2015. – V. 8. – I. 10. – P. 8703–8719.
18. *Goblet, P.* Programme METIS – Simulation d'écoulement et de transport miscible en milieu poreux et fracturé Notice de conception mise à jour le 6/09/10. Rapport Mines ParisTech. / P. Goblet – Centre de Géosciences, R100907PGOB, 2002. – 264 p.

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет». Инженерная школа природных ресурсов

Дутова Екатерина Матвеевна, доктор геолого-минералогических наук, профессор
E-mail: Dutova@tpu.ru; Тел.: +7 (382) 260 63 85

Мищенко Мария Валериевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент
E-mail: mishenkomv@tpu.ru; Тел.: +7 (382) 260 63 85

Tomsk Polytechnic University, School of Earth Sciences & Engineering

Dutova E. M., Doctor of the Geological and Mineralogical Sciences, Professor
E-mail: Dutova@tpu.ru
Tel.: +7 (382) 260 63 85

Mishenko M. V. Candidate of the Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor
E-mail: mishenkomv@tpu.ru
Tel.: +7 (382) 260 63 85