Э.И. Богуславский

Освоение тепловой энергии недр

2020

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКАЯ ГОРНАЯ ПРОЕКТНО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ КОМПАНИЯ

Э.И. БОГУСЛАВСКИЙ

ОСВОЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НЕДР

Монография

Электронное текстовое издание

Санкт-Петербург
Наукоемкие технологии
2020

ISBN 978-5-6044036-8-6
© Богуславский Э.И., 2020

УДК 550.36:622.323
ББК 26.21
Б74

Богуславский Э.И. Освоение тепловой энергии недр [Электронный
Б74 ресурс]: монография. – СПб.: Наукоемкие технологии, 2020. – 435 с. –
URL: https://publishing.intelgr.com/archive/osvoenie-teplovoy-energii-nedr.pdf.

ISBN 978-5-6044036-8-6

Рассмотрены общие представления о тепле Земли, понятийный аппарат и терминология. История развития геотермальной энергетики, результаты исследований, проекты и эксперименты по разработке геотермальных месторождений циркуляционными системами. Мировой опыт освоения теплоты недр по данным на 2010 и 2015 гг. Изложены краткие сведения по геотермальной геологии и геотермическим условиям России. В разделе Геотермальная технология рассмотрены основные технологические схемы разработки геотермальных месторождений, глубинные геотермальные системы, технологические процессы глубинной добычи теплоты недр, приповерхностные геотермальные системы. Изложены результаты аналитических исследований процессов переноса тепла в теплообменной системе приповерхностной геотермальной установке, находящейся в непроницаемом и проницаемом породном массиве, приведены инженерная методика и пример вычисления. В разделе Геотермальная экономика отражены капиталовложения на строительство скважин, образование или стимуляцию зоны теплоотбора, поверхностные сооружения и расчетные данные по себестоимости добычи геотермальной энергии. Обобщен опыт разработанных автором имитационных экономико-математических моделей оптимального проектирования и оценки геотермальных циркуляционных систем. Приведены оптимальные параметры и технико-экономические показатели глубинных и приповерхностных геотермальных систем. Разработаны рекомендации для проектирования, планирования и прогнозирования геотермальных циркуляционных систем. Приведен пример расчета технико-экономических показателей и параметров опытной Дагестанской ГеоТЭС. Впервые разработана методология и выполнена прогнозная геолого-экономическая оценка и районирование глубинных и приповерхностных ресурсов и запасов тепловой энергии горных пород на территории России и сопредельных стран. Изложена экономическая оценка экологических преимуществ освоения геотермальных ресурсов. Рассмотрены технологические, теплофизические и экономические параметры и показатели геотермальных систем теплоснабжения регионов центральной России. Оценено комплексное использование нетрадиционных источников энергии. Изложены прогнозы и перспективы развития геотермальной энергетики. Подытожены проблемы освоения тепловых ресурсов недр.

Монография предназначена для специалистов в области геологии, геотехнологии и энергетики. Она может использоваться преподавателями и студентами высших учебных заведений.

Библиогр. 205 назв. Ил. 149. Табл. 86.

© Богуславский Э.И., 2020
© Оформление. Издательство
«Наукоемкие технологии», 2020

ISBN 978-5-6044036-8-6

Научное издание

Богуславский Эмиль Иосифович

ОСВОЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НЕДР

Монография
Электронное текстовое издание

Подписано к использованию 25.02.2020.
Объем издания – 12,5 МБ

Издательство «Наукоемкие технологии»
ООО «Корпорация «Интел Групп»
http://publishing.intelgr.com
E.mail: publishing@ intelgr.com
Тел.: (812) 945-50-63

ISBN 978-5-6044036-8-6

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. Введение 10
2. Предисловие 15
3. Понятийный аппарат и терминология (основные понятия и представления) 19
3.1. Общие представления о тепле Земли 19
3.2. Понятийный аппарат и терминология 19
4. История развития геотермальной энергетики 27
4.1. Общие сведенья 27
4.2. Результаты исследований, проекты и эксперименты по разработке геотермальных месторождений циркуляционными системами 41
4.2.1. Основные направления исследований 41
4.2.2. Предложения и проекты по добыче тепловой энергии недр 43
4.2.3. ТЭО опытно-промышленной системы извлечения и использования тепла Земли на прииске «Ленинградский» 52
4.2.4. Экспериментальные работы по освоению тепла недр 65
5. Мировой опыт освоения теплоты недр 70
5.1. Состояние топливно-энергетической базы 70
5.2. Состояние и перспективы освоения геотермальной энергии 83
5.2.1. Данные на 2010 г. 83
5.2.2. Данные на 2015 г. 115
6. Геотермальная геология 133
6.1. Геотемпературное поле 133
6.1.1. Тепловой баланс и тепловой режим Земли 133
6.1.2. Вариации и аномалии геотемпературного поля 135
6.1.3. Геотермические условия России 136
6.2. Методика оценки температуры и факторы геотермического режима приповерхностной зоны земной коры 139
7. Геотермальная технология 150
7.1. Основные технологические схемы разработки геотермальных месторождении 150
7.2. Глубинные геотермальные системы 152
7.3. Систематизация способов, приемов и средств глубинной разработки геотермальных месторождений 157
7.3.1. Технологические процессы глубинной добычи теплоты недр 157
7.4. Приповерхностные геотермальные системы 169
7.4.1. Классификация технологических принципов геотермальных теплонасосных установок 169

7.4.2. Системы с теплообменом в скважинах и каналах (приповерхностные, малоглубинные) 171
7.5. Исследование процессов переноса тепла в теплообменной системе приповерхностной геотермальной установке, находящейся в непроницаемом породном массиве 174
7.5.1. Физическая модель задачи о кондуктивном теплообмене 174
7.5.2. Результаты математического моделирования. 182
7.6. Исследование конвективного теплообмена в приповерхностных геотермальных системах при обтекании скважины флюидом в проницаемых горных породах 185
7.6.1. Постановка задачи с условием постоянного теплового потока на стенке скважины 185
7.6.2. Инженерная методика и пример вычисления 194
8. Геотермальная экономика 200
8.1. Состояние топливно-энергетического комплекса россии 200
8.2. Капиталовложения на строительство скважин 204
8.3. Капиталовложения на образование или стимуляцию зоны теплоотбора 209
8.4. Капиталовложения на поверхностные сооружения 211
8.5. Себестоимости добычи геотермальной энергии 213
9. Имитационные экономико-математические модели оптимального проектирования и оценки геотермальных циркуляционных систем 223
9.1. Экономико-математическое моделирование 223
9.1.1. Общие понятия и классификация экономико-математических моделей 223
9.2. Экономико-математические модели 229
9.2.1. Области применения экономико-математических моделей 233
9.3. Основные принципы создания имитационных моделей геотермальных циркуляционных систем 234
9.3.1. Общие характеристики имитационного моделирования 234
9.4. Особенности имитационных экономико-математических моделей оптимального проектирования геотермальных систем 237
9.4.1. Методология имитационного экономико-математического моделирования 238
10. Оптимальные параметры и технико-экономические показатели глубинных геотермальных систем 245
10.1. Основные методические положения 245
10.1.1. Задачи и методические принципы оптимизации глубинных ГЦС 245

10.1.2. Выбор критерия оптимизации 247
10.1.3. Разработка алгоритма и составление программы для реализации на ЭВМ 250
10.1.4. Оценка пригодности и адекватности имитационной системы ... 251
10.1.5. Планирование эксперимента 253
10.2. Оптимизация параметров и разработка рекомендаций для проектирования, планирования и прогнозирования геотермальных циркуляционных систем 254
10.2.1. Основные параметры и показатели 254
10.2.2. Оптимизация конструктивных параметров 255
10.2.3. Оптимизация технологических параметров 259
10.2.4. Рекомендации по экспресс-оценке экономических показателей в укрупненных прогнозах и проектных расчетах по освоению тепловых ресурсов недр 263
10.3. Пример расчета технико-экономических показателей и параметров опытной дагестанской ГеоТЭС 267
10.4. Выбор оптимальных параметров ГЦС для опытной дагестанской ГеоТЭС 276
10.5. Достоверность расчетных технико-экономических показателей ГЦС в зависимости от погрешностей геолого-геотермической информации 279
10.5.1. Методические положения оценки достоверности геолого-геотермической информации. 279
10.5.2. Экономическая оценка погрешности прогнозирования глубины размещения зоны теплоотбора по заданной температуре пород 280
11. Экономико-математическое моделирование и оптимизация параметров и показателей приповерхностных систем геотермального теплоснабжения 283
11.1. Актуальность экономико-математического моделирования и оптимизации параметров и показателей приповерхностных систем геотермального теплоснабжения 283
11.2. Разработка имитационной экономико-математической модели и оптимизация параметров и показателей приповерхностной геотермальной системы 285
11.3. Оценка конструктивных и технологических параметров ПСГТ 292
11.4. Оптимизация эксергетических и экономических показателей 294
11.4.1. Оценка эксергетических показателей 294
11.4.2. Оптимизация экономических показателей 295

11.4.3. Экономико-математическое моделирование и определение оптимальных параметров и показателей ПСГТ 297
12. Прогнозная геолого-экономическая оценка глубинных ресурсов и запасов тепловой энергии горных пород 301
12.1. Задачи прогнозной геолого-экономической оценки 301
12.2. Особенности оценки глубинных геотермальных ресурсов 304
12.3. Классификация глубинных ресурсов и запасов геотермальной энергии горных пород 307
12.4. Классификация глубинных геотермальных ресурсов по степени промышленного освоения и их специфика 311
12.5. Методика оценки и районирования глубинных геотермальных ресурсов 314
12.5.1. Потенциальные глубинные геотермальные ресурсы (Р) 314
12.5.2. Петрогеотермальные глубинные ресурсы. Оценка и районирование 314
12.5.3. Гидрогеотермальные глубинные ресурсы. Оценка и районирование 318
12.6. Глубинные тепловые ресурсы низкотемпературных естественных коллекторов московской синеклизы 321
12.7. Теплообеспеченность глубинными геотермальными ресурсами центральных регионов россии 325
13. Прогнозная геолого-экономическая оценка приповерхностных ресурсов и запасов тепловой энергии горных пород 327
13.1. Особенности геотермического режима приповерхностных зон литосферы 327
13.2. Температура горных пород и подземных вод в приповерхностной зоне земной коры территории России 333
13.2.1. Распределение температуры на глубине 40 м 334
13.2.2. Распределение температуры на глубинах 100 м и 200 м 335
13.3. Методика оценки приповерхностных геотермальных ресурсов 344
13.3.1. Классификация приповерхностных геотермальных ресурсов ... 344
13.3.2. Основные критерии оценки, районирования и картирования приповерхностных геотермальных ресурсов 345
13.3.3. Методика количественной оценки приповерхностных геотермальных ресурсов слабопроницаемых горных пород 349
13.3.4. Методика количественной оценки приповерхностных геотермальных ресурсов естественных коллекторов 351
13.3.5. Исходные данные для оценки приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов России 354

13.3.6. Анализ оценки приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов России 355
14. Экономическая оценка экологических преимуществ освоения геотермальных ресурсов 367
14.1. Основные концепции экономической оценки экологических преимуществ освоения геотермальных ресурсов 367
14.2. Анализ эколого-экономических факторов, влияющих на эффективность геотермального теплоснабжения 375
15. Технологические, теплофизические и экономические параметры и показатели геотермальных систем теплоснабжения регионов центральной россии 383
15.1. Освоение геотермальных ресурсов для энергетики будущего в центральной России - одна из генеральных проблем науки и промышленности 383
15.2. Геолого-геотермические условия оценки геотермальных систем теплоснабжения регионов центральной России 386
15.3. Влияние природных факторов на технико-экономические показатели СГТ 387
15.3.1. Определение тепловых нагрузок потребителей 389
15.3.2. Определение гидродинамических параметров СГТ 390
15.3.3. Определение годовой экономии топлива 392
15.3.4. Определение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды СГТ 393
15.4. Влияние природных факторов на экономические показатели СГТ 394
15.4.1. Определение капиталовложений на строительство оптимального модуля СГТ 395
15.4.2. Определение NPV 396
15.5. Параметры и показатели СГТ для обоснований инвестиций 397
16. Комплексное использование нетрадиционных источников энергии 400
17. Прогнозы и перспектиы развития геотермальной энергетики 407
18. Проблемы освоения тепловых ресурсрв недр 411
18.1. Детальные геологические исследования, снижающие риски строительства и эксплуатации геотермальных установок 413
18.2. Существенные инвестиции в бурение геотермальных скважин со значительными техническими рисками 415
18.3. Создания единой, узаконенной методики оценки геотермальных ресурсов и запасов 415
18.4. Необходимость оценки тепловой и температурной продуктивности геотермальной системы на период ее отработки 416

18.5. Высокая минерализация и коррозионная активность геотермальных флюидов 416
18.6. Создание законодательства освоения геотермальных ресурсов 418
18.7. Финансовые и рыночные проблемы 418
18.8. Налоговые препятствия 419
18.9. Государственная политика, законы и планирование 419
18.10. Коммерческие барьеры 420
18.11. Отсутствие информационной базы 420
Литература 421

1. ВВЕДЕНИЕ

Вступление человечества в 21 век сопровождается некоторым переосмыслением и изменением взглядов на научно-технический прогресс и использование природных ресурсов. Находит понимание позиция, что изменение природной среды, климата, участившиеся случаи катастрофических явлений с определенной степенью вероятности, происходят из-за влияния человека на природную среду, в том числе из-за дисбалансов в сфере энергетики. Чрезмерное увлечение использованием органического топлива привело к локальному повышению температурного фона в промышленных районах и на отдельных урбанизированных территориях, что не может не отразиться на окружающей среде в целом. Это понимание предопределяет необходимость развития практически во всех странах экологически чистой энергетики, базирующейся на нетрадиционных (возобновляемых) источниках энергии.

К концу тысячелетия появилось осознанное понимание бережного отношения к окружающей природной среде, поддержание экологического равновесия и рациональной организации природопользования, которые закреплены в основных документах международных форумов в Рио-де-Жанейро, Киото и Хараре. Решением ЮНЕСКО XXI век объявлен веком использования солнечной энергии. На ближайшее десятилетие принята Всемирная программа по солнечной энергии. Это в целом политическое решение в значительной степени демонстрирует решимость большинства стран мира идти по пути улучшения качества жизни людей, сохраняя окружающую среду для живущих сейчас и для последующих поколений. Прогноз развития нетрадиционных источников энергии (НИЭ) показывает (рис. 1.1), что их доля в мировом балансе энергопотребления к 2025 году может составить до 10%, а к 2030 до 30% (без учета гидроэнергии).

Существенное значение имеет прогрессирующее истощение запасов основных традиционных источников энергии (угля, нефти и природного газа). Весьма низок коэффициент энергообеспеченности (отношение собственного производства энергоресурсов к их потреблению) в странах "восьмерки" (табл. 1.1).

Ресурсы нетрадиционных источников энергии (табл. 1.2) значительно превышают используемые сегодня ресурсы органических ископаемых.

Энергетика России представлена мощной системой централизованного энерго- и теплоснабжения, использующих традиционные источники энергии. Эта стратегия породила в свое время понятие регионов-доноров и регионов-реципиентов по энергообеспечению. Возрастающая самостоятельность

отдельных регионов России в политическом, экономическом и промышленном развитии, а также значительные транспортные потери и издержки при перевозках и канализации органического топлива, обусловливают формирование собственной энергетической политики [75].

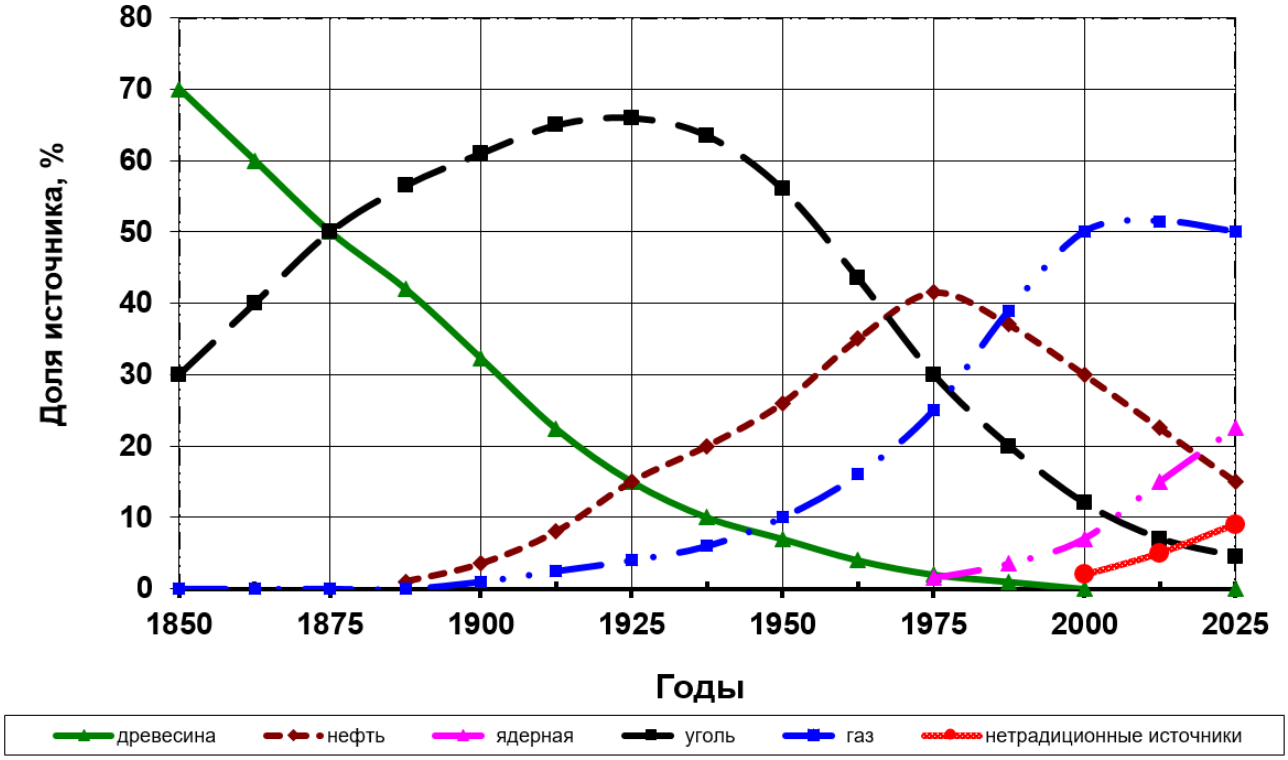


Рис. 1.1. Мировое потребление топливно-энергетических ресурсов.

Таблица 1.1.

Обеспеченность энергоресурсами стран «восьмерки» [229]

Страны «восьмерки»	**1990 г.**			**1995 г.**			**2000 г.**		
	1	**2**	**3**	**1**	**2**	**3**	**1**	**2**	**3**
Великобритания	208,0	212,4	**0,98**	257,4	224,3	**1,15**	272,7	232,6	**1,17**
Германия	185,5	355,5	**0,52**	142,49	339,9	**0,42**	132,3	339,6	**0,40**
Италия	24,7	151,7	**0,16**	28,4	159,8	**0,18**	26,9	171,6	
Канада	273,7	209,1	**1,31**	349,0	231,8	**1,51**	374,9	251,0	**1,49**
Россия	1118,7	774,8	**1,44**	953,9	628,4	**1,52**	966,5	614,00	**1,57**
США	1650,1	1927,2	**0,86**	1661,8	2088,1	**0,80**	1675,7	2299,7	**0,73**
Франция	110,7	226,0	**0,49**	127,1	239,9	**0,53**	131,4	257,1	**0,51**
Япония	75,7	483,8	**0,17**	99,2	497,8	**0,21**	105,6	524,7	**0,20**

Примечания:

1 – производство энергии, млн. т н.э.

2 – потребление энергии, млн. т н.э.

3 – доля собственных ресурсов в их потреблении.

Удовлетворение потребностей населения и промышленности в электрической и тепловой энергии, особенно в районах, удаленных от централизованных энергетических сетей, приводят к необходимости развития нетрадиционной энергетики, это также обусловлено необходимостью решения глобальных проблем обеспечения человечества энергией в будущем, связанных с ограниченностью запасов ископаемых видов топлива и требованиями экологической безопасности.

Россия – страна самая богатая недрами. На ее территории сосредоточено [20, 154]:

- 45% мировых запасов природного газа,
- 13% — нефти,
- 23% — угля,
- 14% — урана.

Таблица 1.2.

Ресурсы нетрадиционных источников энергии

Источники энергии	Ресурсы, ТВт-ч/год	
	теоретические	технические
Энергия Солнца, в т.ч.		11416
на верхней границе атмосферы Земли	183000	-
на поверхности Земли	75913	5708
на поверхности суши	26370	2283
на поверхности мирового океана	49543	3425
Энергия ветра	1982	21
Геотермальная энергия, в т.ч.		44370,4
изливающиеся источники	34	0,4
гидротермальные ресурсы	12560	1370
петрогеотермальные ресурсы (до 5 км на 10000 лет эксплуатации)	2160000	43000
Энергия биомассы, в т.ч.		7,7
на суше	41	4,6
в мировом океане	22	1,7
органические отходы	2,3	1,4
Гидравлическая энергия, в т.ч.		2,6
крупных водотоков	3,7	1,7
малых водотоков	1,7	0,9
Энергия мирового океана, в т.ч.		1,67
тепловая (температурный градиент)	11,5	0,6
течений	8	0,14
приливов	3	0,8
волн	3,4	0,13

Такие запасы топливно-энергетических ресурсов могут обеспечить потребности страны в тепловой и электрической энергии в течение сотен лет. Однако фактическое их использование обусловлено существенными трудностями и опасностями, не обеспечивает потребности многих регионов в энергии, связано с безвозвратными потерями топливно-энергетических ресурсов (до 50%), угрожает экологической катастрофой в местах их добычи и производства. Около 22—25 млн. человек проживают в районах автономного энергоснабжения или ненадежного централизованного энергоснабжения, занимающих более 70% территории России.

Резко и намеренно заниженный экономически целесообразный потенциал НИЭ на территории России, выраженный в тоннах условного топлива (т у. т.) в год, составляет [125] по видам источников:

- энергия Солнца — 12.5 млн.,
-энергия ветра — 10 млн.,
- геотермальная энергия — 115 млн.,
- энергия биомассы — 35 млн.,
- энергия малых рек — 65 млн.,
- энергия низкопотенциальных источников тепла — 31.5 млн.,
- всего — 270 млн.

Эти источники обеспечивают примерно 30% объема потребления топливно-энергетических ресурсов в России на 2000 г. - 916 млн. т у.т. [163, 181], что создает благоприятные перспективы решения энергетических, социальных и экологических проблем в будущем.

Особенностью современного состояния научно-технических разработок и практического использования НИЭ является пока еще высокая стоимость этой энергии (в основном солнечной и ветровой) по сравнению с получаемой на крупных традиционных электростанциях и котельных. Тем не менее, в России имеются обширные районы, где по экономическим, экологическим и социальным условиям целесообразно приоритетное развитие нетрадиционной энергетики. К ним относятся:

—зоны децентрализованного энергоснабжения с низкой плотностью населения (районы Крайнего Севера и приравненные к ним территории);

—зоны централизованного энергоснабжения с большим дефицитом мощности и значительными материальными потерями из-за частых отключений потребителей энергии;

—города и места массового отдыха и лечения населения со сложной экологической обстановкой, что обусловлено вредными выбросами в атмосферу от промышленных и городских котельных, работающих на ископаемом топливе;

—зоны с проблемами обеспечения энергией индивидуального жилья, фермерских хозяйств, мест сезонной работы, садово-огородных участков.

Переход к новым принципам формирования региональной энергетической политики, требует изменения направлений и эффективности инвестиций в энергетику. Основные положения региональной энергетической политики должны включать:

1) достижение баланса между интересами федеральных и региональных органов власти, предприятиями топливно-энергетического комплекса и потребителями в отношении путей и темпов развития взаимосвязанных областей: экономика — энергетика — экология;

2) четкое разделение обязанностей, прав и ответственности по управлению энергетикой между федеральными и региональными органами власти;

3) рациональное использование местных и поставляемых в регион топливно-энергетических ресурсов;

4) развитие местной энергетической базы за счет нетрадиционных (возобновляемых) источников энергии.

При разработке схем вовлечения нетрадиционных источников энергии в топливно-энергетический баланс региона целесообразно выделить основные этапы реализации поставленной задачи:

1) определение потребностей региона в тепловой энергии различного потенциала и электроэнергии;

2) анализ информации об основных источниках органического топлива, тепловой и электрической энергии;

3) оценка всех категорий ресурсов нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, районирование и картирование территории региона по плотности ресурсов, оценка их экономической и экологической целесообразности использования;

4) анализ технологических схем преобразования НИЭ с учетом специфики региона;

5) определение перспективных первоочередных площадок строительства установок на НИЭ и укрупненная технико-экономическая оценка их параметров и показателей с учетом социально-экологических факторов.

Высшим приоритетом энергетической стратегии России на период до 2020 г. является максимально эффективное использование природных топливно-энергетических ресурсов и имеющегося научно-технического и экономического потенциала ТЭК для повышения качества жизни населения страны.

Широкое использование нетрадиционных источников энергии соответствует высшим приоритетам и задачам энергетической стратегии России.

2. ПРЕДИСЛОВИЕ

В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1981-1985 годы и на период до 1990 года» была поставлена задача на основе достижений науки и техники увеличить масштабы использования в народном хозяйстве возобновляемых источников энергии и в том числе геотермальной энергии[1]. Безотлагательность и значимость решения этой проблемы диктовалось, с одной стороны, возрастающим дефицитом традиционных топливно-энергетических ресурсов, а с другой, — весьма значительным потенциалом, повсеместностью распространения, практической неисчерпаемостью и экономической эффективностью добычи теплоты недр [18, 22, 205].

Развитие мировой энергетики уже в те времена было тесно связано с ресурсной базой всех стран мира, и чем дальше, тем эта связь будет все теснее и весомее. В то же время ресурсы традиционных источников энергии (уголь, нефть, газ, ядерное топливо) во многих странах крайне ограничены либо совершенно истощены. По ряду авторитетных оценок их хватит не более чем на 50-100 лет. При этом большинство высокоразвитых стран либо не имеют собственных значительных месторождений нефти и газа, либо исчерпают их в ближайшие 10-25 лет, а если исключить импорт, то у них иногда даже нет годового запаса.

Переориентировка на уголь, мировые ресурсы которого представляются почти неисчерпаемыми (по оценке проф. А.С. Астахова они составляют 3,8 трлн. т у.т., с затратами на добычу до 40 долл./т в ценах 1975 г. [200]), при прогнозируемом на XI конгрессе Мировой энергетической конференции (МИРЭК) производстве в 2000 г. 5,7, а в 2020 г. 9,2 млрд. т у. т., позволяет рассчитывать на обеспеченность этим источником энергии в течение 400—600 лет. Однако достижение доминирующего положения по углю (до 31% в топливно-энергетическом балансе мира [200]) требует весьма значительных капиталовложений не только в угледобывающую отрасль, но и в транспорт, металлургию, электроэнергетику, горное и электротехническое машиностроение и др., привлечения дополнительных трудовых ресурсов, изменения сложившейся технологии потребления. Кроме того, наращивание добычи угля может привести к быстрому истощению самых эффективных угольных месторождений, резкому повышению затрат на добычу этого ценного

[1] В подготовке Энергетической Программы на 1990 и 2000 гг. принял участие автор в группе академика М.И. Агошкова.

не только как топливо полезного ископаемого и значительно увеличить негативное воздействие на окружающую среду.

Сложившаяся ситуация уже в тот период вызывала необходимость поиска и освоения новых, нетрадиционных источников энергии и в первую очередь теплоты недр. Выполненные тогда автором расчеты показывали, что удельные капиталовложения, трудоемкость и металлоемкость при добыче и использовании тепла горных пород для нужд теплоснабжения в благоприятных условиях (более 50% территории СССР) в 1,5-2,5 раза ниже, чем при производстве тепла за счет органического топлива; в 2-3 раза ниже, чем при эксплуатации атомных и термоядерных котельных, и в 3-5 раз ниже затрат на применение солнечной энергии.

При освоении геотермальных ресурсов доминирующее положение должно занять производство теплоты для нужд промышленного, жилищно-коммунального и сельскохозяйственного теплоснабжения. Это вызвано потребностями народного хозяйства, состоянием топливно-энергетических ресурсов и экономическими показателями добычи теплоты недр. Более 40% энергетических ресурсов страны расходовалось на средне- и низкотемпературные процессы, а с учетом потерь их доля в полезно используемой части этих ресурсов возрастала до 57%. Только на теплоснабжение в 1980 г. было израсходовано около 35% потребленного в народном хозяйстве органического топлива. При сопоставлении с объемом продукции топливно-энергетического комплекса (в оптовых ценах предприятий) это составляет 49,7%. В то же время расчетные значения фондоемкости 1 т у.т. систем геотермального теплоснабжения в 3-6 раз, а себестоимости и приведенных затрат в 2-4 раза ниже, чем эти же показатели геотермальных электростанций в тех же условиях.

По оценке автора общие геотермальные ресурсы СССР до глубины 10 км практически неисчерпаемы, технически доступная их часть (до глубины 7 км) составляет свыше 500 трлн. т у.т., а экономически целесообразная для использования на теплоснабжение превышает 30 трлн. т у.т., что в несколько раз больше ресурсов угля.

Геотермальные ресурсы по широте распространения, количественному значению, технологическим особенностям разработки, масштабам и экономике освоения можно довольно условно разделить на гидрогеотермальные (природный пар, пароводяные смеси, термальные воды) и петрогеотермальные (энергия горячих горных пород). Накопленный мировой опыт практически ограничен освоением только гидрогеотермальных ресурсов. Советский Союз, занимал в 70–80 годы XX века одно из ведущих мест в мире по геотермальному

теплоснабжению. Тогда добывалось на 52 водозаборах и использовалось около 50 млн. $м^3$ термальных вод, что было эквивалентно 400 тыс. т у.т./год [9].

Мощность геотермальных электростанций на земном шаре быстро возрастала: от 0,5 ГВт в 1960 г. до 1,36 и 2,56 ГВт в 1975 и 1980 гг., а по прогнозам на 1985, 1990 и 2000 гг. — соответственно до 4-8, 7-20 и 17-100 ГВт [9].

Особое значение для энергетики может иметь добыча теплоты, аккумулированной горными породами, т. е. широкое освоение петрогеотермальных ресурсов. Убедительным доказательством возможности эффективного их извлечения служат действующие с 1963 г. во Франции циркуляционные системы с отбором теплоты в проницаемых пластах (к 1978 г. — 11 систем), а также положительные результаты испытаний первой в мире циркуляционной системы с зоной теплооборота в виде искусственной трещины гидроразрыва в горячих непроницаемых породах (гранитах), проведенных в США (участок Фентон Хилл, 1977-1980 гг.).

Абсолютное значение геотермальных ресурсов в отечественном и мировом топливно-энергетических комплексах было еще чрезвычайно мало, однако в отдельных регионах (Дагестан, Грузия, Кубань и др.) или странах (Исландия, Мексика и др.) они уже обеспечивали существенную долю тепловых и электрических нагрузок. Темпы роста и особенно проекты, планы, прогнозы и национальные программы свидетельствуют о стремлении к росту вовлечения геотермальной энергии в топливно-энергетический баланс.

Широкое промышленное использование геотермальных ресурсов серьезно зависит от решения сложных научно-технических, экономических и организационных проблем. В этих направлениях около 20 лет в Ленинградском горном институте велись работы под руководством проф. Ю.Д. Дядькина.

Результаты исследований, выполненных автором в тот период и по настоящее время по созданию аппарата оптимального проектирования геотермальных систем, оценки ресурсов и запасов теплоты недр на территории СССР, современной России отдельных регионов и площадей, а также определения технико-экономических показателей, возможных темпов и масштабов освоения геотермальных ресурсов изложены в данной монографии.

Автор считает своим долгом выразить благодарность коллективу проблемной лаборатории горной теплофизики ЛГИ за помощь и участие в проведении исследований, результаты которых вошли в монографию. Признателен автор всем коллегам в СССР, России и за рубежом за советы, критику и пожелания в работах по освоению геотермальной энергии. Благодарен автор проф. Ю.Д. Дядькину, более 10 лет являвшемуся для него инициатором и вдохновителем ряда исследований. Искренне признателен автор акад. В.В. Ржевскому, профессорам В.Ж. Аренсу, А.С. Астахову,

А.Г. Гранбергу, В.С. Литвиненко, А.М. Матлину, Н.В. Пашкевич, М.А. Ревазову, Е.А. Соловьевой, Ю.А. Чернегову за ценные советы и замечания. Глубоко благодарен автор акад. М.И. Агошкову за неоценимую помощь в методологии постановки ряда исследований и роль заботливого учителя на сложных этапах научной деятельности. Особое спасибо Генеральному директору Санкт-Петербургской проектно-инжиниринговой компании (ПитерГОРпроект) И.Э. Богуславскому за моральную, техническую и материальную помощь при написании и публикации этой монографии.

3. ПОНЯТИЙНЫЙ АППАРАТ И ТЕРМИНОЛОГИЯ (ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПРЕДСТАВЛЕНИЯ)

В данном разделе сделана попытка формулирования и пояснения некоторых понятий и терминов, наиболее часто используемых в работах по освоению нетрадиционных источников энергии и в частности – теплоты недр. Другие энергетические термины, в данной работе, поясняются по тексту.

3.1. ОБЩИЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ТЕПЛЕ ЗЕМЛИ

Тепло Земли, или общее теплосодержание нашей планеты нетрудно оценить, учитывая достаточно достоверное значение ее массы и усредняя температуру, которую в центре внутреннего ядра можно принять в 4500 °С (Е.А. Любимова). На сегодня потенциал геотермальной энергии только 6-7 км верхней части литосферы можно признать практически **неисчерпаемым.**

Изменяющаяся по сезонам года интенсивность солнечной радиации, определяет, вместе с геотермическим градиентом, температуру верхних слоев земной коры. На глубине 20-25 м. залегает нейтральный слой, с температурой, как правило, на 1-1,5 °С превышающей среднегодовую температуру воздуха в конкретном районе.

Вследствие разнообразия геологического строения различных районов геотемпературное поле литосферы весьма неоднородно. Например, в мощной толще молодых кайнозойско-мезозойских отложений Северного Кавказа глубина залегания изотермы 100 °С (температура, удовлетворяющая требованиям теплоснабжения) в Грозном, Махачкале и других районах составляет около 2 км, в то же время в условиях Санкт-Петербурга температура 100°С в гранито-гнейсах, гарантируется лишь на глубине 4-5 км. Весьма высокие температуры ожидаются над промежуточными очагами вулканов. В частности, на склоне вулкана Авача, недалеко от Петропавловска-Камчатского на глубине 4 км ожидается температура пород не менее 400 °С.

3.2. ПОНЯТИЙНЫЙ АППАРАТ И ТЕРМИНОЛОГИЯ

Биомасса — часть растительного и животного мира, которая в естественном или превращенном виде может быть использована для производства электрической и/или тепловой энергии, например: специально выращиваемая биологическая масса или отходы (лесозаготовок,

лесопереработок, растениеводства, животноводства, твердые и жидкие бытовые отходы, отходы биомассы от перерабатывающей промышленности и др.)

Ветровая энергия — кинетическая энергия движущихся масс воздуха.

Вид возобновляемого источника энергии — возобновляемый источник энергии, в названии которого отражается либо источник его возникновения (солнечная, геотермальная, гидравлическая энергия и др.), либо природное явление (ветровая, волновая, приливная энергия и др.), либо вид энергоносителя (биомасса, «шахтный газ» и др.).

Внутренняя норма прибыли (internal rate of return - IRR) - дисконтная ставка, при которой NPV=0, т.е. это максимальная норма прибыли для данного проекта, при которой инвестиции окупаются в течение времени его реализации.

Водоподъемная скважина – эксплуатационная (добычная) геотермальная скважина, по которой пластовый флюид выводится (экстрагируется) на поверхность.

Волновая энергия — энергия морских волн.

Геолого-экономическая оценка ресурсов - определение их количественной и экономической характеристик.

Геотермальная технология добычи тепловой энергии недр - совокупность способов, средств и процессов извлечения, обработки и доставки теплоносителя с заданным качеством и рыночным уровнем экономической эффективности его использования.

Геотермальная энергия — часть тепловой энергии ядра Земли, выходящая в верхние слои литосферы за счет теплопроводности твердых пород, а также в виде горячей воды или пароводяной смеси.

Геотермальная электростанция (ГеоЭС) - установка по выработке электроэнергии за счет использования теплоты недр.

Геотермальные ресурсы - количество теплоты, содержащееся в литосфере или ее участках, до глубины, технически достижимой средствами бурения на прогнозируемый период.

Геотермальные циркуляционные системы (ГЦС) – первый подземно-наземный контур энергетической установки по добыче тепловой энергии недр с применением циркуляционной технологии; он включает водоподъемные и нагнетательные скважины, теплообменники, теплотрассы внутренней разводки, системы водоочистки, водоподготовки, подпитки и др.

Геотермальный коллектор естественный – участок литосферы (как правило пласт горных пород), имеющий природную пористую, трещинную или другую проницаемость, обеспечивающую активную фильтрацию теплоносителя.

Геотермальный коллектор искусственный – созданная в слабопроницаемых горных породах гидроразрывом, взрывом (ядерным) или другим методом зона фильтрации теплоносителя.

Геотермический градиент – изменение температуры на единице длины (в геологии – ºС/100 м).

Гидравлическая энергия — потенциальная и кинетическая энергия водопотоков и водоемов.

Избыточное пластовое давление – давление флюида в пласте, превышающее гидростатическое давление его столба до поверхности.

Имитационная экономико-математическая модель (ИЭММ) – математическое описание объекта, явления, физических, технологических и др. процессов с завершением его аналитическим выражением сметных, финансовых и калькуляционных расчетов.

Источники энергии - с позиции сегодняшних представлений можно разделить на две группы:

1) *Традиционные*: дрова, уголь, нефть, природный газ и ядерная энергия.

2) *Нетрадиционные:* геотермальная, солнечная, ветровая энергии, гидроэнергия водопотоков, биомасса и другие «новые» виды энергии.

Нетрадиционные источники энергии представляют:

а) Возобновляемые (ВИЭ) - солнечная, ветровая энергии, гидроэнергия водопотоков, биомасса и др. Возобновляемые (неистощаемые) источники энергии образуются на основе постоянно существующих или периодически возникающих процессов в природе, а также жизненных циклов растительного, животного мира или жизнедеятельности человеческого общества.

б) Невозобновляемые (НИЭ) – геотермальная энергия. К невозобновляемым (истощаемым) источникам энергии относятся природные запасы вещества, энергии или материалов, которые могут быть использованы человеком для производства энергии, например: уголь, нефть, природный газ, ядерное топливо, геотермальная энергия и др.

Качество геотермального теплоносителя - его температура, степень минерализации, коррозийная активность, газоносность, загрязнение вредными примесями и др.

Конструктивные параметры - параметры ГЦС (геотермальных циркуляционных систем), СГТ (систем, станций, установок геотермального теплоснабжения) или ГеоТЭС (геотермальных тепловых электростанций), закладываемые при их строительстве (глубина и диаметр скважин, расстояние между ними и др.).

Нагнетательная скважина - эксплуатационная (добычная) геотермальная скважина, по которой отработанный пластовый флюид подается (нагнетается) в продуктивный горизонт.

Низкопотенциальная тепловая энергия — тепловая энергия, содержащаяся в атмосфере, вентиляционных выбросах, воде (промышленных и бытовых стоках), и в верхнем слое литосферы, с температурой до +40 °С.

Период (срок) окупаемости - количество лет эксплуатации предприятия, за которое суммарная прибыль становится равной сумме первоначальных инвестиций:

Плотность распределения геотермальных ресурсов – количество теплоты содержащееся или возможно извлекаемое из толщи горных пород, ограниченной заданной ее мощностью и единицей горизонтальной площади на поверхности, ГДж/м^2 или т у.т./км^2. Является основным показателем количественной оценки распределения геотермальных ресурсов и ресурсообеспеченности единицы площади данной территории.

Погружной (откачивающий) насос – насос специальной конструкции, размещаемый в водоподъемной скважине ниже верхнего уровня флюида (на глубине 100-300 м) и обеспечивающий выдачу геотермального теплоносителя на поверхность.

Полезные ископаемые - природные образования в недрах, которые могут эффективно обеспечивать потребности общества. Это обобщающее понятие содержащихся в недрах планеты любых полезных веществ.

Потенциал (ресурс) нетрадиционного источника энергии — количество энергии, содержащееся в источнике нетрадиционной энергии.

а) Валовый потенциал НИЭ и ВИЭ — количество энергии, содержащейся в данном виде источника при полном ее превращении в полезно используемую энергию.

б) Технический потенциал НИЭ и ВИЭ — часть валового потенциала, преобразование которого в полезно используемую энергию возможно при данном уровне развития технических средств и соблюдении требований по охране окружающей среды.

в) Экономический потенциал НИЭ и ВИЭ — часть технического потенциала, получение и преобразование которого в полезно используемую энергию, экономически целесообразно при данном уровне цен на органическое топливо, тепловую и электрическую энергию.

Потенциальные геотермальные ресурсы (Р) – количество теплоты, содержащееся в литосфере до прогнозируемой глубины бурения до (10 км), ГДж.

Приливная энергия — потенциальная энергия водных масс морей и океанов, создаваемая в результате воздействия Луны.

Прогнозные экономически целесообразные геотермальные ресурсы D_u^1 – теплосодержание горного массива, ограниченного коэффициентами температурного и объемного извлечения, при равенстве (приведенные затраты) или положительных значениях (NPV) экономических показателей добычи и использования теплоты недр, в сопоставлении с альтернативным источником энергии.

Прогнозные, технически доступные геотермальные ресурсы D_2^u - теплосодержание, с учетом коэффициента теплового извлечения, толщи пород (твердой, жидкой и газообразной сред), нижняя граница которой равна освоенной глубине промышленного бурения (6 км), а верхняя - определяется режимом температур, заданным потребителем для извлекаемого и отработанного теплоносителя.

Продуктивный пласт (горизонт) – водонасыщенная геологическая структура, имеющая достаточную для активной фильтрации пористую или трещинную проницаемость.

Прямое (неэлектрическое) использование геотермальной энергии – использование теплоты недр для нужд теплоснабжения и применения воды с температурой выше окружающей среды для производственных, сельскохозяйственных, бальнеологических и других целей.

Система геотермального теплоснабжения (СГТ) – энергетическая система по обеспечению отопления, кондиционирования и горячего водоснабжения жилых, коммунальных, производственных, сельскохозяйственных и других объектов за счет добычи и использования теплоты недр (включает: систему извлечения тепловой энергии недр, магистральные и внутренние теплотрассы, тепловые сети, системы отопления и горячего водоснабжения потребителей и др.).

Системы с теплообменом в скважинах и каналах (приповерхностные, малоглубинные) – локальные энергетические установки для индивидуального потребителя. Они состоят из подземного теплообменника в виде скважин или горизонтального регистра трубопроводов, расположенных на малой глубине с замкнутым или открытым контуром, присоединенного к тепловому насосу, расположенному внутри отапливаемого помещения. При этом используются не только геотермальная энергия горных пород или воды с температурой от 5-7 ^{o}C, но и солнечная.

Солнечная энергия — энергия солнечного излучения (инсоляции), приходящая на поверхность Земли или в пределы ближнего космоса.

Станция геотермального теплоснабжения - энергетическая установка по добыче тепловой энергии недр, включающая: ГЦС, догревающие котельные, тепловые насосы (термотрансформаторы) и др.

Теплота недр – теплосодержание горных пород и содержащихся в них флюидов.

Термотрансформатор (тепловой насос) – энергетическая установка, повышающая потенциал (температуру) исходного (геотермального) теплоносителя до уровня, заданного потребителем; наиболее распространены компрессионные тепловые насосы, которые работают по принципу, обратному холодильным машинам.

Технологические параметры – параметры ГЦС, или СГТ, характеризующие период эксплуатации этих энергетических установок (дебит, давления нагнетания и откачки, срок службы системы, станции и др.).

Топливо — горючие вещества, основной составляющей которых является углерод, применяемые с целью получения при их сжигании тепловой или электрической энергии. Для сопоставления различных видов топлива и суммарного учета его запасов в России принята единица учета — *условное топливо* (у. т.), для которого низшая теплота сгорания принята 29,31 ГДж/т (7000 ккал/кг). В зарубежной практике в качестве единицы учета используется *нефтяной эквивалент* (н.э.) с теплотой сгорания 41,868 ГДж/т (10000 ккал/кг). Данные по теплоте сгорания различных видов топлива приведены в табл. 3.1. Коэффициенты перевода между энергетическими единицами приведены в табл. 3.2.

Трансмиссивити - произведение проницаемости в Дарси на мощность пласта в метрах, Да.м.

Установки нетрадиционной энергетики — взаимосвязанный комплекс технологического оборудования по производству и преобразованию нетрадиционной энергии в полезно используемый вид: электрическую, тепловую, механическую энергию или их различные сочетания.

Фонтанная технология – геотермальный теплоноситель в виде пластового флюида поступает в скважину и за счет избыточного пластового давления или погружного насоса выдается на поверхность, где частично (срабатывается тепловой потенциал) или полностью (извлекаются содержащиеся минералы, потребляется вода и др.) используется.

Циркуляционная технология – в продуктивный пласт бурится как минимум две скважины (модуль), геотермальный теплоноситель в виде пластового флюида поступает в водоподъемную скважину и за счет избыточного пластового давления или погружного насоса выдается на

поверхность, где отдав тепловую энергию в теплообменнике, подается в нагнетательную скважину, по которой поступает в тот же пласт.

Таблица 3.1.

Теплота сгорания различных видов топлива[1]

Вид топлива	Единица измере-ния	Теплота сгорания			
		ГДж	МВт. ч	т у.т.	т н.э.
Нефтяной эквивалент	т	41.868	1 1..630	1.42857	1.000
Мазут	т	40,61	11,281	1,38565	0,970
Дизельное топливо	т	42,50	11,806	1,45014	1,0151
Керосин	т	43,12	11,978	1,47129	1,0299
Бензин	т	43,09	11,969	1,47027	1,0292
Сжиженный газ	т	45,61	12,669	1,55625	1,0894
Каменный уголь	т	25,54	7,094	0,87145	0,6100
Кокс	т	28,05	7,792	0,95709	0,6700
Условное топливо	т	29,31	8,141	1,0000	0,7000
Антрацит	т	33,48	9,300	1,14237	0,7800
Природный газ[2]	1000 $м^3$	36,00	10,000	1,22835	0,8598
Доменный газ	1000 $м^3$	3,35	0,931	0,11430	0,0800
Коксовый газ	1000 $м^3$	16,40	4,556	0,55958	0,3917
Черный щелок[3]	т с.в.	10,50	2,917	0,35827	0,2508
Сульфитный щелок[4]	т с.в.	12,00	3,333	0,40945	0,2866
Березовая топливная древесина	скл. $м^3$	5,40	1,500	0,18425	0,1290
Сосна и ель	скл. $м^3$	4,39	1,219	0,14979	0,1049
Топливная древесина смеш.пород	скл. $м^3$	4,51	1,253	0,15388	0,1077
Щепа[4]	н. $м^3$	3,25	0,903	0,11089	0,0776
Кусковой торф[4]	$м^3$	5,04	1,40	0,17197	0,1204
Фрезерный торф[5]	$м^3$	3,24	0,90	0,11055	0,0774

Принятые сокращения: т с.в. — тонна сухого вещества; н. $м^3$ — насыпной кубический метр; скл. $м^3$ — складочный кубический метр.

[1] При оценке топливно-энергетических ресурсов конкретного региона используются фактические данные по теплоте сгорания используемого топлива.

[2] При температуре О °С.

[3] Содержание сухого вещества 70%.

[4] Содержание сухого вещества 60%.

[5] Содержание сухого вещества 50%.

Чистая текущая стоимость (net present value - NPV) - суммарные текущие дисконтированные потоки денежных средств (поступлений) или прибылей за весь период функционирования предприятия, за вычетом первоначальных инвестиций.

Таблица 3.2.

Коэффициенты перевода между энергетическими единицами

Единица	ГДж	Гкал	МВт.ч	т у.т.	т н.э.
ГДж	1,0	0,2388	0,2778	0,03412	0,02388
Гкал	4,1868	1,0	1,163	0,14286	0,1
МВт.ч	3,6	0,8598	1,0	0,12284	0,08598
т у.т.	29,3076	7,00	8,141	1,0	0,7
т н.э.	41,868	10,0	11,630	1,42857	1,0

Экономико-математическое моделирование (ЭММ) – исследования объектов, явлений, технологических, экономических и социальных процессов проведением экспериментов на знаковых (абстрактных) моделях.

Энергетический баланс» - в узком смысле это полное количественное соответствие (равенство) между суммарной произведенной энергией, с одной стороны, и суммарной потребленной энергией с учетом потерь, с другой. В широком смысле термин «единый энергетический баланс» определяется как полное количественное соответствие (равенство) перетоков всех видов энергии и энергетических ресурсов между стадиями их добычи, переработки, преобразования, транспортировки, распределения, хранения, конечного использования потребителями в территориальном и отраслевом разрезах. Он является характеристикой непрерывно развивающегося энергетического хозяйства, основные элементы и связи которого объединяются общей энергетической системой.

Энергоноситель — вещество в твердом, жидком или газообразном состоянии, обладающее энергией, которая может быть превращена в используемый вид энергии.

Энергия градиента температуры — энергия, получаемая за счет разности температуры верхних и глубинных слоев земных недр, морей, океанов и др.

4. ИСТОРИЯ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

4.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНЬЯ

Время использования теплоты недр измеряется многими тысячелетиями, более 25 веков отделяют нас от начала изучения геотермальных проявлений древнегреческими мыслителями и всего чуть менее 200 лет - от бурения первой геотермальной скважины, знаменующей перехода от «собирания" к добыче природных теплоносителей. Выбор мест стоянки древних людей вблизи геотермальных источников можно рассматривать как намеренное использование тепла земных недр, тогда его начало следует отнести к каменному веку, эпохе неолита, примерно 40 тысяч лет назад. Остатки ванн, посуды и другие археологические находки на территории Армении, Грузии, Камчатки, Ирана и Новой Зеландии свидетельствуют о том, что в бронзовом веке 4 тысячи лет назад, люди использовали парогидротермы для приготовления пищи, бытовых и лечебных целей.

Наиболее древнее описание вулканов и суждения об их связи с энергией («огнем") глубоких недр даны Гераклитом («О природе", У1 век до н.э.). Первые сведения о лечебных свойствах геотермальных вод содержатся в «Истории" Геродота (У век до н.э.), в следующем столетии развиты в сочинениях Гиппократа («О воздухе, воде и местности") и Аристотеля («О метеорологических вопросах"), а римский врач Архиген в I веке до н. э. дал первую классификацию природных термоминеральных вод [105].

Присутствие вулканов, гейзеров и других тепловых явлений, должно было убедить наших предков, в том, что некоторые участки Земли имели более высокую температуру. Это было обнаружено в период между шестнадцатым и семнадцатым столетиями, когда были пройдены первые шахты глубиной в несколько сотен метров. Тогда стало физической сенсацией, что температура Земли увеличивалась с глубиной.

Первой научной работой о геотермальных источниках можно считать сочинение Тита Лукреция «О природе вещей" (I век). В нем описаны геотермальные месторождения Тосканы и изложена технология получения борной кислоты с использованием минерализации тосканских парогидротерм, которой владели еще древние этруски, населявшие северные районы Италии в VII веке до н.э. (материалы Геотермального музея в Лардерелло, Италия).

Накопленный римлянами опыт использования геотермальных теплоносителей для лечебных целей, отопления жилищ и бытовых нужд (термы Караколлы, римские бани) распространился во многие завоеванные ими районы Европы и Азии и сохранился как наследие римской культуры после распада

огромной империи. В средние века некоторое развитие получило бальнеологическое использование геотермальных источников. В XV веке итальянский монах Саванаролла, систематизируя этот опыт, выпускает «Трактат об итальянских минеральных водах". В следующем веке врач Фаллопия публикует «Семь книг о теплых водах". В 1556 г. г. Агрикола в своем первом наставлении по горному делу и металлургии обобщил известный опыт геотермального отопления и технологию получения солей из парогидротерм.

Измерения температуры пород в рудниках Венгрии были проведены Кирхером в 1640 г. Первые измерения температуры недр термометром были, вероятно, выполнены в 1740 Де Женсанном, в шахте около Белфора, во Франции [221]. В XVIII-X1X веках возрастает интерес к природе и использованию тепловой энергии недр. В 1755 г. И. Кант завершил обоснование своей космогонической гипотезы («Всеобщая естественная история и теория неба”), по которой наша планетная система образовалась в результате уплотнения гигантской первоначальной туманности, вращающейся вокруг центрального сгущения - Солнца. Эта гипотеза получила развитие в работах П.С. Лапласа («Изложение системы мира", 1776 г.), который дал объяснение движению планет, опираясь на законы механики И. Ньютона. Как прямое следствие космсгонических представлений Канта - Лапласа в начале XIX века Эли де Бомоном выдвинута "контракционная" гипотеза происхождения Земли в результате постепенного остывания и сжатия первоначально горячего (огненно-жидкого) вещества. Сторонники этой гипотезы видели ее подтверждение в наблюдаемом росте температуры горных пород с глубиной. К 1870 для изучения теплового режима Земли уже использовались современные научные методы [222].

В XVIII веке большой вклад в развитие геотермических измерений внесли экспедиции русских ученых С.П. Крашенинникова на Камчатку (1737-1741 гг.), И.Г. Гмелина и А.Ф. Миддендорфа в северные и восточные районы Сибири (1733-1745 гг.). Опираясь на результаты геотермических измерений, М.В. Ломоносов в своей знаменитой работе "О слоях земных" (1763 г.) рассматривает рост температуры с углублением в недра как всеобщую закономерность. Ее подтвердили и более поздние измерения на медных рудниках Урала (А.Я. Купфер, 1826 г.), в глубоких шахтах Пруссии и Саксонии (А. Гумбольдт, 1828 г) и др. Результаты температурных измерений в шахтах и скважинах позволили оценить среднюю величину геотермического градиента в 30 °С на 1 км.

Контракционная гипотеза непрерывного охлаждения и затвердевания Земли формально не противоречила геотермическим измерениям. Однако эта гипотеза оказалась совершенно несостоятельной после ее физического анализа

в работах г. Гельмгольца (1854 г.) и особенно У. Томпсона (лорда Кальвина), который в 1862 г. оценил возраст Земли по времени ее затвердевания из начального расплавленного состояния. Соответствующий гипотезе возраст Земли оказался заниженным более чем на порядок. Расчетное сокращение земного радиуса и сжатие литосферы при ее охлаждении из расплава оказались малы для объяснения складкообразования. Идея "горячего" происхождения Земли не выдержала «экзамена» [105].

После открытия радиоактивности в исследованиях тепловой эволюции Земли постепенно утвердилась концепция радиогенного разогрева планеты при ее образовании из скопления холодных частиц. Концепция разогрева Земли, сменившая контракционную гипотезу ее охлаждения, опирается на космогонические представления О.Ю. Шмидта и В.Г. Фесенкова. Развитию этих новых представлений, получивших практически всеобщее признание, в большой мере способствовали работы советских академиков А.П. Вернадского, А.Е. Ферсмана, В.Г. Хлопина, А.Н. Тихонова и зарубежных ученых Б. Гутенберга, Е. Булларда, г. Джефриса, Ф. Берча и др. Постоянная генерация внутриземного тепла подтверждается прямыми измерениями плотности глубинного теплового потока. Такие измерения были начаты по инициативе Е. Булларда с 1939 г. в глубоких скважинах на континентах, а с 1954 г. - в придонных осадках океанов.

В 30-е годы в СССР получили распространение региональные геотермические исследования под руководством С.А. Красковского. С деятельностью А.А. Скочинского связано развитие геотермических измерений в глубоких шахтах и скважинах угленосных районов. Начало глубокому изучению геотермических условий формирования нефтяных месторождений положено работами И.М. Губкина (1932 г.).

В послевоенный период геотермические исследования развивались во многих странах мира. Общее количество скважин, в которых выполнены измерения температуры, составляли уже многие тысячи. В качестве иллюстрации (табл.4.1) приведены значения температуры, измеренные в некоторых глубоких скважинах СССР и США. Максимальная измеренная на тот момент температура в недрах составила 1064 °С. Она зафиксирована на глубине 6,2 км учеными США, которым в I960 г. удалось пробурить затвердевшую „корку" лавового озера, образовавшегося при извержении гавайского вулкана Килауза в 1959 г.

Несмотря на надежность руководящей гипотезы и ее разностороннее подтверждение прямыми измерениями, в температуре Земли еще остается немало спорных вопросов [105]. Так, значение температуры в центре планеты Ван-Остранд оценил в 76000 °С, Луни - 20000 °С, Буллард - 10000 °С. По

наиболее признанной оценке Е.А. Любимовой эта температура составляет около 4000 °С [91, 233].

Все современные тепловые модели Земли, учитывают тепло, непрерывно вырабатываемое распадом долговечных радиоактивных изотопов урана (U238, U235), тория (Th232) и калий (K40), которые присутствуют в недрах [233]. Добавленные к радиогенной высокой температуре, в различных пропорциях, другие потенциальные источники тепловой энергии до 1980-ых годов не уточнялись [239].

Чтобы дать некоторое представление о потоке теплоты в космос [247], в котором полный поток от Земли оценен в $42*10^{12}$ W (проводимость, конвекция и радиация). В том числе $8*10^{12}$ W - из корки, которая представляет только 2% суммарного объема Земли, но богата радиоактивными изотопами; $32,3*10^{12}$ W - из мантии, которая представляет 82% суммарного объема Земли, и $1,7*10^{12}$ W - из ядра, которое составляет 16% суммарного объема и не содержит радиоактивных изотопов. Так как радиогенная составляющая мантии оценена в $22*10^{12}$ W, то охлаждение этой части планеты – $10,3*10^{12}$ W.

Таблица 4.1.

Результаты измерений температур в глубоких скважинах лавового озера

Страна, район	Скважина	Глубина*, м	Температура, °С
США, Калифорния, округ Империал	"Ривер-Ренч-1"	2469	371
Там же	Спортсмен-1	1140	357
США, Побережье Мексиканского залива	"Газовая-2"	5862	274
СССР, Камчатка, Нижне-Кошелевская площадь	Геотермальная разведочная	1200	253
США, Техас, округ Виктория	«Телли-1»	7307	271
Там же	"Монтгомери"	7132	244
США, Оклахома	„Ричардсон-Басс"	6776	177
СССР, Западное Предкавказье	"Медведковекая-2"	6319	220
СССР, Камчатка, Паужетская площадь	"Геотермическая-1"	600	195
СССР, Кольский п-ов	Кольская сверхглубокая*)	10700	200
СССР, Прикаспийская низменность	"Аралсор-1"	6001	150

*) Глубина скважины на момент замера температуры

В более последующих оценках, основанных на большем объеме данных, полный поток теплоты от Земли приблизительно на 6% выше чем предложенный Стейси и Лопером в 1988 г. [247]. Даже в этом случае процесс охлаждения недр является чрезвычайно медленным. Температура мантии уменьшится не более чем на 300 – 350 °С через три миллиарда лет, оставаясь равной приблизительно 4000 °С в ее основе. Считалось, что полное содержание теплоты Земли, которое оценивают выше принятой средней поверхностной температуры 15 °С, имеет величину $12{,}6*10^{24}$ МДж, а ее часть из корки – $5{,}4*10^{21}$ МДж [207].

Обширные фактические материалы геотермических измерений свидетельствуют о сильной горизонтальной и вертикальной изменчивости температурного поля верхних слоев земной коры, о закономерной связи значений геотермического градиента с геологическим строением, вещественным составом и возрастом пород, гидрогеологическими и тектоническими особенностями различных районов. Тщательное обобщение результатов измерений, обоснованная интерполяция и экстраполяция вероятных значений температуры на значительные глубины в пределах крупных районов остаются важнейшими задачами геотермии, от уровня решения которых зависит достоверность оценки ресурсов геотермальной энергии и эффективность ее освоения.

На территории России широкий комплекс геотермических исследований выполнен в 1893-1914 гг. под руководством Л.А. Ячевского [92]. Крупным успехом советских геотермистов стала опубликованная в 1972 г. под редакцией Ф.А. Макаренко Геотермическая карта СССР в масштабе 1:5000000 [85]. Она синтезировала результаты многолетних исследований при тщательном отборе исходного фактического материала. В 1979 г. опубликованы разработанные под руководством А.А. Смыслова карты геотермического режима земной коры территории СССР (1:10000000) и мира (1:15000000). В новой карте для СССР использованы дополнительные результаты геотермических измерений, более точно учтена радиогенная составляющая теплового потока [167]. Работы по геотермическому картированию выполняются во многих странах. Методическое руководство и стимулирование развития этих работ являются важнейшими задачами созданного в 1968 г. по решению ЮНЕСКО Международного института геотермии в г. Пизе (Италия).

Изначально геотермальные флюиды применялись в химической промышленности. В 1777 г. итальянский фармацевт Р. Хоефер провел успешные опыты по получению борной кислоты из парогидротерм Тосканы. В 1818 г. выходец из Франции Ф. Лардерел организовал здесь промышленное производство бора. В тот период в Италии (в зоне, теперь известной как

Larderello), была построена установка для извлечения борной кислоты из термальных вод при их самоизливе или добываемых из неглубоких буровых скважин. Борная кислота производилась испарением борных термальных вод в железных котлах при использовании в качестве топлива древесины из соседних лесов. В 1827 Франческо Лардерэль, основатель этой промышленности, разработал систему использования высокой температуры борных жидкостей в процессе их испарения вместо сжигания леса (рис. 4.1). Между 1850 и 1875 гг. фабрика в Larderello держала монополию в Европе при производстве борной кислоты.

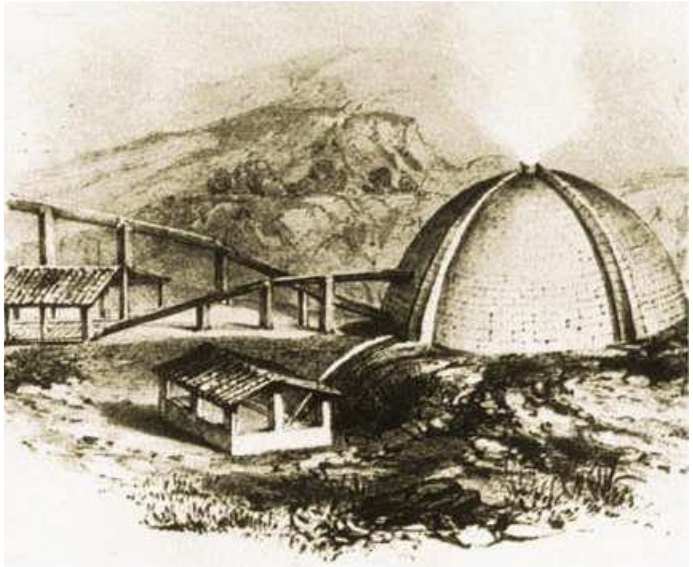


Рис. 4.1. Установка “Покрытая лагуна”, используемая в первой половине 19-ого века в Larderello, Италия, для сбора термальных борных вод и извлечения борной кислоты

Однако за пределами Италии некоторое развитие получило в ту пору лишь бальнеологическое использование геотермальных вод. В 1822 г. шведский химик Берцелиус исследовал воды чешского источника Карловы Вары, ставшего базой всемирно известного бальнеологического курорта. В 1825 г. русский врач А. Гесс начал изучение лечебных свойств геотермальных вод Северного Кавказа.

В начале девятнадцатого века термальные воды начали использоваться в связи с их энергетическим содержанием. Использование естественного пара для выработки механической энергии началось почти в то же время.

В 1904 г. в Larderello (Лардерелло) изобретателем, принцем Пьеро Джинори Конти была предпринята первая попытка производства электроэнергии за счет геотермального пара (рис. 4.2). Успех этого эксперимента показал промышленную электроэнергетическую ценность

теплоты недр и послужил началом этой формы ее эксплуатации, которая получила дальнейшее серьезное развитие. Этому способствовал тот факт, что производство электричества в Larderello было коммерчески выгодно. Уже через 9 лет, в 1913 г. в Италии в Лардерелло была пущена в промышленную эксплуатацию первая геотермальная электрическая станция мощностью 250 кВт, действующая до сих пор (рис. 4.3). К 1942 установленная геотермальная электрическая мощность достигла 127650 кВт(э). Несколько стран скоро последовали примеру, установленному Италией.

Рис. 4.2. Первая экспериментальная установка в Larderello (1904 г.) по производству электроэнергии за счет геотермального пара (рядом с ней ее изобретатель, принц Пьеро Джинори Конти.

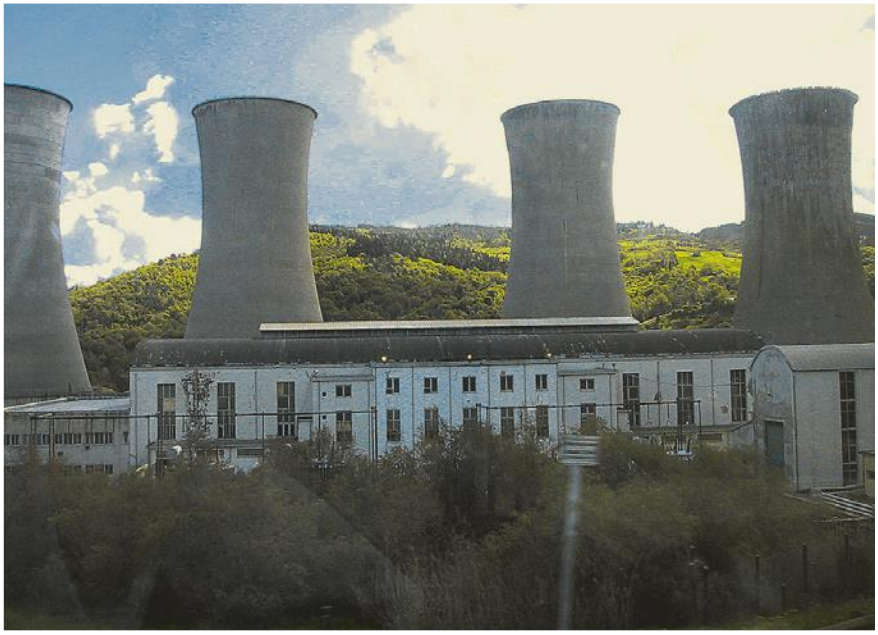


Рис. 4.3. Геотермальная электростанция в Лардерелло, Италия (Фото В. Сваловой [164])

Вслед за Италией с 1919 г. на японском геотермальном месторождении Беппу начались разведочные работы, а в 1924 г., была создана небольшая опытная установка, хотя первая промышленная ГеоТЭС "Юносава" (8 МВт) построена в этой стране только в 1948 г. Известный английский инженер, изобретатель паровой турбины Ч. Парсонс провел ее испытания на геотермальном месторождении Гейзеры (I6O км от Сан-Франциско) еще в 1925 г., а первая американская ГеоТЭС на этом крупнейшем в мире месторождении сухого пара была пущена в эксплуатацию в I960 г.

После Второй мировой войны геотермальная энергетика активно развивалась благодаря экономической конкурентоспособности, сокращению импорта энергии и наличию в качестве единственного источника энергии, доступном в местном масштабе.

Первая крупная геотермальная электростанция мощностью 160 МВт была построена в 1950 г. на месторождении Вайракей в Новой Зеландии. В Мексике геотермальная разведка в районе Пата началась в 1951 г., опытная установка в Гидальго построена в 1955 г., а создание промышленных ГеоТЭС на месторождении Сьерро Прито началось с 1973 г. Динамику развития ГеоТЭС в других странах [105] характеризует табл. 4.2, а рост их суммарной мощности – табл. 4.3.

Таблица 4.2.

Годы пуска первой геотермальной электростанции и мощность всех ГеоТЭС каждой страны на март 1985 г.

Страна	Годы пуска первой ГеоТЭС	Суммарная мощность, МВт
Италия	1904-1916	459
Япония	1924-1948	227,6
Конго	I950	-
Новая Зеландия	1950-1960	202,8
Мексика	1950-1973	225
США	I960	1439,7
Сальвадор	1865	96 Л
СССР	1967	11
Филиппины	1969-1977	784
Китай (включая Тайвань)	1975-1982	8,1
Исландия	1976	41
Санто-Лючия	1977	1
Греция	1978-1984	2
Индонезия	1981	32,3
Португалия (Азорские о-ва)	1981	3
Кения	1081	31,5
Турция	1982	90

Страна	Годы пуска первой ГеоТЭС	Суммарная мощность, МВт
Гваделупа	1983	4,2
Никарагуа	1983	35
Индия	1984	0,1
Румыния	1984	0,5
Итого		**3805**

Таблица 4.3.

Рост мощности геотермальных электростанций мира с 1920 по 1990 гг.

Годы	1920	1940	1060	1980	1982	1984	1885	1986	1990
Суммарная мощность ГеоТЭС, МВт	58	69	139	1781	2792	3783	4764	6216	8000

С 1910 г. пар низкого давления в Larderello (части Тосканы) был использован, для теплоснабжения промышленных предприятий, жилых зданий и оранжерей. В других странах тоже началось освоения геотермальных ресурсов для нужд теплоснабжения. В 1892 первая геотермальная система теплоснабжения начала работать в Бойсе, Айдахо (США). В 1928 г. Исландия, другой пионер в использовании геотермальной энергии, также начала эксплуатировать термальные воды для нужд теплоснабжения.

Первые геотермальные скважины в Венгрии были пробурены более 130 лет назад. Однако широкое промышленное освоение Верхне-Паннонского артезианского бассейна для теплоснабжения сельских ферм и жилых кварталов началось лишь в 1958 г. В Исландии, начатые в 1928 г. работы по созданию первой в мире крупной системы геотермального теплоснабжения завершились в 1957 г. Развитие таких систем в других странах мира (табл. 4.4) к 1980 г. характеризуется существенным преимуществом использования термальных вод в целях бальнеологии [105].

Еще до пуска первой промышленной ГеоТЭС на природном паре, в 1914 г. К.Э. Циолковский впервые высказал мысль о возможности длительного извлечения огромных ресурсов геотермальной энергии горячих пород за счет их теплообмена с холодной водой [191]. В 1920 г. В.А. Обручев дал первое детально продуманное описание геотермальной циркуляционной системы (ГЦС) извлечения тепла горячих гранитов [155]. В 1963 г. в Париже начала работать первая ГЦС с естественным коллектором - пластом проницаемых пород [250]. В октябре 1977 г. фонтан пара из скважины глубиной 2,7 км от трещины гидроразрыва практически непроницаемых горячих гранодиоритов на участке Фентон Хилл в штате Нью-Мексико засвидетельствовал создание первой ГЦС с искусственным коллектором по проекту Лос-Аламосской

национальной лаборатории США (ЛАНЛ) [243]. В I975 г. американской лабораторией "Сандия" впервые выдвинута идея извлечения геотермальной энергии магматического расплава [228], а в 1984-1985 гг. сотрудниками этой лаборатории проведены первые серии натурных экспериментов на семи скважинах, пробуренных через затвердевшую корку лавового оз. Килаузаики при температуре около 1000 °С [225].

Таблица 4.4.

Сферы прямого использования геотермальной энергии в странах мира в 1980 г., МВт(т)

Страны	Отопление, кондиционирование	Сельское хозяйство	Промышленная технология	Бальнеология	Комбинированные и др.	Всего
Япония	50	31	9	4394	-	4484
Венгрия	75	505	30	581	289	1540
Исландия	780	77	75	209	104	1305
СССР	140	395	20	360	-	915
Италия	107	50	27	376	-	566
Новая Зеландия	50	10	165		-	226
США	87	16	12	4	106	225
Китай	70	60	14	17	-	180
Франция	165	15	-	-	-	180
Чехословакия	25	10	-	8	-	43
Румыния	27	9	-	-	-	36
Югославия	14	-	-	-	-	14
Австрия	2	-	-	3	-	5
Другие страны	33	50	17	248	1	355
Итого	1625	1300	370	6200	755	10260

Освоение геотермальных теплоносителей в России и СССР началось еще в XIX веке исследованиями термоминеральных источников Северного Кавказа. С I906 г. они были продолжены А.Н. Огильви [92] и др., что послужило основанием для создания в этом районе в 30-е годы ряда известных бальнеологических курортов. При этом горячие природные воды стали в небольших масштабах использовать и для отопления санаторных корпусов.

К 1947 г. относятся первые шаги в развитии геотермального теплоснабжения в Дагестане: использовались фонтаны горячей воды полученные из разведочных нефтяных скважин с караганских и чокракских осадочных отложений. В 1954 г. Дагестанский филиал АН СССР, обобщив

имеющийся небольшой опыт и результаты проведенных к тому времени геотермических исследований, возглавил реализацию проекта геотермального теплоснабжения г. Махачкалы. Основные технические решения были разработаны в содружестве с ин-том "Гипрокомунэнерго" с участием Академии коммунального хозяйства СССР.

В 1954 г. Бюро Отделения геолого-геофизических наук АН СССР рассмотрело итоги работы Камчатской геотермальной экспедиции и одобрило ее рекомендации об использовании геотермальной энергии. Бюро приняло решение о созыве 1-го Всесоюзного совещания по геотермическим исследованиям, которое состоялось в Москве в 1956 г. С учетом его рекомендаций Совет Министров СССР в 1963 г. принял постановление "О развитии работ по использованию в народном хозяйстве глубинного тепла Земли". Ответственность за освоение тепловой энергии недр была возложена на Министерство газовой промышленности СССР. Для координации научно-исследовательских работ в этой области в 1964 г. создан Научный совет по геотермическим исследованиям АН СССР во главе о академиком А.Н. Тихоновым [92] (Геотермическая комиссия Русского географического общества была создана по инициативе Л.А. Ячевского еще в 1910 г. [92]).

В 1964 г. состоялось 2-е Всесоюзное геотермическое совещание, которое подвело первые итоги выполнения заданий правительства. К тому времени геотермальные воды использовались в бальнеологии, для отопления целого ряда курортов страны, в теплично-парниковом хозяйстве, на животноводческих фермах и птицефабриках совхозов "Октябрьский" (Камчатка), "Крестики", "Советский Казахстан" и "Красовский" (Каз.ССР), колхозов "Гигант", им. Карла Маркса, "Конглы" в Ставропольском крае и др. Геотермальное теплоснабжение жилых и административных зданий, бань и прачечных комбинатов было осуществлено в Махачкале, Тарнаире, Грозном, Ташкенте, в поселках Паужетка и Больше-Банный на Камчатке. В небольшом количестве природные теплоносители применялись для технологических нужд предприятий химической нефтеперерабатывающей, текстильной, мебельной и пищевой промышленности в Краснодаре, Ой-Сунгуре и Гудермесе. Однако при суммарном дебите фонтанирующих геотермальных скважин около 2000 л/с тогда практически использовалось не более 30% теплоносителя.

С 1966 г. работы по освоению тепла Земли в СССР приобрели промышленный характер: Мингазпромом созданы Кавказское и Камчатское управления по использованию тепла Земли, позднее - Северо-Кавказское (г. Грозный), Грузинское и Краснодарское, а с 1982 г. все они вошли в предприятие Научно-производственного объединения "Союзбургеотермия".

В 1967 г. на Камчатке построена первая в СССР опытная Паужетская ГеоТЭС, мощность которой в 1981 г. увеличена с 5 до 11 МВт. Тогда же (1967 г.) на другом камчатском месторождении - Паратунском, под руководством Института теплофизики СО АН СССР (акад. С.С. Кутателадзе, канд.техн.наук В.Н. Москвичева), впервые в мире была создана небольшая экспериментальная установка (750 кВт), демонстрировавшая получение электроэнергии в бинарном цикле: турбину вращали пары фреона, вскипающего от нагревания геотермальным теплоносителем с температурой всего 78 °С [105].

В 1969 г. в Махачкале состоялось 3-е Всесоюзное совещание по геотермическим исследованиям и использованию тепла Земли. К этому времени природными теплоносителями пользовались более 50 тыс. жителей семи городов и около 100 промышленных потребителей, включая теплично-парниковые комбинаты (ТПК) общей площадью 15 га. В г. Махачкале геотермальное отопление оказалось в 3 раза дешевле действующей тарифов на топливное тепло. В условиях Камчатки использование природных теплоносителей, по сравнению с дорогим привозным топливом, для населения оказалось в 5 раз выгоднее, для сельскохозяйственных потребителей в 8 раз, а для промышленных предприятий даже в 17 раз. Помимо различий в годовых графиках тепловых нагрузок, здесь сказывается также дифференциация самих тарифов на тепло для потребителей разных типов [37, 92, 104],

В изучении, оценке и освоении геотермальных ресурсов страны большую роль сыграла выпущенная в 1972 г. Геотермическая карта СССР [85]. В 1975 г. опубликованы результата выполненной во ВСЕГИНГЕО под руководством Б.Ф. Маврицкого оценки возможного вклада геотермальных теплоносителей в энергетику страны [138]. При этом были учтены ресурсы природного пара и геотермальных вод с температурой выше 35 °С и минерализацией до 35 г/л в коллекторах глубиной до 3,5 км, пластовое давление и водопроводимость которых могли бы обеспечить фонтанирование геотермальных скважин с таким дебитом, чтобы полученная за 25 лет полезная энергия окупила затраты на их бурение и обустройство.

По этой оценке полное освоение прогнозных гидрогеотермальных ресурсов позволило бы заменить до 30-40 млн. т топлива ежегодно - примерно 2% от общей добычи топлива в СССР за 1982 г. Столь скромная величина не вызвала особого энтузиазма у энергетиков и могла лишь притормозить работы по освоению столь малоперспективного энергетического ресурса [37]. Этот негативный результат был обусловлен не ошибками самого подсчета, а принятыми условиями и еще более - толкованием самого предмета этой оценки. Ее авторы, как и некоторые другие специалисты того времени, еще

отождествляли геотермальные ресурсы с количеством энергии природных теплоносителей, которое может быть получено при их самоизливе из геотермальных скважин.

К сожалению, это заблуждение не относится к числу несущественных терминологических нюансов, ибо учтенные в оценке ВСЕГИНГЕО «геотермальные фонтаны" характеризуют лишь весьма малую долю ресурсов энергии недр. Основу этих ресурсов составляет тепло твердого скелета геотермальных коллекторов и слабопроницаемых горячих пород, имеющих на глубине свыше 2-3 км практически повсеместное распространение [37].

Нужно подчеркнуть, что ко времени рассматриваемой оценки в ряде стран был накоплен уже 10-летний опыт работы геотермальных систем с реинжекцией, более пяти лет успешно работали французские циркуляционные системы извлечения тепла проницаемых пород, был опубликован и осуществлялся проект ЛАНЛ по созданию ГЦС в горячем непроницаемом массиве. Кроме того, перспективность освоения геотермальной энергии недр обсуждалась в многочисленных публикациях Ленинградского горного института – ЛГИ (ныне Санкт-Петербургского горного университета - СПГУ) и Института технической теплофизики - ИТТФ АН УССР [30, 35, 36, 79, 98, 103, 126, 175, 177]. Оснований для оценки ресурсов геотермальной энергии через дебит фонтанирующих теплоносителей уже не было, а результаты такой оценки ресурсной базы геотермальной энергии создавали превратное представление о перспективах ее развития.

В 1981 г. ВСЕГИНГЕО выполнено уточнение перспектив использования термальных вод СССР [193]. Минимальная температура добытого теплоносителя вполне резонно увеличена до 50 °С. Вместо несовершенной фонтанной технологии новая оценка выполнена при условии реинжекции отработанного геотермального теплоносителя обратно в коллектор. В работе такая технология называется поддержанием пластового давления (ППД). С учетом этих двух существенных изменений выполнены подсчеты возможного количества полезной тепловой энергии, которое можно получить не дороже топливной по тем же гипотетическим водозаборам в перспективных районах, и определены ее ресурсы в 910-980 млн. Гкал/г., что составит годовую экономию топлива до 130-140 млн. т. Заметим, что в этой работе вновь "термальные воды" и "глубинное тепло Земли" рассматриваются как синонимы, хотя подчеркивается, что при разработке с ППД извлекается тепло, аккумулированное не только подземными водами, но и скелетом водовмещающих пород [193]. Как уже отмечалось, в геотермальных системах с циркуляцией при нагреве воды в естественных проницаемых толщах, а тем более в ГЦС с искусственно созданными коллекторами, основную часть

энергопродукции составляет тепло горячих пород. Поэтому следует оценивать ресурсы не геотермальных вод, а геотермальной энергии [37].

В 1977 г. опубликованы результаты геолого-экономической оценки эффективно извлекаемых ресурсов геотермальной энергии территории СССР, выполненной в ПНИЛ ГТФ ЛГИ [36, 37, 98, 103]. В этой оценке энергетические ресурсы, заключенные в природных теплоносителях, учитывая их незначительность, не принимались во внимание вообще и рассматривались как некоторый запас для районов распространения на глубинах 2-3 км парогидротерм с температурой 100 °С и выше.

Геотермальные ресурсы определены как та небольшая часть теплосодержания горных пород в интервале глубин от $H_д$ до $H_э$ в пределах выделяемых перспективных районов, которая может быть извлечена из недр геотермальными циркуляционными системами с искусственно созданной проницаемостью горячего массива в зонах теплоотбора при коэффициенте экономической эффективности добычи и доставки потребителю кондиционного теплоносителя:

$$\kappa_э = П_т / П_г \geq 1$$

где $H_д$ - минимальная глубина, обеспечивающая получение кондиционного теплоносителя с температурой $t_г \geq 100$ °С;

$H_э$ - максимальная глубина ГЦС, при которой еще соблюдается условие $\kappa_э \geq 1$;

$П_г$ - приведенные затраты на единицу полезной тепловой энергии, полученной от ГЦС;

$П_т$ - то же, для теплоносителя с $t_т$ = 100 °С, получаемого от топливной котельной такой же производительности (для сопоставимости принята ее постоянная величина - 50 Гкал/ч).

В 1982 г. в ПНИЛ ГТФ ЛГИ завершена [36, 37] уточненная оценка геотермальных ресурсов СССР. При использовании прежних методических принципов, новая оценка выполнена для более экономичного, экологичного и достаточно универсального способа создания коллектора ГЦС в виде серии обширных вертикальных трещин гидроразрыва горячего породного массива. Учтено существенное повышение оптовых цен и замыкающих затрат на топливо и электроэнергию. Общее количество энергии, которое может быть извлечено из недр и использовано в сфере теплоснабжения при соблюдении условия $\kappa_э \geq 1$, определено в 64 трлн.т у.т. Надежная величина геотермальных ресурсов теплоснабжения при $\kappa_э \geq 2$ составляет 30 трлн. т у.т., т.е. в несколько раз превосходит прогнозные запасы всех видов топлива страны.

Эти оценки свидетельствуют о весьма широких перспективах развития геотермального теплоснабжения. Они учтены и использованы ВНИИКТЭП Госплана СССР при разработке проектов перспективного развития топливно-

энергетического баланса страны и Энергетической программы СССР на длительную перспективу.

К 1990 г. геотермальным теплоснабжением были обеспечены теплично-парниковые комбинаты (ТПК) площадью 50 га, около 4,5 тысяч квартир в микрорайонах семнадцати городов и крупных поселков (Грозный, Гудермес, Джермук, Зугдиди, Избербаш, Каспийск, Кизляр, Лабинск, Майкоп, Махачкала, Мостовское, Паужетка, Ташкент, Тбилиси, Термальный, Тобольск, Черкесск - итого более 300 тысяч жителей), а также около 130 курортов: Анкаван, Гарм Чаша, Горячий Ключ, Евпатория, Железноводск, Итсису, Каякент, Мацеста, Паратунка, Пятигорск, Серноводск, Талая, Хоста, Циаши, Цхалтубо и др. В небольшом количестве геотермальные воды использовались: для повышения нефтеотдачи пластов на промыслах Мангышлака, в Тюмени, в технологическом теплоснабжении некоторых промышленных предприятий, а также для плавательных бассейнов и рыборазводных прудов [104].

Северо-Кавказским Управлением по использованию тепла Земли в Грозном (А. Аветисянс при консультациях автора) создана первая в нашей стране геотермальная циркуляционная система извлечения тепла горячих пород с естественным коллектором [1]. В качестве последнего использован XIII пласт чокракско-караганских отложений среднезернистых песчаников проницаемостью около 1 Дарси при средней мощности 30 м. В Ханкальской долине пласт образует складку, в замковой части его глубина составляет 1-1,5 км при температуре 102 °С, крыло погружается на глубину более 3 км. Поле фильтрации между группами нагнетательных и добычных скважин Ханкальской ГЦС представляет собой почти горизонтальный участок сводовой части складки протяженностью около 2,5 км, экранированный по длинным границам залеченными трещинами разломов.

4.2. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ, ПРОЕКТЫ И ЭКСПЕРИМЕНТЫ ПО РАЗРАБОТКЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦИРКУЛЯЦИОННЫМИ СИСТЕМАМИ

4.2.1. Основные направления исследований

Начало систематических исследований в области освоения геотермальных ресурсов относится к XVIII в. В России они были проведены во время экспедиций, организованных по указанию Петра I. В первую половину XX в. геотермические изыскания получили широкое развитие во многих странах мира. В СССР большую роль в этом сыграли работы В.И. Вернадского,

И.М. Губкина, С.А. Красковского, А.А. Скочинского, А.Н. Тихонова, В.Г. Хлопина и др.

Во второй половине XX в. в СССР к решению проблем освоения геотермальных ресурсов подключился широкий круг специалистов в области геологии, горного дела, теплофизики, гидродинамики, энергетики, экономики и др. Существенный вклад в развитие отечественной геотермики[2] внесли: А.А. Аветисянц, И.Т. Аладьев, Р.Г. Алиев, Н.Н. Аронова, Е.Л. Артемьева, Р.Б. Ахмедов, Г.Б. Бадавов, В.В. Байбаков, В.Д. Белодед, Г.И. Буачидзе, В.А. Бутусов, А.Б. Вайнблат, О.Ш. Вардигорели, В.А. Васильев, А.Г. Гаджиев, С.Г. Гендлер, Г.Н. Герасименко, И.М. Дворов, В.И. Дворов, А.А. Долинский, Ю.Д. Дядькин, Г.М. Забарный, В.А. Кириллин, В.И. Кононов, О.А. Кремнев, Г.В. Кудрявцева, М.К. Курбанов, Б.Ф. Маврицкий, Ф.А. Макаренко, Р.С. Малхазян, А.Ш. Мейланов, Э.И. Мерзляков, О.О. Мильман, Ю.П. Морозов, В.Н. Москвичева, В.Г. Олейниченко, Ю.М. Парийский, Л.А. Певзнер, О.Н. Поваров, К.О. Поваров, Б.Г. Поляк, О.С. Попель, А.Т. Разаков, Т.А. Резакова П.Н. Ригер, Н.Н. Смирнова, А.А. Смыслов, М.А. Стырикович, Ю.И. Султанов, Т.А. Тарабариинова, Ю.С. Тенишев, Л.С. Тимофеевский, В.П. Трусов, Б.Н. Хахаев, М.Д. Хуторской, А.С. Цирульников, А.Г. Цхвирашвили, А.А. Шпак, А.В. Шурчков, А.Н. Щербань, Г.Г. Юревич, С.Н. Ятров и многие другие.

Научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы включали: исследования гидродинамических, тепловых и геомеханических процессов; совершенствование технологии освоения парогидротермальных месторождений: разработку новых принципов и технологических схем добычи тепловой энергии горных пород; поиск методов и средств борьбы с солеотложениями и коррозией; определение оптимальных технико-экономических параметров и показателей добычи и использования тепловой энергии недр; геолого-экономическую оценку ресурсов и запасов; создание инженерно-экономических обоснований и проектирование опытных, экспериментальных и опытно-промышленных геотермальных систем; разработку методов, технологических схем и оборудования для использования геотермальной энергии; определение масштабов и темпов освоения геотермальных ресурсов и др.

Производственную направленность научных исследований, проектирование и планирование развития этой новой горнодобывающей

---

[2] Автор в дискуссионном порядке предлагал этот термин для названия направления в горной науке по оценке ресурсов и запасов, технологии и экономике добычи, преобразования и комплексного использования тепловой энергии недр (в отличие от термина «геотермия» — наука о происхождении и распределении теплового поля Земли)

отрасли обеспечила поддержка: М.И. Агапчева, М.А. Алиева, В.Г. Алиева, Т.Н. Байбаковой, М.Т. Вартаняна, Б.Б. Геворкяна, Е.Ш. Гительмана, Б.Б. Драгомирецкого, М.И. Клименко, И.Л. Когана, Б.М. Козлова, А.М. Ладаянца, Н.В. Огородова, Д.Р. Паркмана, Л.А. Ройтмана, И.Т. Рустанович, Ю.И. Седых, Р.Л. Фрадина, Ф.Г. Харахашьяна, П.Д. Чабана, А.И. Щаранского и многих других.

4.2.2. Предложения и проекты по добыче тепловой энергии недр

Пионером в области создания Технологических принципов добычи тепловой энергии недр был акад. В.А. Обручев. В 1920 г. в повести «Тепловая шахта» он описал «подземный тепловой котел» в виде групп колодцев большого диаметра, пройденных из квершлагов, радиально расходящихся от глубокого ствола.

В 1925 г. известный английский ученый Ч.А. Парсонс завершил работу над проектом извлечения глубинного тепла недр, в которой он утверждал, что мировая проблема получения энергии и тепла может быть разрешена постройкой 18-верстной шахты и извлечением через нее тепла внутренности земного шара. На строительство такой шахты требовалось около 200 млн. руб. Эти предложения в наши дни выглядят утопическими, в них отсутствует главный элемент геотермальной системы — зона теплоотбора с развитой поверхностью теплообмена воды с горячими породами.

Одно из первых научно обоснованных предложений в СССР (С.Н. Назаров, 1962 г.) содержало создание циркуляционной геотермальной системы с нагревом воды в пористых пластах или замкнутых проницаемых линзах. Холодная вода в таких системах должна подаваться из поверхностных водоемов или верхних водоносных горизонтов в проницаемую зону через нагнетательные скважины; здесь она первоначально вытесняет горячую пластовую воду, а затем нагревается сама и через эксплуатационные скважины под действием пластового давления поступает на поверхность [151]. В том же 1962 г. О.А. Кремнев предложил создать подобную систему с кольцевыми галереями нагнетательных и эксплуатационных скважин глубиной до 6 км в проницаемых пластах и использовать ее для строительства мощной ГеоТЭС в Западной Сибири. О.А. Кремневым, А.В. Шурчковым и др, были проведены аналитические и экспериментальные исследования этого типа систем [126, 194].

С 1962-64 гг. исследования в этом направлении проводились Институтом технической теплофизики АН УССР, Ленинградским горным институтом и Предприятием п/я М-5703, работающими над обоснованием циркуляционных

систем с использованием глубоких скважин и камуфлетных ядерных взрывов для создания в породном массиве зон повышенной проницаемости - подземных тепловых котлов. Нагнетаемая с поверхности холодная вода нагревается при фильтрации на глубоком горизонте за счет теплообмена с разрушенными породами и выводится по скважинам для использования в качестве теплоносителя. Его максимальный потенциал определяется температурой пород на глубине заложения котла.

Исследования Р. Карлсона, Д. Кеннеди, П. Крюгера и др. послужили базой для разработки в 1970 г. американского проекта «Плаушер Джеотермал» [206, 249]. Было предложено несколько вариантов циркуляционных систем с использованием взрывов большой мощности (от 0,2 до 1,0 Мт), в частности [22] вариант с «подземным тепловым котлом» на глубине 3 км, в мощном гранитном массиве с температурой 350 °С, предназначенном для ГеоТЭС на 200 МВт со сроком службы 30 лет. Однако возможные сейсмические воздействия ядерных взрывов и экологические последствия вызвали отрицательную общественную реакцию на всю программу «Плаушер». К тому же в самом проекте оказались недостатки, поэтому его реализация была отложена на неопределенное время.

При обсуждении этого предложения с одним из руководителей программы "Плаушер Джеотермал" доктором М. Нордайком и другими американскими специалистами [95] были подтверждены наш приоритет, на более глубокое теплофизическое и экономико-математическое обоснование циркуляционных систем, а также перспективность ориентировки на низкий потенциал теплоносителя.

В начале 70-тых годов исследования ЛГИ, ИТТФ АН УССР и п/я М-5703 были направлены на создание систем извлечения тепла Земли для горных предприятий северо-восточных районов страны. В специфических экономико-географических условиях этих районов (разбросанность предприятий по огромной, малоосвоенной территории, высокая стоимость привозного топлива и электроэнергии, большие технологические потребности в теплой воде для оттайки и промывки мерзлых песков, оттайки дражных полигонов и пр., сезонный характер этих работ при весьма суровом климате и др.) создание таких автономных систем теплоснабжения отдельных приисков открывало принципиальную возможность перевода их на круглогодовой режим работы при резком увеличении годовой добычи.

По поручению Председателя Госкомитета СМ СССР по науке и технике тов. Б.А. Кириллина в 1970 г. совместные предложения указанных трех институтов рассматривалась в Отделении физико-технических проблем энергетики АН СССР с привлечением соответствующих специалистов.

С учетом положительного заключения экспертной комиссии под председательством члена-корр. АН СССР А.Е. Шейндлина для решения рассматриваемой научно-технической задачи создана Проблемная научно-исследовательская лаборатория горной теплофизики (ПНИЛ ГТФ) в Ленинградском горном институте (ЛГИ), которому, совместно с ИТТФ АН УССР и п/я М-5703, Постановлением ГК НТ СМ СССР № 400 от 15.10.70 г. поручено на 1971-75 гг. выполнить Задание 0.50.227-е "Исследовать системы извлечения и технологию освоения глубинного тепла для горнодобывающей промышленности Северо-Востока (включая проектирование и создание опытно-промышленного подземного теплового котла, обоснование экономической эффективности и выполнение закрытых работ)".

В соответствии с этим Заданием в 1971 г. проведены исследования условий извлечения и использования тепла Земли на различных горнопромышленных предприятиях Восточной Сибири и Северо-Востока СССР [25, 26, 94, 196] для технико-экономического обоснования одного из важнейших вопросов - выбора объекта для сооружения опытно-промышленной системы. После одобрения результатов этих исследований в отраслевых институтах "Дальстройпроект", ВНИИ-1 и "Иргиредмет”, а также институтах Теплофизики и Экономики СО АН СССР, в Объединении "Северовостокзолото", комбинате "Лензолото” и в Главзолото МЦМ СССР, они были рассмотрены на совещании у Министра цветной металлургии тов. П.Ф. Ломако, которым принято решение (протокол № 24 от 5 апреля 1972 г.) утвердить в качестве объекта для сооружения опытно-промышленной системы прииск "Ленинградский”, а в качестве заказчика - производственное Объединение "Северовостокзолото".

В 1972 г. ЛГИ была предложена технологическая схема ГЦС, выполнено уточнение методики теплофизических расчетов, разработана экономико-математическая модель и проведена оптимизация вариантов и параметров опытно-промышленной системы для условий выбранного объекта [96]. Данная работа являлась следующим этапом предпроектной проработки опытно-промышленной системы извлечения и технологического использования тепла Земли и представляет собой детальное инженерно-физическое и технико-экономическое обоснования ее сооружения в условиях выбранного объекта - прииска "Ленинградский" Объединения "Северовостокзолото".

При ее составлении использованы проектные документы и отчеты по научно-исследовательским работам институтов "Дальстройпроект", ВНИИ-1, Иргиредмет, ВНИИБТ, ВНИГРИ, отчетные данные Объединения "Северовостокзолото", СВГУ и других предприятий. После встречи научного руководителя ПНИЛ ГТФ Ю.Д. Дядькина с Министром цветной металлургии

П.Ф. Ломако, Объединению "Северовостокзолото" было выделено «отдельной строкой» 10 млн руб. (в ценах 1975 г.) для строительства предлагаемой [96] системы геотермального теплоснабжения.

В конце 70-тых годов формировалась Программа развития энергетики СССР до 2000 г. На совещании у Председателя Госплана Н.К. Бойбакова автору было предложено сформулировать раздел по развитию геотермальной энергетики. Выполненная записка вошла в официальный документ, по которому Министерству нефтяной промышленности было целевым назначением выделено 30 млн. рублей на строительство опытных геотермальных систем.

Генеральной концепцией ЛГИ (Дядькин Ю.Д., Богуславский Э.И.) развития геотермальной энергетики в СССР, в жесткой полемике со специалистами Минэнерго и многими научными коллегами, было использование теплоты недр преимущественно для нужд теплоснабжения. На выделенные, по тем временам значительные инвестиции, в ЛГИ были подготовлены проектные обоснования 5-ти объектов жилищно-коммунального, сельскохозяйственного и промышленного использования.

Однако, региональные руководители с подачи своих научных подразделений, сумели отстоять в Госплане СССР свои территориальные объекты. Причем, самое негативное – это были три ГеоТЭС (геотермальные электростанции). Ведущими организациями по разработке ТЭО этих объектов Госкомитет по науке и техники СССР (ГКНТ СССР) назначил: по Дагестанской ГеоТЭС – ДагЭНИН, по Ставропольской ГеоТЭС – ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, по Закарпатской ГеоТЭС – ИТТФ АН УССР. Конкурирующей и контрольной организацией по разработке ТЭО всех трех объектов был назначен ЛГИ.

В 1980 г. ряд организаций (РиоАТЭП, ДагЭНИН, ЛГИ, ИТТФ, ЭНИН) приступил к проектированию мощной ГеоТЭС на Тарумовской площади в Дагестане. В этот период начато строительство опытной установки. Водоносные горизонты, представляющие интерес для использования в энергетических целях, залегали на глубине 4800-5200 м. Суммарная эффективная мощность песчаников составляла 250-260 м, проницаемость — $(2\text{-}3)*10^{-13}$ м^2, пористость — 12-14%, минерализация вод — 210 г/л. Главным недостатком выбранного участка являлось значительное АВПД (аномально высокое пластовое давление), что существенно затрудняло и удорожало закачку отработанного теплоносителя в продуктивный пласт.

Были выполнены гидродинамические, тепловые и технико-экономические расчеты, при этом оптимизация параметров и показателей геотермальной системы по критерию «приведенные затраты на выработку

электроэнергии ГеоТЭС» осуществлялась на базе созданной автором в ЛГИ экономико-математической модели. Результаты технико-экономических расчетов, выполненных ЛГИ, показали, что ГЦС этого объекта должна будет расходовать электроэнергии больше, чем производить. После бурения нескольких скважин и окончательной оценки проекта, работы по нему были прекращены.

Проектирование и строительство опытной ГеоТЭС велись на Каясулинской площади в Ставропольском крае [9]. На глубине 4 км температура пород достигала 160-170 °С. Залегающий здесь проницаемый пласт не имел сплошности распространения по горизонтали, о чем предупреждали специалисты ЛГИ. Отдельные его участки были сложены трещиноватыми доломитами мощностью до 140 м, проницаемостью $(0,7\text{-}1,0)*10^{-13}$ м^2, с минерализацией вод 70-100 г/л. Было пробурено несколько геотермальных скважин глубиной 4-4,4 км и только одна из них попала в проницаемый водонасыщенный коллектор. На ней проводился ряд полезных экспериментов, но создать на этом участке ГЦС не удалось.

Для проектирования и строительства Закарпатской ГеоТЭС в ЛГИ (А.А. Смыслов, А.Б. Вайнблат и др.) рассматривались предварительные геологические данные по Залужской площади. Они убедительно свидетельствовали, что на глубине 4-5 км залегают слабопроницаемые породы, разогретые до температуры 200-300°С. При разработке ТЭО определились две конкурирующие схемы ГЦС: с естественным коллектором, безосновательно предложенной ИТТФ и ЭНИНом и трещинами гидроразрыва – рекомендуемой ЛГИ. Дискуссии по типу зоны теплоотбора продолжались вплоть до бурения первой скважины на глубину до 4 км. Как и прогнозировалось ЛГИ, естественного коллектора не оказалось, а проект скважины был ориентирован по настоянию ИТТФ именно на него. Настоятельные просьбы и требования представителя ЛГИ Богуславского Э.И. о необходимости начать бурение отклоняющегося ствола скважины и проведения в нем опытных гидроразрывов блокировались ИТТФ и нефтяниками. Скважина была ликвидирована, как обеспечившая дополнительные геологические данные. На этом третий проект строительства ГеоТЭС был прекращен. Эти неудачи отбросили развитие геотермальной энергетики далеко назад.

До конца XX века в СССР и за рубежом было разработано и обосновано много технологических схем и технических предложений по созданию геотермальных циркуляционных систем в различных геолого-геотермических и экономико-географических условиях. Силами научных (ЛГИ им. Г.В. Плеханова, ИТТФ АН УССР, ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, ДагЭНИН, ИГГГИ АН УССР и др.), проектных (РиоАТЭП, ЛьвовАТЭП,

ВНИПИэнергопром и др.) и производственных организаций (НПО Союзбургеотермия, ПО Дагнефть, ПО Ставропольнефть, РЭУ Ставропольэнерго и др.) они доведены до разных стадий реализации. В частности: подготовки научными организациями инженерно-экономических обоснований (ИЭО); разработки проектными институтами ТЭДов, ТЭО, обосновывающих материалов (ОМ) и технических проектов (ТП); строительства опытных, опытно-промышленных и промышленных установок (ОУ, ОПУ, ПУ).

Все разработки по типу зоны теплоотбора представляют две группы геотермальных циркуляционных систем (ГЦС): с естественным и искусственным коллекторами. Расчетные технологические параметры и технико-экономические показатели этих систем (по данным на 1980-1985 гг.) представлены в таблицах 4.5. и 4.6.

Одним из участков для оценки эффективности сооружения экспериментальной ГЦС с последующим строительством геотермальной системы теплоснабжения (ГеоСТ) была выбрана отработанная газоконденсатная залежь в Дагестане на площади Ачису. Она представлена верхнемеловыми трещиноватыми известняками, залегающими в виде складки на глубине 3-3,5 тыс. м с размерами 1,5*10 тыс. м, эффективной мощностью 100-160 м, проницаемостью $(0,5\text{-}0,6)*10^{-12}$ м^2, пористостью 0,3-0,6%, пластовым давлением 32 МПа.

Выбор этой площади обусловлен наличием естественного высокопроницаемого гидроизолированного коллектора; высоким геотермическим градиентом, обеспечивающим температуру пород в зоне теплоотбора - 135°С; достоверностью геолого-геотермической информации; фондом законсервированных скважин; распространенностью аналогичных зон естественной трещиноватости на территории Дагестана и в других районах страны; наличием монолитных высокотемпературных подстилающих пород (на глубине 4 тыс. м — до 170 °С), обеспечивающих возможность создания систем с искусственным коллектором из трещин гидроразрыва; существованием производственных организаций для выполнения буровых и строительных работ; накопленным опытом извлечения и использования геотермальной энергии; высокой квалификацией научных и производственных кадров; дефицитом топливно-энергетических ресурсов и заинтересованностью руководящих органов республики в развитии геотермальной энергетики. Инженерно-экономическое обоснование, разработка программы и методики эксперимента были выполнены совместно ЛГИ и ДагЭНИН, а ТЭД — РиоАТЭПом.

Ленинградским горным институтом было выполнено большое количество оценочных проработок строительства геотермальных и циркуляционных

систем в районах Крайнего Севера и Восточной Сибири для целей промышленного и коммунального теплоснабжения, а в ряде случаев и локального электроснабжения горнодобывающих предприятий (рудники, подземные, открытые и дражные работы на приисках, нефтяные промыслы и др.) [25, 26, 102].

Особое внимание многих исследователей привлекала и привлекает идея освоения тепловой энергии недр в районах современной вулканической деятельности. В 1973 г. ЛГИ и ИТТФ выполнили инженерно-физические и технико-экономические расчеты по обоснованию строительства ГеоТЭС в районе города Петропавловска-Камчатского. По рекомендации Института вулканологии ДВНЦ АН СССР одним из участков для строительства ГеоТЭС был выбран промежуточный очаг вулкана Авача, расположенный в 27 км от Петропавловска-Камчатского.

Геотермический градиент в среднем по региону достаточно высок (3,75 °С/100 м), а в непосредственной близости от вулкана, на расстоянии 4—6 км, величина теплового потока более чем вдвое превышает нормальное фоновое значение. На глубине 1000 м ожидалась температура до 100 °С, а изотерма 400 °С прогнозировалась уже на глубине 3 км. Рассматривались варианты с образованием зоны теплоотбора камуфлетными взрывами и гидроразрывом [97]. По себестоимости и приведенным затратам в этом районе геотермальная энергия оказалась в сравнении с топливной ГеоТЭС вполне конкурентоспособной, а геотермальное теплоснабжение — в 1,5—2 раза выгоднее. Работа получила одобрение, но проектирование и строительство были отложены.

Серьезные недостатки образования искусственного коллектора камуфлетными взрывами обусловили поиск других способов создания зоны теплоотбора. Пристальное внимание вызвал технический прием, уже более 30 лет используемый в нефтегазодобывающей промышленности для повышения проницаемости рабочих пластов, — гидравлический разрыв горных пород.

Одним из первых предложений в СССР по использованию трещин гидроразрыва для извлечения тепла недр был вариант циркуляционной системы, разработанный Ю. Д. Дядькиным [93], с зоной теплоотбора в виде серии взрывных скважин для проведения многократных взрывов химического ВВ. Связь между образованными зонами достигалась трещинами гидроразрыва. Создание искусственного коллектора трещинами гидроразрыва в одном из вариантов ГеоТЭС на Авачинском вулкане предлагалось и экономически обосновывалось в 1973 г. О.А. Кремневым, А.В. Шурчковым, Ю.Д. Дядькиным, Э.И. Богуславским и др. [97].

Таблица 4.5.

Расчетные технологические параметры и технико-экономические показатели тепловых и электрических установок на базе ГЦС с естественными коллекторами

Параметр, показатель	Дагестанская ГеоТЭС		Ставропольская ГеоТЭС [1]		Майкопская ГТУ	Ачисунская	
						ГеоТЭС	ГТУ
Стадия разработки	ТЭО ОУ	ТЭД ПУ	ТЭО ОУ	ТЭД ПУ	ТЭО ОПУ	ТЭД ПУ	ИЭО ОПУ
Мощность, МВт[2]	6,5 (Э)	420 (Э)	9 (Э)	1000 (Э)	23 (Т)	30 (Э)	19 (Э)
Потребитель	Электростанция		Электростанция		Жилкомбыт	Электро станция	Нефте промысел
Температура пород в зоне теплоотбора, °С	190-200	190—200	170-180	160-180	120-130	130-140	130-140
Продуктивная мощность коллектора, м	257	250	110—130	100-850	100—200	100—160	100-160
Проницаемость пород, 10^{-13} м^2	2,5	2,5	0,2—1,2	0,3-1,4	0,8-1,1	5—8	5-8
Глубина зоны теплоотбора, км	4,8-5,2	4,8-5,2	4,2—4,4	3,7—4,0	3,0-3,2	3,1-3,3	3,0-3,3
Теплопроизводительность модуля ГЦС, ГДж/ч	130	125	100	377	84	—	—
Количество скважин	4	180	6	160	2	38	3
Диаметр, м	0,196	0,196	0,196	0,25	0,25	0,2	0,2
Расстояние между рядами и скважинами, м	800 X 800	800 X 800	900 X 900	820 X 820	—	550 X 550	500 X 500
Средний дебит, м^3/ч	270	290	270	1000	300	245	120
Давление нагнетания, МПа	10	10	12	9,8	10	7	3
Срок службы ГЦС, лет	30	30	30	30	26	15	25
Температура воды, °С [3]	185	187	165	160	110	135	110
Капиталовложения, млн. руб.	20,3	358	47,5	273	3,5	59	1,9
в том числе на ГЦС	8	220	9	133	3,1	27	1,8
Себестоимость:							
электроэнергии, коп./кВт.ч	18.6	1,02	24,2	0,46	—	2,43	—
теплоты, руб./ГДж	—	—	—	—	0,35	0,38	0,23
Приведенные затраты на:							
электроэнергию, коп./кВт.ч . .	62,5	2,88	51,52	1,16	—	6,94	—;
теплоту. руб./ГДж	—	—	—	—	0,69	1,04	0,49

[1] Затраты по варианту с мощностью 1000 МВт необоснованно занижены.

[2] Э — электрических; Т — тепловых.

[3] На устье добычной скважины в последний год эксплуатации.

Таблица 4.6.

Расчетные технологические параметры и технико-экономические показатели тепловых и электрических установок на базе ГЦС с искусственными коллекторами

Параметр, показатель	Закарпатская ГеоТЭС		Ереванская ГТУ	Ленинградская ГТУ	Кинешминская ГТУ	Краснодарская ГТУ	Тюменская ГТУ
Стадия разработки	ТЭО ОПУ	ТЭД ПУ	ИЭО ОПУ	ИЭО ОПУ	ТЭО ОПУ	ИЭО ОПУ	ИЭО ОПУ
Мощность установки, МВт[1]	10 (Э)	1000 (Э)	30 (Т)	13 (Т)	27 (Т)	28 (Т)	28 (Т)
Потребитель	Электростанция		Жилкомбыт	Сельское хоз-во	Жилкомбыт	Нефтепромысел	Нефтепромысел
Температура пород в зоне теплоотбора, °С	220—230	275-285	110—115	85—95	110-115	90—100	110-120
Глубина зоны теплоотбора, км	4.5-4,7	5,0-5,5	2,7-2,9	3,5-3,7	4,8—5,0	2,8-3,0	3,7-3,9
Теплопроизводительность модуля ГЦС, ГДж/ч	120	200	108	45	96	100	100
Количество скважин	4	280	2	2	2	2	2
Диаметр, м	0,15	0,2	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196
Суммарная длина, км	21	3248	7,5	8,7	11,4	6,7	8,5
Средний дебит, $м^3$/ч	210	320	400	385	382	395	307
Давление нагнетания, МПа	9,1	—	5	5,7	7,5	8,1	6,4
Срок службы ГЦС, лет	34	27	29	32	29	14	20
Температура воды, °С [2]	200	260	100	80	100	80	100
Капиталовложения, млн. руб., в т.ч.	15,6	875	4,4 [3]	4,1 [3]	6,9 [3]	2,2	6,7
на ГЦС	6,8	574	3,8	3,9	6,4	2,2	6,7
на скважины	5,6	468	2,7	3,2	5,5	1,6	5.5
Себестоимость:							
электроэнергии, коп./кВт.ч.	1,3	0,59	—	—	-	—	-
теплоты, руб./ГДж	0,31	0,47	0,47	0,95	0,84	0,32	0,89
Приведенные затраты на:							
электроэнергию, коп./кВт.ч.	3,97	2,09	-	-	-	—	-
теплоту, руб./ГДж	0,79	0,82	0,95	2,9	1,75	0,62	1,81

[1]Э — электрических, Т — тепловых.

[2]На устье добычной скважины в последний год эксплуатации.

[3]С учетом догревающей котельной.

Для потребителей низкотемпературной тепловой энергии в районе Ленинграда ЛГИ и объединение «Лето» предложили построить опытную систему геотермального теплоснабжения теплиц. Предварительная оценка выполнялась для нескольких вариантов геотермальных систем в Тосненском отделении этой фирмы. Территория Ленинградской области характеризуется неблагоприятными геотермическими условиями: градиент в толще осадочных пород составляет 3,5 °С/100 м, а в гранитах фундамента — (2,0-2,2) °С/100 м. По расчетам Ю.Д. Дядькина, при затратах на тепловую энергию до 1-1,5 руб./ГДж экономически оправданы варианты ГЦС с температурой 70-80 °С и дополнительным догревом. Целесообразно было приступить к проектированию этой системы и привлечь к ее созданию ряд городских институтов, организаций и предприятий.

4.2.3. ТЭО опытно-промышленной системы извлечения и использования тепла Земли на прииске «Ленинградский»

Назначение опытно-промышленной циркуляционной системы извлечения и использования глубинного тепла Земли. Циркуляционная система (рис. 4.4) представляет собой технический комплекс, состоящий из подземного теплового котла (1), нагнетательных (2) и эксплуатационных (3) скважин, насосных станций (4), очистных устройств (5), теплообменника (6) и наземной теплотрассы (7) для подачи тепла к потребителям, в частности – шнековому растеплителю добытых мерзлых песков (8). Поверхностный комплекс может включать также устройства для изменения (повышения) температурного потенциала теплоносителя - термотрансформаторы (9) и фильтры (10).

Подземным тепловым котлом называлась часть зоны разрушения и трещинообразования непроницаемого или слабопроницаемого породного массива, созданной мощными камуфлетными взрывами в глубоких скважинах. Кроме того, часть окружающего эту зону ненарушенного массива. В этих зонах возможен перенос тепла к фильтрующейся по трещинам воде, нагнетаемой с поверхности.

Циркуляция теплоносителя в системе происходит по замкнутому контуру, состоящему из нагнетательных скважин, зоны фильтрации подземного теплового котла, эксплуатационных скважин и поверхностного теплообменника, в котором осуществляется подогрев технологической воды, используемой потребителем.

Несмотря на отсутствие в прежней мировой практике опыта сооружения и эксплуатации подобного рода систем, все необходимые научно-технические

предпосылки для успешного решения задачи имелись. Они вытекали из состояния техники и технологии бурения глубоких скважин, развития новых методов интенсификации добычи нефти и газа, достижений горной теплофизики и гидромеханики.

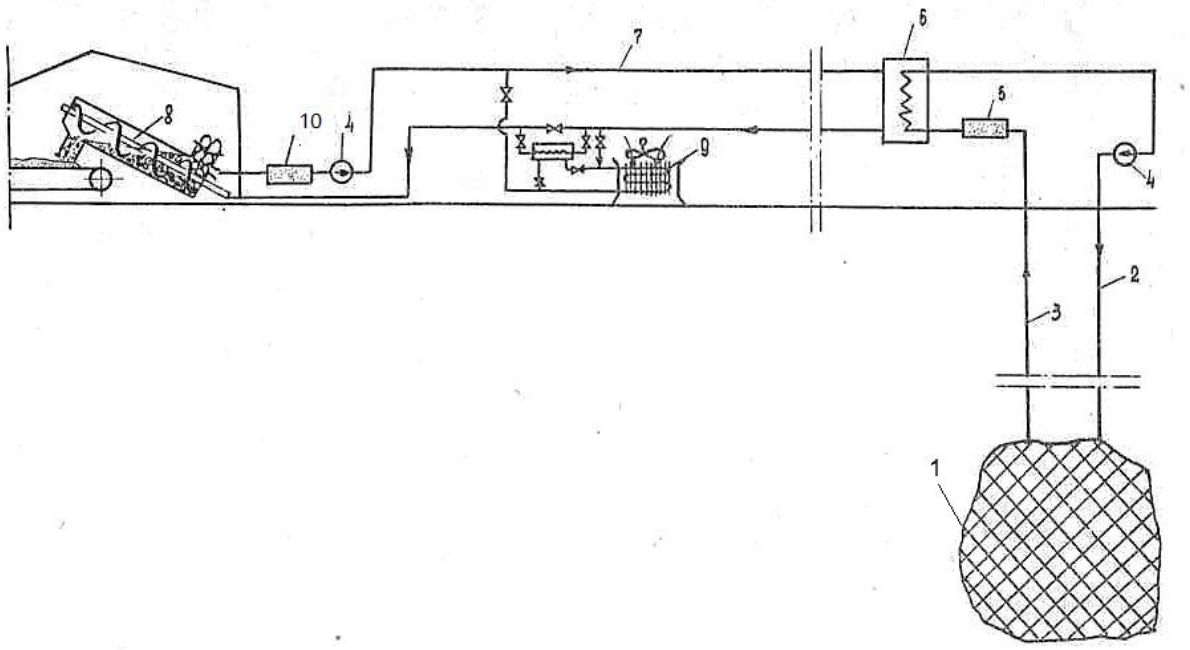


Рис. 4.4. Принципиальная схема системы извлечения и использования тепла Земли на прииске «Ленинградский»

Вместе с тем, чрезвычайная сложность и недостаточная изученность процессов образования тепловых котлов и теплообмена при фильтрации жидкости в трещиноватых средах с неоднородной проницаемостью требовали предварительного проведения экспериментальных исследований в натурных условиях, что было связано с бурением глубоких скважин и, следовательно, с большими затратами времени и средств. Приведенные в данной работе расчеты давали достаточное основание считать, что в выбранных условиях промышленный эксперимент обеспечил бы экономический эффект от использования полученной тепловой энергии, полностью окупающий затраты на его осуществление.

Таким образом, основными задачами опытно-промышленной циркуляционной системы являются:

1) получение опытных данных для уточнения основных расчетных зависимостей и режимов эксплуатации системы в промышленных условиях;

2) уточнение технических и экономических условий эффективного применения циркуляционных систем извлечения и использования тепла Земли;

3) получение экономического эффекта, окупающего затраты на сооружение системы.

Опытно-промышленный характер циркуляционной системы, с одной стороны, предполагал принципиальную возможность еще не поддающихся учету непредвиденных осложнений и дополнительных затрат, а с другой стороны - необходимость безусловного обеспечения производственных потребностей обогатительной фабрики и действительной окупаемости капиталовложений. В этих условиях обычный тогда критерий минимальных приведенных затрат на единицу продукции (на I $м^3$ оттайки и промывки золотоносных песков) становился недостаточным для окончательного выбора варианта системы и ее основных параметров. Возникала необходимость резервировать определенный "запас" как в основных технологических параметрах систем (тепловая производительность и температура теплоносителя), так и в ее экономических показателях (капиталовложения и годовой экономический эффект, в сравнении с другими источниками теплоснабжения).

Отступая от принятого в практике проектирования правила, следовало расширить область условно-равноценных по приведенным затратам решений с ± 10 до ± 20%, отдавая предпочтение вариантам с наименьшей технической сложностью при минимальных капиталовложениях. Все это отнюдь не отрицало необходимости возможно более обоснованного и точного расчета физических процессов определяющих элементы затрат, связанных с сооружением и эксплуатацией рассматриваемых многочисленных вариантов опытно- промышленной системы извлечения и использования тепла Земли в условиях прииска "Ленинградский".

Краткая характеристика природных условий района[3]. Материалы геологических съемок (масштабы от 1:200000 до 1:10000), геофизических и тематических исследований района прииска "Ленинградский", а также его производственно-техническая характеристика достаточно подробно освещены в работе по технико-экономическому обоснованию объекта сооружения опытно-промышленной системы извлечения и использования тепла Земли [94]. Поэтому ниже приводится лишь краткая характеристика географических, геологических и геотермических условий района.

Прииск "Ленинградский" расположен на севере Чукотского национального округа, в 6-10 км от Северного Ледовитого океана. Рельеф района холмисто-увалистый с элементами низкогорья. Относительные

[3] Раздел написан по материалам А.Б. Вайнблат

превышения 200-350 м. От низкогорья до берега Чукотского моря расположена Валькарайская низменность (абс.отм. 10-100 м) - плоская заболоченная равнина, по которой протекает река Рывеем. Долина реки и ее многочисленные притоки затундрованы. Река имеет незначительную глубину (0,4-1 м), часто распространены перекаты и отмели. Летом уровень реки неустойчивый, скорость течения 1-2 м/сек. Зимой она промерзает до дна.

Климат района суровый, типично полярный. Зима - продолжительная и холодная, с частыми пургами; лето - короткое и прохладное, с дождями, туманами и заморозками. Среднегодовая температура воздуха - отрицательная (-11,5 °С), минимальная температура достигает -52 °С, максимальная - до +25 °С. Число безморозных дней в году - 30. Годовой количество осадков - около 300 мм.

В геологическом строении района принимали участие осадочные породы нижнего и среднего палеозоя, прорванные меловыми интрузиями, единичными дайками и перекрытые четвертичными отложениями. Аллювиальные отложения верхнечетвертичного (современного возраста) - галечники, гравий, пески, суглинки и супеси с прослоями ила и торфа - перекрывают всю территорию прииска и имеют мощность до 50 м. Нижнекаменноугольные отложения распространены совместно до глубины 1-1,5 км и представлены песчано-глинистыми породами с преобладанием песчаников (до 80% в нижней части разреза).

Геотермические условия района являлись достаточно типичными для Северо-Востока СССР. Повсеместное распространение имели многолетнемерзлые породы, температура которых на глубине залегания нейтрального слоя (20-30 м) составляла -6 °С. Глубина сезонного протаивания мерзлых пород - 0,2-0,8 м. Геотермический градиент в мерзлой толще - около 2,5 °С/100 м, а ее мощность (глубина залегания изотермы 0 °С) по геофизическим данным составляла 130-280 м. Величина глубинного теплового потока Геологическим институтом АН СССР была принята равной $1,42*10^{-6}$ кал/см^2.сек [176].

По геологическому разрезу района были рассчитаны средневзвешенные значения коэффициента теплопроводности горных пород для одновозрастных и литологически однородных толщ с учетом соотношения их суммарных мощностей. Для различных интервалов глубины коэффициент теплопроводности изменялся в пределах от 1,73 до 1,98 ккал/м.час.град. По этим значениям теплопроводности и глубинного теплового потока определена температура породного массива на различных глубинах (табл. 4.7). Средневзвешенная величина геотермического градиента по всему разрезу составляет 2,8 °С/100 м, изменяясь от 2,6 до 2,7 в отложениях карбона и силура,

а в девонских отложениях - до 3 °С/100 м. Гидрогеологические условия района характеризуются достаточно широким распространением пресных надмерзлотных и подмерзлотных вод, а также соленых вод таликовых зон Валькарайской низменности [87, 112, 122, 161].

Надмерзлотные воды широко развиты на глубине 0,2-0,5 м лишь в летний период, когда они могут быть использованы для бытовых и технических нужд. В течение всего года для водоснабжения могут быть использованы надмерзлотные воды таликовых зон в пойменной части р. Рывеем. Мощность этих зон в середине зимы составляет от 4,5 до 7 м. Водовмещающие породы - гравийно-галечниковые отложения с песчаным заполнителем. По химическому составу это гидрокарбонатно-хлоридные кальциево-магниевые воды, минерализация - от 0,015 до 0,05 г/л. Расход в таликовых зонах 0,2-0,6 л/сек.

Подмерзлотные воды также перспективны для круглогодового водоснабжения. Они вскрыты гидрогеологической скважиной в зоне Приморского разлома на глубине 293 м. Водовмещающие породы - интенсивно трещиноватая песчано-сланцевая толща. Подмерзлотные воды обладают большим пьезометрическим напором, высота статического уровня над поверхностью земли +4,5 м. Пробная откачка воды из скважины давала расход 0,52 л/сек при полутора метрах понижения. Минерализация воды - до 0,4-0,5 г/л.

Таблица 4.7.

Теплофизические свойства и температура горных пород на различной глубине в районе прииска "Ленинградский"

Глубина, км	Краткая характеристика горных пород	Объемный вес, кг/м^3	Теплопроводность, ккал/м.час.град	Тепдоемкость, ккал/кг.град	Температура, °С
2 2,5	Переслаивание песчаников, глинистых сланцев и алевролитов, преобладают сланцы	2660 2660	1,65-1,80 1,65-1,80	0,22 0,22	45,3 58,8
3 3,5 4,0	Переслаивание песчаников, глинистых сланцев и алевролитов. Преобладают песчаники	2660 2660 2660	1,73-1,98 1,62-1,87 1,62-1,87	0,22 0,22 0,22	72,3 85,8 99,3
4,5 5,0	Известняки и доломиты с прослоями глинистых и известково-глинистых сланцев	2660 2660	1,65-1,91 1,73-1,94	0,24 0,24	112,8 125,5

По сейсмической активности северные районы Чукотки отнесены к территориям, где могут возникать землетрясения мощностью VII баллов, вызванные неотектоническими движениями в области Берингова и Чукотского морей. То есть все сооружения в районе должны быть рассчитаны на VIII-балльные сейсмические воздействия [165].

В целом природные условия района прииска "Ленинградский" можно было оценить как достаточно благоприятные для сооружения циркуляционной системы извлечения тепла Земли. Для получения рабочего теплоносителя, отвечающего основному назначению системы, подземный тепловой котел мог быть создан на относительно небольшой глубине в 2-3 км, где породный массив имел температуру 45-70 °С и был представлен песчаниковыми отложениями девонского и нижнекарбонового возраста с низкой фильтрационной способностью, толщиной монолитных слоев от нескольких сантиметров до 1-3 м и невысокими категориями по буримости (V и VI). При отсутствии разрывных нарушений породного массива в зоне циркуляционной системы не было оснований ожидать существенных потерь промывочной жидкости при бурении скважин и утечек воды за пределы зоны трещинообразования при эксплуатации подземного теплового котла.

При естественной проницаемости пород девона в пределах 10^{-3} - 10^{-4} Дарси утечки воды в окружающий трещиноватую зону массив должны были составить не более 2-4 $м^3$/час (около 1% общего расхода воды в системе). При указанных утечках поверхностные воды рек летом и подмерзлотные воды зимой вполне могли обеспечить водопотребление циркуляционной системы. В случае необходимости получения теплоносителя с температурой до 100 °С подземный тепловой котел мог быть создан на глубине 4-5 км в карбонатных породах силурийского возраста.

Исходя из структурно-гидрогеологических условий, наиболее благоприятным участком для сооружения циркуляционной системы любой глубины было ядро Вайпильгынской синклинали - слабодислоцкрованной структуры, достаточно удаленной от крупных разрывных нарушений. Естественно, что окончательному выбору места сооружения системы должен был предшествовать комплекс детальных геолого-геофизических исследований и изысканий. Основными задачами этих работ следовало считать: уточнение геолого-структурного строения, детализацию мерзлотно-гидрогеологических условий участка и подготовку площади под глубокое бурение первой скважины опытно-промышленной системы.

Горно-технические условия прииска "Ленинградский". Прииск «Ленинградский» входил в состав Полярнинского Горнообогатительного

комбината Союзного объединения «Северовостокзолото» МЦМ СССР. Основной населенный пункт – пос. Ленинградский Иультинского района Чукотского Национального округа Магаданской области. Ближайшие населенные пункты: пос. Полярный - 26 км, пос. Рыркайпий и Мыс Шмидта - 146 км.

Доставка основных грузов на прииск осуществлялась морем из портов Находка или Магадан до портов Эгвекинот или Мыс Шмидта (рейдовая разгрузка) а далее - тракторами и автомобилями по зимней трассе Эгвекинот - Иультин (208 км), Мыс Шмидта - Полярный (120 км) - Ленинградский (26 км). Авиатранспортом грузы доставлялись через аэропорт Мыс Шмидта, принимающий тяжелые самолеты.

Разрабатываемые прииском "Ленинградский" россыпные месторождения относились к Полярнинскому золотоносному району и были расположены в нижнем течении реки Рывеем. Торфа, мощность которых колебалась от 17 до 26 м, представлены двумя горизонтами: верхний – илисто-льдистый с гравием, мелкой галькой, щебнем и песком, мощностью от 4 до 12 м; нижний - галично-гравийно-песчаный с незначительным содержанием ила и глин, мощностью 5-10 м.

Золотоносный пласт литологически не выделялся, граница его устанавливалась по данным опробования. Он был представлен щебнем коренных пород с обильной вязкой глиной, галечником; в небольшом количестве присутствовали дресва, песок. Мощность пласта песков, в основном, колебалась от I до 2 м. Пески россыпи в зависимости от количества примесей средне- и труднопромывистые. Валуны встречались редко (до 2%**).** Плотик россыпи ровный, легко разрабатываемый. Уклон его порядка 0,004.

Разработка Рывеемской россыпи велась подземным и. открытым способами. Подземная добыча песков производилась круглогодично (в течение 300 дней) при суточной производительности 1700 м^3. За год отрабатывались два шахтных поля с общим объемом добычи 500 тыс.м^3 в год. Удельные затраты по очистным работам за 1970 г. составили 17,82 руб/м^3.

При открытой разработке торфа вскрывались послойно с оттайкой их за счет солнечной радиации, а в ряде случаев с применением буровзрывных работ. Вскрыша производилась бульдозерами. Суммарные затраты на вскрышу торфов в 1970 г, составили 3294 тыс. руб. Удельные затраты при оттайке солнечной радиацией - 0,82 руб/м^3, а с применением буровзрывных работ - 4,15 руб/м^3. Добыча песков открытым способом производилась с затратами 3-6 руб/м^3.

Золотоносные пески промывались на промприборах, работающих, в основном, только в летний период в течение 80-100 дней, Мерзлые пески,

добываемые подземным способом, в зимний период, складировались на поверхности в отвалы. С наступлением промывочного сезона выполнялась разваловка отвалов бульдозерами, что ускоряло их оттайку под действием солнечной радиации. В 70-тые годы на прииске заканчивалось строительство сезонной обогатительной фабрики производительностью 500 тыс.м^3/год. Для увеличения продолжительности промывочного сезона был построен зимний промывочный прибор производительностью 500 м^3/сутки. Стоимость промывки песков на промприборе составляла 2-4 руб/м^3, на обогатительной фабрике – 3-6 руб/м^3.

Теплоснабжение прииска обеспечивалось котельной на 8 т пара в час. Для отопления жилого поселка на 2000 жителей и промзоны прииска было предусмотрено строительство двух котельных общей производительностью 20 т пара в час и стоимостью 910 тыс. руб. Затраты на 1 Гкал при работе котельной на угле Беринговского месторождения составляли 40 рублей. Стоимость привозного угля Беринговского или Сахалинского месторождений - 100 руб. за 1 тонну франко-прииск.

Для обеспечения технологических потребностей обогатительной фабрики в тепле (отопление и вентиляция отделения амальгамации, подогрев воды во время съема металла, подогрев транспортеров во избежание пробуксовки во время заморозков, отпарка оборудования во время ремонтов и местное отопление) проектировалось строительство отдельной котельной паропроизводительностью 630 кг/час.

Энергоснабжение прииска Ленинградский осуществлялось от дизельной электростанции, расположенной в поселке Полярном, мощностью 4800 кВт. Она связала с прииском линией электропередачи напряжением 35 кВ. Стоимость электроэнергии составляла 10,8 коп./кВт.час.

Источником водоснабжения прииска Ленинградского являлась река Рывеем. Минимальный расход воды в августе составлял 3 м^3/сек, что полностью обеспечивало бы водопотребление циркуляционной системы в период с мая по сентябрь, в течение 130-150 дней. В зимнее время водопотребление системы было возможно за счет подземных вод с производительностью до 1 л/сек.

Экономико-математическое моделирование и оптимизация параметров циркуляционных систем извлечения тепла Земли. В отличие от многих других энергетических установок циркуляционные системы извлечения, тепла Земли характеризуются отсутствием однозначной зависимости технологических параметров от конструктивных. Одни и те же значения теплопроизводительности, срока службы системы и конечной

температуры воды могут быть получены при различных комбинациях глубины заложения подземного теплового котла, объема зон фильтрации, мощности и количества зарядов и т.п. При этом, естественно, будут изменяться и экономические показатели циркуляционных систем. Все это делает необходимой оптимизацию параметров систем по экономическим показателям при соблюдении определенных ограничений, что представляет собой весьма распространенную задачу в современных инженерно-экономических исследованиях.

Важнейшим этапом оптимизации является разработка экономико-математической модели, позволяющей исследовать поведение целевой функции в широком диапазоне изменения определяющих ее переменных с использованием возможностей современной вычислительной техники [10, 142, 186].

Впервые в СССР и по информации автора впервые в мировой геотермальной энергетике им была создана имитационная экономико-математическая модель циркуляционной системы извлечения тепла Земли на базе подземного теплового котла, созданного ядерными взрывами (рис. 4.5).

В качестве целевой функции принято аналитическое выражение приведенных затрат на извлечение 1 Гкал тепла, а в качестве критерия оптимальности - минимум этих затрат, что соответствует общепринятой методике [88, 115, 144, 179].

В модели приняты следующие условные обозначения: H - глубина от поверхности до центра подземного теплового котла, км; $H_п$ - глубина от поверхности до центра верхнего заряда, км; m - количество зарядов в одной скважине; $П_с$ - количество скважин; W - мощность единичного заряда, кт; $\xi_г$ - безразмерная граничная проницаемость массива горных пород на контуре котла; $\xi_е$ - безразмерная естественная проницаемость массива до взрыва; $\xi_о$ - проницаемость массива горных пород на контуре трубы обрушения, дарси; g - заданная теплопроизводительность системы, Гкал/час; τ - полный срок эксплуатации системы, час; τ_1 – срок эксплуатации системы в режиме $t_в = t_п$, час; τ_2 - то же при $t_в < t_п$, час; $R_п$ - радиус полости, м; $R_{тр}$ - радиус зоны трещинообразования, м; $R_с$ - радиус сейсмического воздействия одиночного взрыва, км; R_1 - расстояние от середины контура граничной проницаемости до осей скважин, м; $t_в$ - температура воды на выходе из котла, °С; $t_в^1$ - текущее (по каждой итерации) значение температуры воды на выходе из котла, °С; $t_п$ - естественная температура горных пород, °С; $t_х$ - температура воды на входе в котел, °С; l - половина расстояния между скважинами, м; b - половина максимальной ширина зоны фильтрации, м; S - боковая поверхность зоны фильтрации, м^2; V - объем пород в границах зоны фильтрации, м^3;

$C_п$, $C_в$ - удельная теплоемкость горных пород и воды, ккал/кг.°С; $\gamma_п$, $\gamma_в$ - объемный вес горных пород и воды, кг/м^3; $\lambda_п$ - теплопроводность горных пород, ккал/м.час.°С; A_1, A_2 - расход воды в периоды τ_1, и τ_2 работы систем, м^3/час; A_m - максимальный расход воды, м^3/час; β_1, β_2,...β_τ - расчетные коэффициенты, характеризующие свойства горных пород к воды; $L_с$ - длина одной скважины, км; $L_т$ - длина теплотрассы, км; $d_т$ - внутренний диаметр труб теплотрассы, м; σ - акустическая жесткость горных пород, кг.сек/см^3; $\eta_н$ - коэффициент полезного действия насоса; Е - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; $a_с$ - средняя стоимость проходки 1 км скважины глубиной $L_с$, руб.; $К_с$, $К_п$ – капиталовложения на сооружение одной скважины и всего подземного комплекса, тыс. руб.

$К_н$, $К_о$, $К_т$, $К_{пв}$ — капиталовложения на сооружение соответственно насосной станции, теплообменника, теплотрассы, всего поверхностного комплекса, тыс. руб.; К - суммарные капиталовложения на сооружение циркуляционной системы, тыс. руб.; $З_п$, - годовой фонд заработной платы обслуживающего систему персонала, тыс. руб./год; М - затраты на материалы для работы циркуляционной системы, тыс. руб./год; $H_р$ – накладные расходы, тыс. руб./год; $Р_к$ - затраты на капитальный и текущий ремонты, тыс. руб./год; $У_в$ - услуги вспомогательных цехов, тыс. руб./год; $А_з$ - амортизационные отчисления, тыс. руб./год; P - стоимость электроэнергии, руб./квт.час;

$Э_с$, $Э_к$, $Э_т$ - годовые затраты по электроэнергии на прокачку воды через скважины, котел, теплотрассу, тыс. руб./год; $Э_э$ - суммарные годовые затраты на электроэнергию, тнс. руб./год; Z - годовые затраты на прокачку теплоносителя через каждый 1 км скважины или теплотрассы, тыс. руб./год;

З - годовые эксплуатационные расходы, тыс. руб./год; С - приведенные затраты на извлечение тепла, руб./Гкал.

В качестве независимых переменных, различные комбинации которых подлежат оптимизации по критерию минимума приведенных затрат, выбраны следующие семь параметров:

1) глубина заложения котла - H,
2) мощность единичного заряда - W,
3) количество зарядов в одной скважине - m,
4) количество скважин в системе - $n_с$,
5) граничная проницаемость массива на контуре зоны фильтрации - $\xi_г$
6) срок эксплуатации системы - τ,
7) теплопроизводительность системы – g.

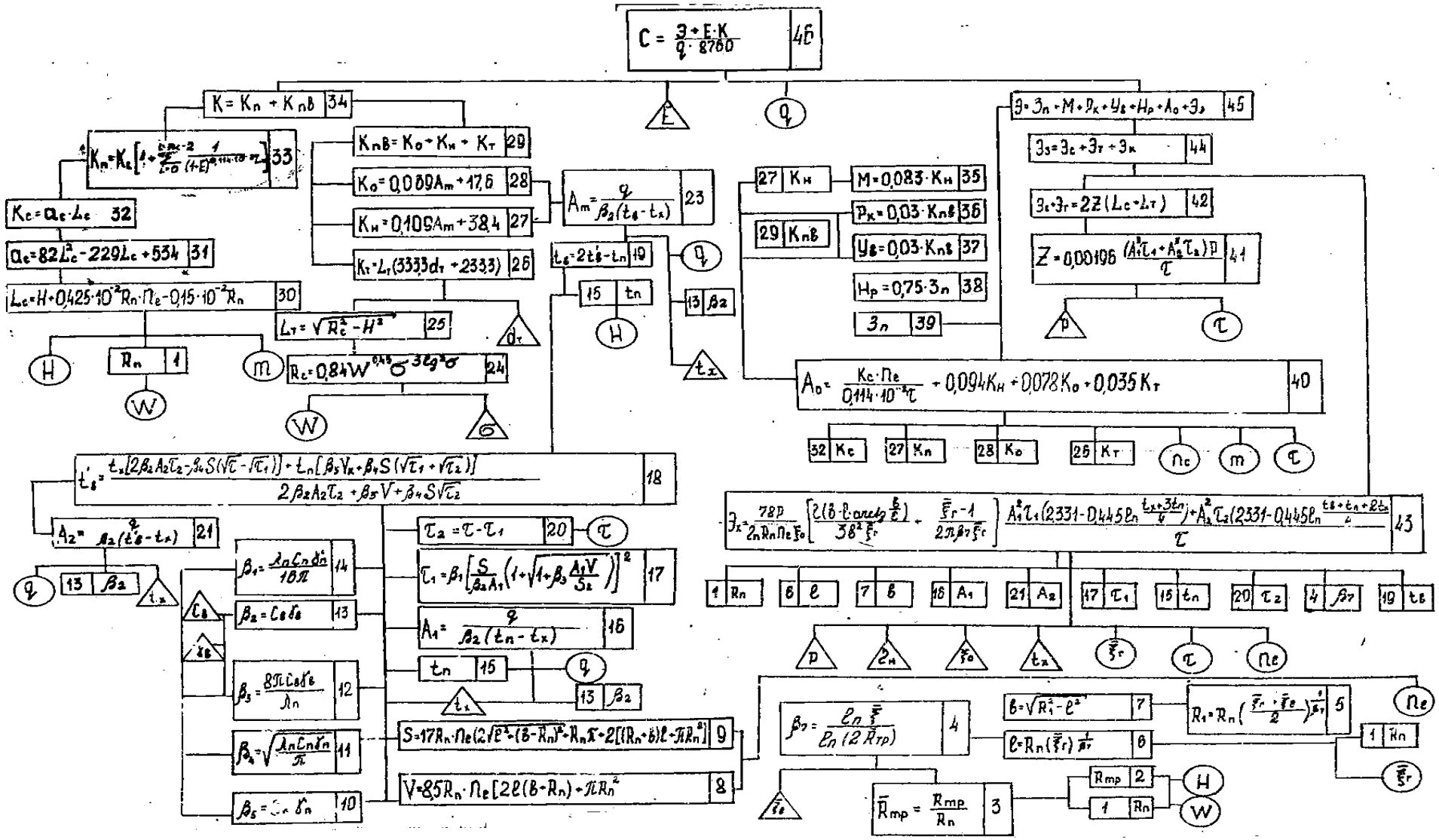


Рис. 4.5. Экономико-математическая модель циркуляционной системы извлечения тепла Земли

На рисунке 4.5. обозначения независимых переменных выделены окружностями.

В модели используется также ряд величин, не изменяющихся в пределах расчета того или иного варианта системы (то есть комбинации независимых переменных). Они делятся на три группы и характеризуют:

а) природные условия - $t_п$, $\gamma_п$, $\lambda_п$, $C_п$,$\xi_е$ и др.;

б) конструкцию системы - $R_п$, $R_{тр}$, $\xi_о$ и др.;

в) экономические и технологические условия - t_x, P, E и др.

Часть этих величин являются в нашем анализе константами (на рис. 4.5. отмечены треугольниками) и имеют конкретные значения.

Циркуляционная система извлечения тепла Земли характеризуется сложными физическими связями и определяется многими независимыми параметрами. В этих условиях точное аналитическое решение оптимизационных задач связано с непреодолимыми трудностями. Наиболее простым способом приближенного решения является метод последовательного перебора вариантов, соответствующих всевозможным сочетаниям независимых переменных, и сравнения их по экономическим показателям [131, 141, 156]. Блок-схема оптимизации параметров системы на база разработанной выше экономико-математической модели показана на рисунке 4.6.

Расчеты производились с перебором вариантных (шаговых) значений независимых переменных величин в определенном их диапазоне и следующей последовательности:

1) изменение срока эксплуатации системы – τ: 2 - 4 - 6 - 8 - 10 - 12 - 14 - 16 - 18 - 20 лет;

2) изменение граничной проницаемости массива на поверхности зоны фильтрации - $\xi_г$: 1,0 - 3,16 - 10,0 - 31,6 - 100 миллидарси;

3) изменение числа скважин - $n_с$: 2 - 3 скв.;

4) изменение количества зарядов, размещаемых в каждой скважине – m: 1– 2 – 3 – 4 - 5 зар.;

5) глубина заложения подземного котла – H: 2 – 3 – 4 - 5 км;

6) теплопроизводительность системы – g: - 10 - 15 - 20 - 25 Гкал/час;

7) мощность единичного заряда – W: 50 - 100 - 150 - 200 - 250 кт.

В начале осуществляется цикл расчетов по τ при первых значениях остальных переменных - выясняется, при каком из 10 вариантов срока эксплуатации приведенные затраты оказываются наименьшими. Затем на один шаг меняется граничная проницаемость $\xi_г$ и повторяется цикл по τ. После перебора всех значений $\xi_г$ на один шаг меняется следующая переменная - $n_с$, а циклы по τ и $\xi_г$ повторяются и т.д.

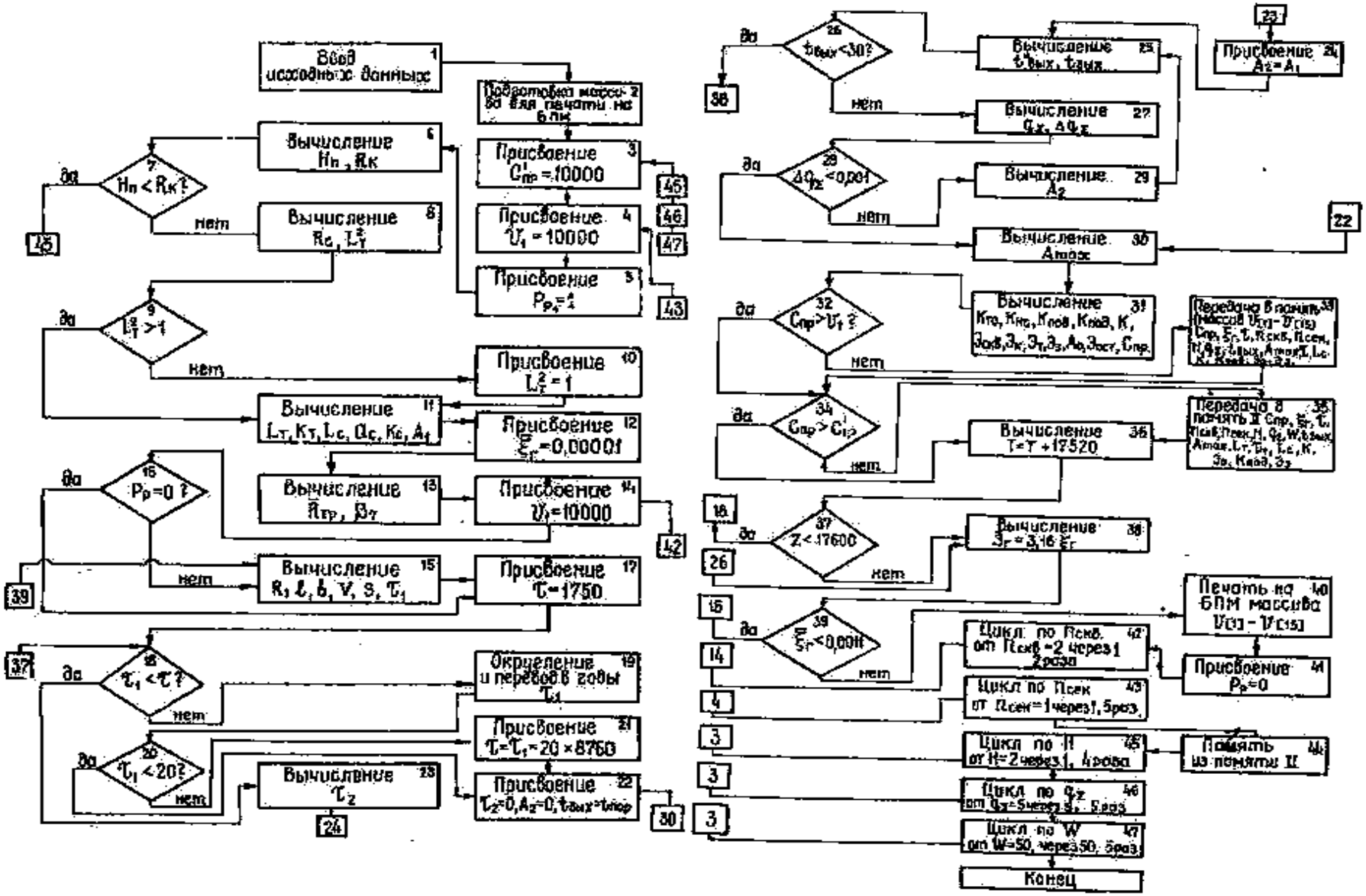


Рис. 4.6. Блок-схема оптимизации параметров циркуляционной системы извлечения тепла Земли

Таким образом, общее количество вариантов, соответствующее числу сочетаний независимых переменных, для которых производится определение по экономико-математической модели, составляет 10x5x2x5x4x5x5 = 50000. Для выполнения столь большого объема расчетов использовалась ЭВМ типа "Минск-22". Программа была составлена на языке АКИ (автокод инженер) и реализована с выводом на печать БПМ (быстродействующий печатающий механизм) значений конструктивных, технологических параметров и экономических показателей.

В качестве технических ограничений в алгоритме задач приняты два требования:

а) расчетная температура вода на выходе из системы должна быть $t_в$>30 °С;

б) глубина заложения верхних зарядов в скважинах $H_п$ должна обеспечивать при их расчетной мощности W взрыв полного камуфлета, то есть должна быть больше радиуса его разрушительного действия $R_к$.

При несоблюдении этих требований программа предусматривает прекращение расчета и переход к следующим шаговым значениям соответствующих независимых переменных.

В результате выполненных расчетов из всех 50 тыс. вариантов циркуляционной системы наиболее выгодным оказался вариант 58 (рис. 4.7), характеризующийся следующими параметрами и показателями:

теплопроизводительность - g = 25 Гкал/час;

срок эксплуатации – τ = 20 лет;

температура воды на выходе - $t_в$ = 57 °С.

4.2.4. Экспериментальные работы по освоению тепла недр

В 1974 г. на опытном полигоне ЛГИ вблизи г. Выборга в гранитном массиве на глубине 30 м тремя взрывами химического ВВ по 113 кг была создана натурная модель циркуляционной системы с искусственной зоной фильтрации [98]. Объем этой зоны по результатам вертикального электрического зондирования оценивался в 500 м^3. В нагнетательную скважину подавалась нагретая вода и оценивалась степень нагрева массива.

В 1979 г. закончено обустройство этой натурной модели, включающей более 10 гидравлических и наблюдательных скважин. Камуфлетными взрывами в трех скважинах была создана серия трещин, по которым организована фильтрация теплоносителя. На первом этапе массив гранитов прогревался за счет закачки горячей воды. Основной эксперимент шел на втором этапе — прокачке холодной воды и ее нагреве в процессе фильтрации в искусственно

созданной зоне теплоотбора. Результаты исследований [21] позволили уточнить некоторые количественные зависимости и еще раз получить качественную картину хода процессов аккумуляции и экстракции тепловой энергии в горных породах.

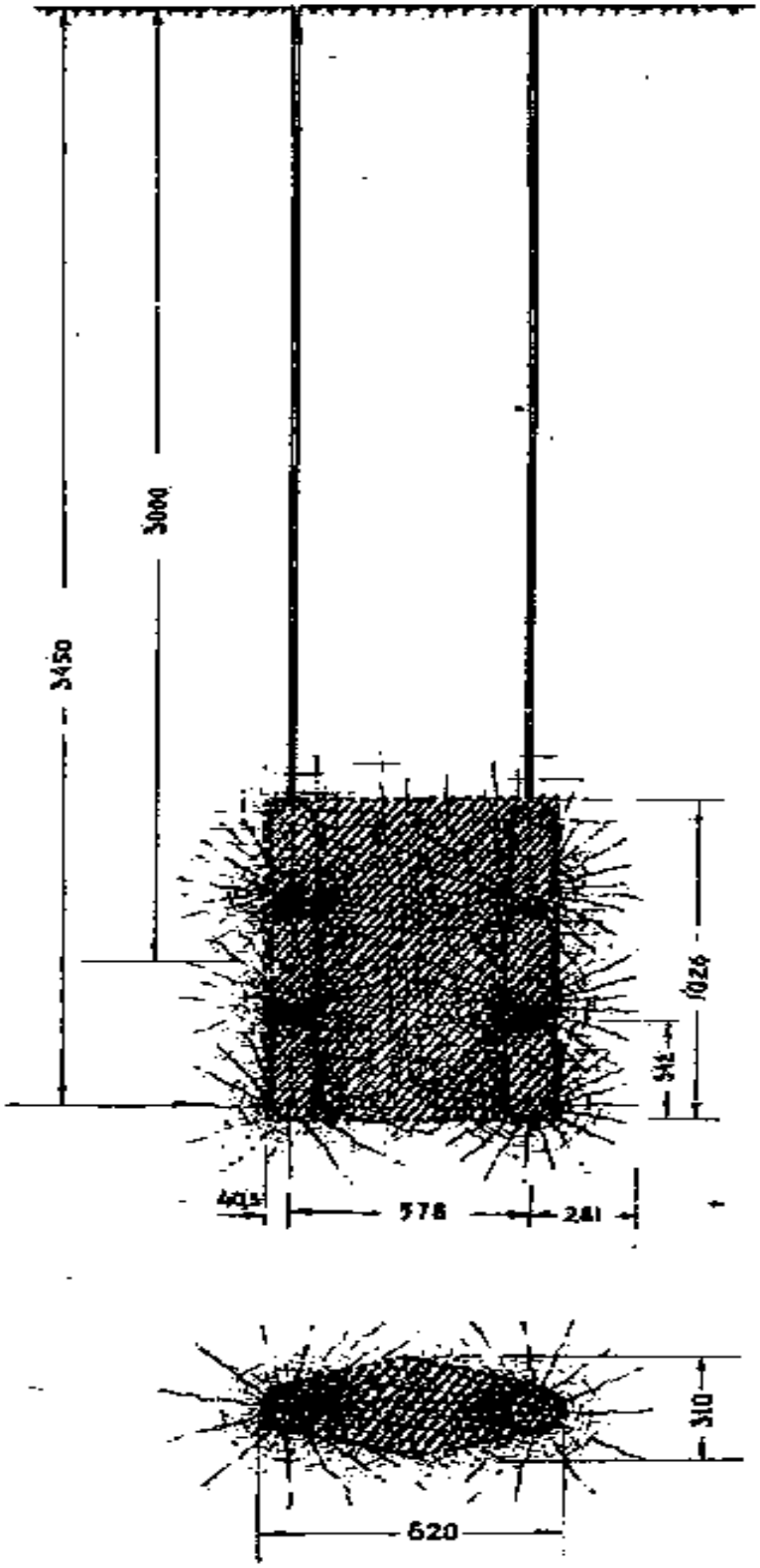


Рис. 4.7. Основные конструктивные параметры циркуляционной системы извлечения тепла Земли с тепловым котлом, образованным ядерными взрывами (в условиях прииска «Ленинградский»)

В 1981 г. впервые в СССР были проведены экспериментальные работы по обеспечению циркуляции теплоносителя в естественном пористом коллекторе [1]. Ханкальское месторождение термальных вод в Чечено-Ингушской АССР отрабатывалось фонтанным способом начиная с 1974 г.

После существенного повышения дебита скважин избыточный напор снизился. Эксперимент проводился в течение 6 месяцев. Горячая вода с температурой 90-95 °С, получаемая из добычных скважин, поступала в теплицы. Отработанный теплоноситель с температурой 35-45 °С закачивался в XIII пласт по четырем нагнетательным скважинам. Расстояние между разноименными скважинами составляло от 500 до 1000 м. За период эксперимента было закачано 620 и добыто 710 тыс. $м^3$ геотермального теплоносителя при максимальном расходе 0,065 $м^3/с$. Это позволило получить дополнительно (по сравнению с добычей предыдущего года) 260 тыс. $м^3$ горячей воды, т. е. отпустить потребителю 50 тыс. ГДж, заменив более 2 тыс. т условного органического топлива.

26 сентября 1977 г. произошло событие, которое по своему значению для энергетики будущего можно поставить в один ряд с созданием первого атомного реактора. Фонтан пара, полученный при испытании геотермальной системы с искусственным коллектором на участке Фентон Хилл в 32 км от Лос-Аламоса, продемонстрировал реальную возможность освоения практически неисчерпаемых ресурсов теплоты горных пород.

Опытная циркуляционная система (рис. 4.8) включалат две скважины, забои которых сближены методом направленного бурения в почти непроницаемой ($10^{-19}м^2$) толще гранодиоритов с температурой 185 °С. При нагнетании воды насосным агрегатом с напором около 12,5 МПа в одной из скважин на глубине 2758 м осуществлен гидравлический разрыв массива с образованием вертикальной трещины радиусом 140 м и площадью около 8000 $м^2$. Наклонная ветвь второй скважины пройдена примерно в центр этой трещины на глубине 2673 м. Использованная для опытной системы технология бурения и гидроразрыва широко применялась при разработке нефтяных месторождений.

К концу 1978 г. общее время циркуляции с извлечением теплоты пород составило более 250 сут. При этом вода нагревалась в трещине до 160°С. Испытания системы были закончены в апреле 1979 г., после 75 сут. непрерывной эксплуатации. При циркуляции в замкнутом контуре под давлением температура перегретой воды перед воздушным теплообменником на поверхности достигала 160—180°С, а тепловая мощность системы – 4-5 МВт. Утечки теплоносителя в окружающий массив составляли около 1% общего расхода, а по концентрации механических и химических примесей (до

0,2 г/л) он соответствовал кондициям пресной питьевой воды. Трещина гидроразрыва не требовала крепления и поддерживалась в раскрытом состоянии гидростатическим давлением жидкости. В результате эксперимента не было обнаружено ни повышения сейсмической активности, ни каких-либо иных вредных воздействий на окружающую среду и были освоены технические средства бурения и гидроразрыва, аппаратура для полевых испытаний и геофизических измерений при температуре до 250 °С.

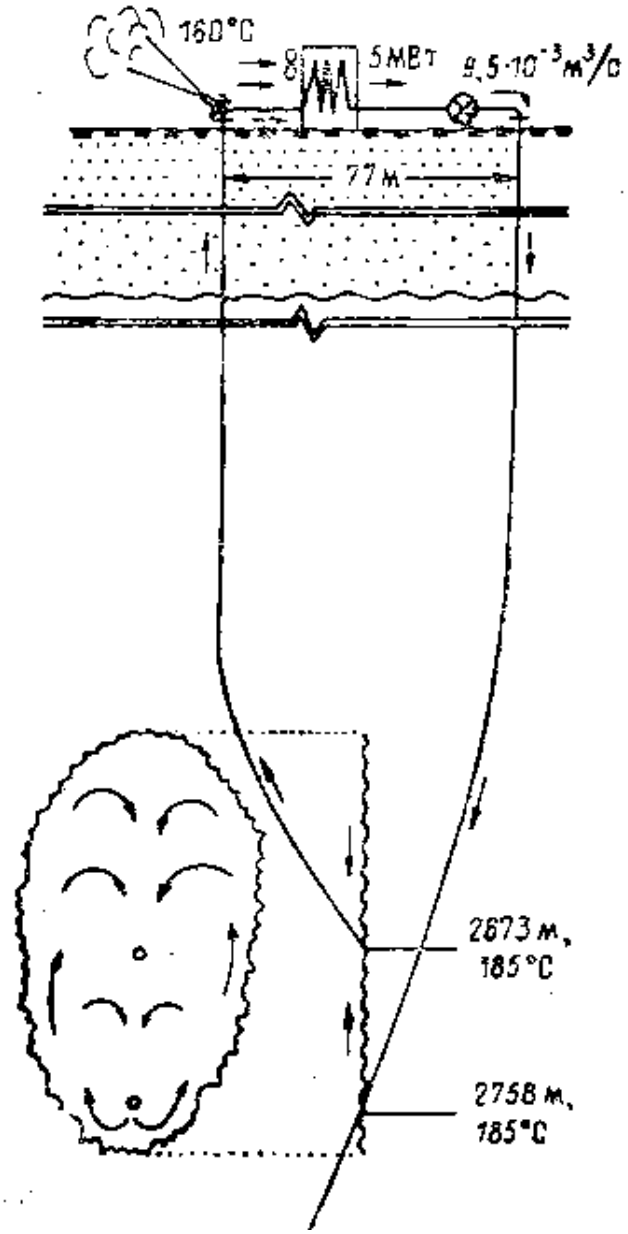


Рис. 4.8. Схема экспериментальной циркуляционной системы с трещинами гидроразрыва на участке Фентон Хилл (США) [57].

С целью распространения этих работ в США была утверждена Федеральная программа освоения геотермальной энергии. Она включала создание подобных систем в других районах, отличающихся от Фентон Хилл

геологическими условиями и технологией использования. В частности, сооружение в 1985—1986 гг. первой промышленной циркуляционной системы технологического теплоснабжения одного из крупных предприятий, а к 1990 г. строительство первой ГеоТЭС в условиях слабопроницаемых пород, после чего ожидалось быстрое промышленное освоение циркуляционных систем в США и экспорт новой геотермальной технологии в другие страны. Программа должна была осуществляться в сотрудничестве с Италией, Японией, Францией, ФРГ, Англией и другими странами.

Широкая программа работ по освоению геотермальных ресурсов планировалась к реализации в Великобритании. Был проведен эксперимент по добыче теплоты слабопроницаемых горных пород. Предварительно получены положительные результаты, что позволило наметить на 1990 г. начало промышленного освоения этого экономически выгодного источника энергии.

В эти годы наблюдался определенный прогресс в попытках освоения геотермальных ресурсов слабопроницаемых горных пород в странах — членах СЭВ. Так, в Чехословакии планировалось строительство опытно-промышленной системы с искусственным коллектором. В одном из районов Чехии был выделен локальный участок, где на глубине около 2 км залегали монолитные породы с температурой 60-80 °С. Предполагалось пробурить две скважины и создать искусственную зону теплоотбора. В Румынии было намечено строительство в области Бихор циркуляционной системы извлечения тепла Земли с естественным коллектором. Однако если бы геологический прогноз не подтвердился, то предусматривалось создание искусственного коллектора методом гидроразрыва.

5. МИРОВОЙ ОПЫТ ОСВОЕНИЯ ТЕПЛОТЫ НЕДР

5.1. СОСТОЯНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БАЗЫ

Развитие отечественного и мирового хозяйства базируется на быстро растущем потреблении природных ресурсов и в первую очередь топливно-энергетических. Численность населения только за 30 лет (1950-1980 гг.) повысилась в 1,7 раза, а энергопотребление возросло в 3,6 раза. С 1980 г. по 2017 г. (37 лет) численность населения планеты возросла тоже в 1,7 раза (с 4385 до 7533 млн. человек), а энергопотребление выросло в 2,4 раза (с 7300 до 17400 млрд. кВт.ч). Такое бурное развитие энергетики возможно только на основе полной ее обеспеченности сырьевой базой.

Мировые топливно-энергетические ресурсы оцениваются по-разному: оптимистические прогнозы характеризуют ситуацию как достаточно серьезную, но не угрожающую существованию человека; пессимистические предсказывают энергетический тупик. Довольно сходные оценки характеризовали традиционные энергоресурсы на 70-тые – 80-тые годы XX века (табл. 5.1). Доминирующую роль в них играли горючие полезные ископаемые — от 7-8 до 11-13 трлн. т у.т. Гидроресурсы рек (от 1 до 4 млрд. т у.т./год) не могли иметь главного значения в топливно-энергетическом балансе мира, но при суммировании их на период 50-100 лет получались величины, сопоставимые с ресурсами нефти или газа. Разноречивы и не очень благоприятны были оценки ресурсов урана для атомных электростанций — от 60 до 300 млрд. т у.т. Серьезные надежды возлагались на разработку новых средств и принципов получения энергии на ядерном топливе.

Динамика производства топливно-энергетических ресурсов за 80 прошедших (1900-1980 гг.) и 40 прогнозируемых (1980-2020 гг.) лет (рис. 5.1) выдвигает всевозрастающие требования к состоянию и развитию сырьевой базы. Общая оценка, проведенная XI конгрессом МИРЭК [200], свидетельствует о достаточно надежной обеспеченности мира традиционными энергоресурсами.

Однако следует выделить три особенности их состояния и использования:

- несоответствие современной структуры энергопотребления его ресурсной обеспеченности;
- истощение сырьевой базы энергетики в большинстве стран, имеющих наиболее высокий уровень энергопотребления;
- неизбежность нарастающего удорожания производства энергетических ресурсов и их транспортировки к потребителю.

Таблица 5.1.

Мировые традиционные топливно-энергетические ресурсы [111, 121, 143, 180, 200, 210, 230]

Источник (автор) прогноза	Горючие полезные ископаемые, трлн. т у.т.					Гидроресурсы рек, [1] млрд. т у.т./год	Уран, трлн. т у.т.
	всего	уголь	нефть	природный газ	нефть в сланцах и песчаниках		
XI конгресс МИРЭК (1980 г.)	7 [2] - 13,1 [3]	5,5 [2] - 10,9 [3]	0,49 [2]	0,36 [2]	0,65 [2]	2 - 3	-
Комиссия по экономии энергии и энергоресурсов (в рамках МИРЭК)	-	10,1[3]	0,37 2	0,39 [2]	1 - 1,2 [2]	2,6	0,07 [2] - 0,29 [3]
Н. В. Мельников	11 - 12,8 [3]	8 - 11 [3]	0,7 - 0,8 [3]	0,6 - 0,7 [3]	-	3	0,8 [3]
Л. А. Мелентьев [2]	7 - 8	6 - 6,5	0,25 - 0,65	0,3 - 0,45	-	3 - 3,5	-
В. А. Кириллин	3,8 [2] - 12,8 [3]	2,9 [2] - 11,2 [3]	0,37 [2] - 0,74 [3]	0,5 [2] - 0,63 [3]	-	1 [2] - 4[3]	-
Л. Кристоферсон [3]	51,2	14,2	1,1	0,3	35,6	3	0,185
Зоран Зарич [4]	10,7	10	0,3	0,2	0,2	1,3 - 8,6 [3]	0,06
Г. Бишофф [4]	12	10,1	0,36	0,28	1,1	-	0,1

[1]Гидроресурсы рек определены из расчета 0,123 кг условного топлива на 1 кВт.ч,

[2]Извлекаемые ресурсы.

[3]Общее количество ресурсов.

[4]Вероятные запасы.

Около 50% энергопотребностей в мире тогда покрывалось за счет использования нефти (табл. 5.2), при том, что ее доля в ресурсной базе составляла 7-8% и даже с учетом нефтеносных сланцев и песчаников не превышала 15%. Тем не менее, прогнозировалось сохранение абсолютного значения ее добычи. В то же время при удельном весе угля в мировых энергоресурсах 70-80% его доля в энергетическом балансе оставалась в пределах 29%.

Для исправления такой диспропорции значительную часть (35%) прироста производства топливно-энергетических ресурсов до 2000 г. прогнозировалось осуществить за счет повышения добычи угля, что потребовало бы крупных инвестиций в эту и смежные с ней отрасли, определенной перестройки инфраструктуры, изменения технологии использования и радикальных решений проблемы отрицательного воздействия на окружающую среду. Прогнозируемое ранее на 2000 г. удвоение добычи природного газа делало бы существенным (до 25%) его вклад в прирост общего производства топливно-энергетических ресурсов; для этого страны мира должны были бы использовать около 50% разведанных запасов [200], а к 2020 г. отработать их полностью. Однако следует отметить, что при сохранении годового прироста разведанных запасов на уровне 80-ых годов (1,3 млрд. т у.т.) такое повышение газодобычи, по-видимому, было бы оправдано. Тем не менее, к 2020 г. могло быть израсходовано более 30% мировых ресурсов природного газа [200].

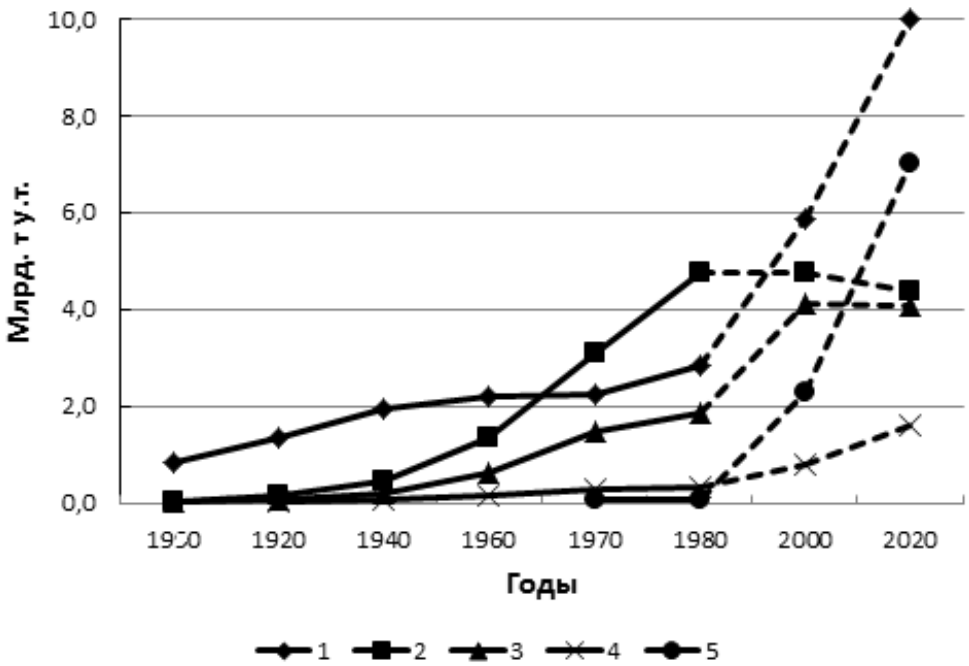


Рис. 5.1. Мировое производство энергетических ресурсов [200, 201, 202]

1 – уголь; 2 – нефть; 3 – природный газ; 4 – гидроэнергия; 5 – ядерная энергия

Таблица 5.2.

Прогнозы производства топливно-энергетических ресурсов (млрд. т у.т./год) в мире [143, 146, 200]

Источник (автор) прогноза и год прогнозирования	Всего	Уголь	Нефть	Природный газ	Нефть в сланцах и песчаниках	ГЭС	АЭС	Нетрадиционные источники (возобновляемые)
XI конгресс МИРЭК (1980):								
1979 г.	9,56	2,74	4,69	1,84	-	0,29		-
2000 г, (средний вариант)	18,1	5.7	4,7	4,0	0,5	0,75	2,2	0,25
2020 г.	29,8	9,2	4,3	4,0	1,3	1,6	6,8	2,6
Комиссия по экономии энергии и энергоресурсов (в рамках МИРЭК):								
1985 г.	16,7	3,94	7,4	2,64	-	0,82	0,79	1,11
2000 г.	23,6	5,82	6,68	4,9	0,14	1,16	3,0	1,9
2020 г.	34,2	8,87	3,63	4,28	1,37	1,92	10,73	3,4
Л. А. Мелентьев:								
1985 г.	16,6	3,91	7,4	2,6	-	0,8	0,8	1,1
2000 г.	17,6 - 23,5	4,3 - 5,8	5,5 - 6,7	2,3 - 4,9	-	1,1 - 1,2	2,8 - 3,0	1,6 - 1,9

По прогнозам X конгресса МИРЭК (1977 г.) главную роль в будущем энергобалансе мира должна была играть атомная энергия. Однако уже в 80-х годах стала очевидной некоторая несостоятельность этих прогнозов. Более реальные, по мнению специалистов [200], предположения были сделаны на XI конгрессе МИРЭК: до 12% использования атомной энергии к 2000 г. и до 23% к 2020 г., что составляло бы соответственно 24 и 39% от прогнозируемого прироста энергопотребления мира. При однократном использовании ядерного горючего потребность в уране уже в начале следующего века может превысить его разведанные запасы. Намечаемый тогда ввод реакторов-размножителей до 2000 г. видимого эффекта не даст, а к 2020 г., возможно, снизит потребность в уране только на 25%.

Таким образом, следует еще раз отметить существенное несоответствие структуры производства и потребления энергии состоянию и структуре топливно-энергетической сырьевой базы не только в 80-тые годы, но и по сложившимся тенденциям прогнозов на перспективу.

Второй особенностью состояния и использования традиционных энергетических ресурсов мира являлось их истощение в странах с максимальным потреблением (без СССР). Обеспеченность добычи и потребления этих ресурсов в наиболее развитых капиталистических странах к 1981 г. (табл. 5.3) несомненно вызывала необходимость существенного импорта топлива.

Таблица 5.3.

Обеспеченность традиционными энергетическими ресурсами (доказанными запасами) наиболее развитых капиталистических стран на 1981 г. (по данным [200, 202])

Показатель	США	Велико-британия	ФРГ	Франция	Япония
Доказанные запасы, млрд. т у.т.:					
уголь (достоверные)	305	99	99,5	1,4	7,63
нефть	4,02	2,03	0,047	0,014	0,01
природный газ	5,61	0,74	0,175	0,077	0,023
Обеспеченность при сохранении уровня 1981 г., лет[1]:					
уголь	620/590	1100/990	1600/830	100/36	280/48
нефть	7/4	16/18	8/0,3	6/0,1	14/0,04
природный газ	8/8	17/13	8/3	9/3	16/0,7

[1] Числитель — на добычу, знаменатель — на потребление

Третья особенность традиционных энергетических ресурсов в этот период - неизбежность роста капиталовложений и эксплуатационных затрат на их производство: по некоторым оценкам только капиталистическим и развивающимся странам до 2000 г. потребовали бы израсходовать около 10 трлн. долл. (включая электроэнергетику и сети - 4,7 трлн. долл.).

Характерен пример изменения структуры капиталовложений в отрасли топливно-энергетического комплекса (ТЭК) США. С 1970 по 1981 г. общие капиталовложения возросли с 21 до 103 млрд. долл., т. е. в 5 раз, при этом на электроэнергетику - с 13 до 36 млрд. долл. (в 2,8 раза), а на топливную - с 8 до 67 млрд. долл. (в 8,4 раза). В мировом производстве величина капиталовложений в добычу, преобразование, транспорт и распределение энергоресурсов составляла 135-140 млрд, долл./год и к 2030 г., возможно, должна была повысится в 6-10 раз [124]. Прогнозная капиталоемкость топлива на замыкающих месторождениях увеличится с 20-100 руб./т у.т. по нефти и газу в 1980 г. до 30-150 и 80-250 руб./т у.т. в 2000 и 2020 гг. (по Ближнему Востоку и без него), а по углю - с 40-100 руб./т у.т. в 1980 г. до 50-130 и 60-150 руб./т у.т. в 2000 и 2020 гг. (по основным производителям и Западной Европе). Соотношение среднегодовых темпов роста капиталовложений и потребностей для топливно-энергетических ресурсов по оценкам ИСА (Международного института прикладного системного анализа) в следующие 30 лет будет возрастать от 1,6 до 2,2 [65]. Предельные затраты на добычу топлива в различных районах мира увеличатся с 10-30 руб./т у.т. в 1975 г. до 80-115 руб./т у.т. в 2030 г. для нефти и газа (без Ближнего Востока и Северной Африки) и с 15-70 до 30-150 руб./т у.т. для угля [124].

Особое влияние на экономику производства и доставку топливно-энергетических ресурсов в 70-тые – 80-тые годы оказывал транспорт. Протяженность магистральных нефтепроводов с 1970 по 1981 г. в США увеличилась от 244 до 301 тыс. км, в Великобритании - от 1,6 до 3,2 тыс. км, а газотранспортных магистралей в США - от 407 до 460 тыс. км, в ФРГ- от 22 до 36 тыс. км. Крупномасштабная добыча газа была возможна в основном на удаленных от промышленных центров территориях. Длина газопроводов достигала 8 тыс. км (Аляска - центральные районы США), морских трасс – 12 тыс. км (эмират Аму-Да-би - Япония). Транспортные расходы на уголь тогда уже стали сопоставимыми с затратами на его добычу (внутри страны от 50 до 120%), а при импорте его в страны Северо-Западной Европы в 2,5-3 раза превысили себестоимость добычи [200].

Все сказанное свидетельствовало о необходимости обратить серьезное внимание на нетрадиционные (возобновляемые) источники энергии. Интерес к ним в эти годы значительно усилился. К сожалению, он в основном

ограничивается гипотетическими предположениями, разработками, не выходящими за стены лабораторий, или экспериментальными установками. В лучших случаях эти ресурсы получали промышленное использование (даже весьма давнее, в частности геотермальная энергия), но в пренебрежимо малых масштабах.

Такое состояние дел несомненно отражалось и на методах оценки нетрадиционных ресурсов. По существу, отсутствовали общепринятые подходы и методики. Имеющиеся тогда оценки зачастую отражали тенденциозные, конъюнктурные, а иногда и необоснованные представления авторов. Однако рядом исследователей были предприняты попытки дать объективную картину ресурсов нетрадиционных источников энергии (табл. 5.4).

Таблица 5.4.

Нетрадиционные (возобновляемые) энергетические ресурсы
(1 т у.т. = 8,13 МВт.ч) [74, 146, 180, 230]

Источник (автор) прогноза	Геотермальные ресурсы, 10^3 трлн. т у.т.	Солнечная энергия, трлн. т у.т./год	Энергия ветра, млрд. т у.т./год	Ресурсы биомассы, млрд. т у.т./год	Дейтерий для термоядерного синтеза, 10^9 трлн. т у. т.	Энергия гипотетических источников, млрд. т у.т./год
Комиссия по экономии энергии и энергоресурсов (в рамках МИРЭК)	1,4[1]—4,3[2]	0,1[3]—190[4]	380[4]	11[5]—50[4]	0,38[6]	170[4]
Н.В. Мельников	$(11*10^5)$[7]	900[4]	2000[4]	-	75	$8*10^{14}$
Зоран Зарич	-	10[8]—192[4]	43[9]—2900[4]	31[4]	-	$(40*10)$[3]
Л. Кристоферсон	$(6*10^{-6})$[10]	41[4]	25	-	0,37	-

Примечание. Под гипотетическими источниками понимается энергия приливов, течений, волн, теплота Мирового океана и др. Метод подсчета и категории ресурсов по терминологии авторов: [1] до глубины 3 км, при температуре выше 15 °С; [2] данные X конгресса МИРЭК, до глубины 10 км; [3] извлекаемая мощность; [4] общий потенциал; [5] возможность мирового производства; [6] общие ресурсы дейтерия и лития в Мировом океане и недрах; [7] теплосодержание Земли; [8] общий потенциал, приходящийся на необработанные земли; [9] только на суше, при высоте установок до 100 м; [10] гидрогеотермальные ресурсы.

Ресурсное обеспечение энергетического сектора современной экономики – одна из ключевых глобальных проблем. Возрастающее потребление невозобновляемых природных энергетических ресурсов определяется стремительным ростом населения Земли и его потребностей. В XX в. потребление коммерческих энергетических ресурсов увеличилось в 15 раз. С 1975 по 2005 г. оно превысило объем их использования за весь предшествующий период развития человеческой цивилизации и достигло в 2005 г. 15 млрд. т у.т. в год. Произошло существенное расширение источников потребляемой энергии и появились новые, изменившие структуру баланса энергетических ресурсов (рис. 5.2).

В суммарном энергопотреблении к началу XXI в. в мире доля нефти достигла 40%, углей – 27%, природного газа – 23%. В то же время доля атомной энергии, гидроэнергии, геотермальной, солнечной и ветровой составила лишь чуть более 10%. Если до 70-х годов в энергопотреблении опережающими темпами росла нефтяная составляющая, то в 80-х годах, после преодоления нефтяного кризиса, в большинстве индустриально развитых стран произошло заметное снижение доли нефти, увеличилась доля углей, природного газа и атомной энергии. Наличие ресурсов углеводородов и уровень технологического прогресса определили весьма «пеструю» картину структуры потребления энергетических ресурсов в мире и России (рис.5.3, 5.4).

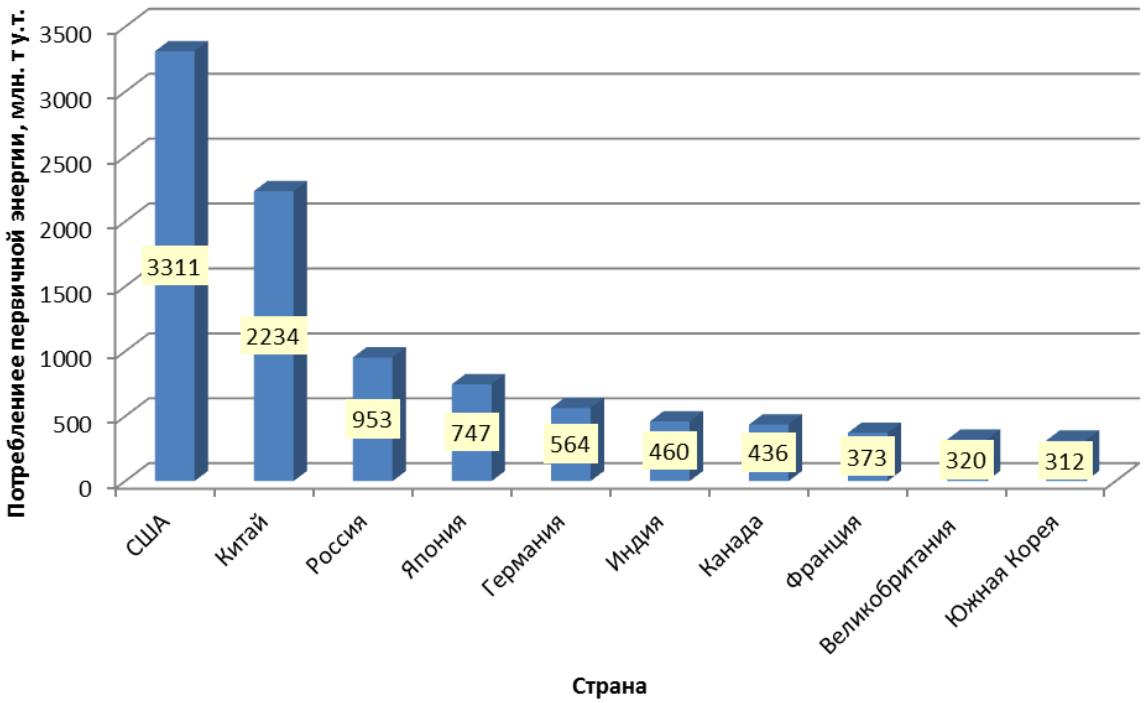


Рис. 5.2. Потребление первичной энергии в 10 крупнейших странах в 2005 г. (млн. т у.т.)

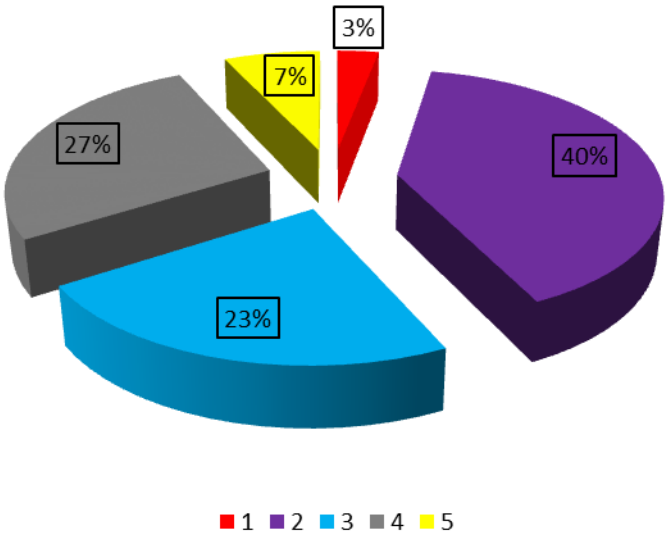


Рис. 5.3. Структура потребления энергетических ресурсов в мире:
1 – геотермальная, солнечная и ветровая, 3%; 2 – нефть, 40%; 3 – газ, 23%;
4 – уголь, 27%; 5 – атомная энергия, 7%

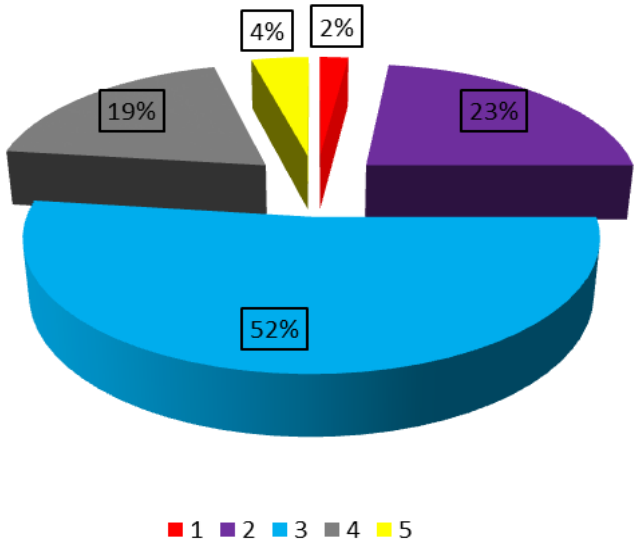


Рис. 5.4. Структура потребления энергетических ресурсов в России:
1 – геотермальная, солнечная и ветровая, 2%; 2 – нефть, 23%; 3 – газ, 52%;
4 – уголь, 19%; 5 – атомная энергия, 4%.

Российская энергетика 90-х и 2000-х годов характеризуется спадом на 20-30%, однако в последующие годы следует отметить ее рост на 20-40% (рис. 5.5), что свидетельствует о постепенном выходе из энергетического кризиса.

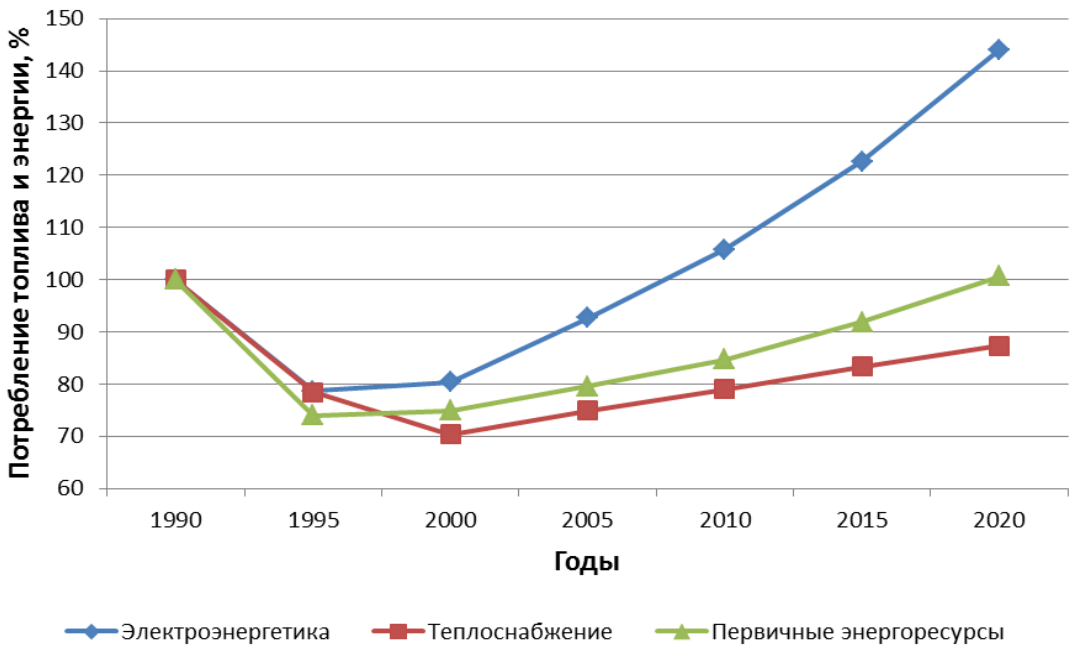


Рис. 5.5. Динамика внутреннего потребления топлива и энергии в России (в% к 1990 г.)

Один из прогнозов динамики потребления традиционных топливно-энергетических ресурсов в мировой энергетике (рис. 5.6) свидетельствует о возрастающем к 2025 г. на 20% потреблению газа и снижению к 2035 г. на 10% расходов угля и нефти. К 2050 г. потребление угля может снизиться на 45% и нефти – на 25-30%. В то же время потребления нетрадиционных видов и атомной энергии (рис. 5.7.) может возрасти соответственно в 15 и 3 раза.

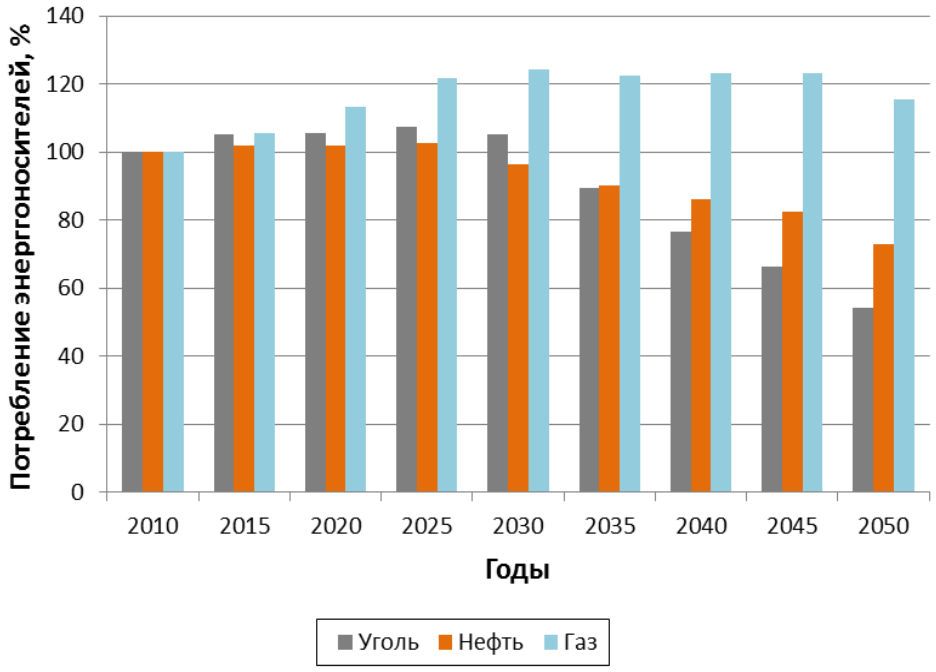


Рис. 5.6. Динамика потребления традиционных видов энергоносителей, (в 2010 г. = 100%)

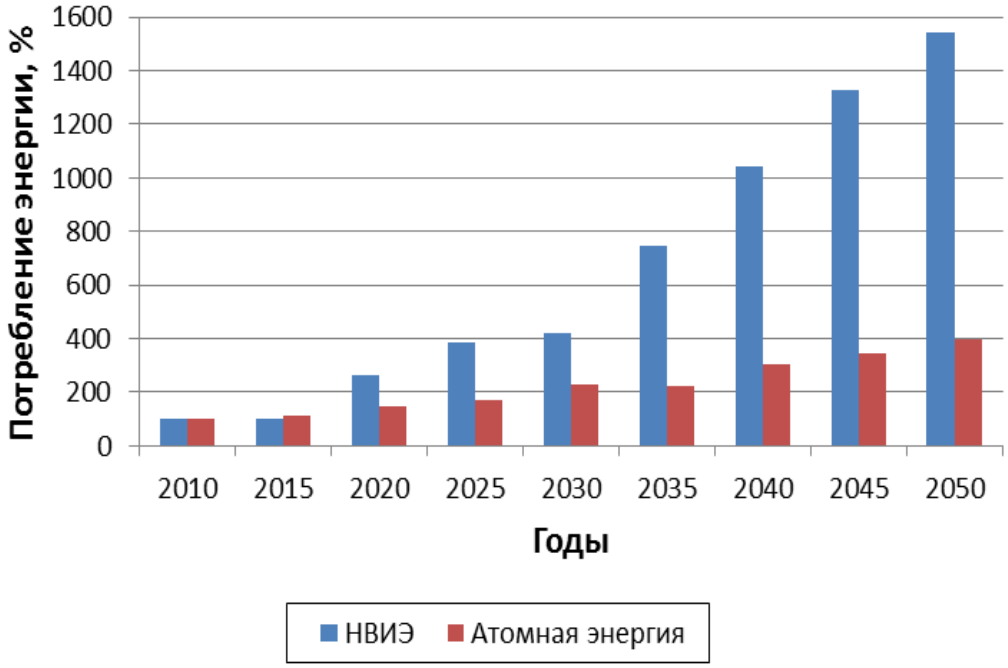


Рис. 5.7. Динамика потребления нетрадиционных видов и атомной энергии,% (в 2010 г. = 100%)

Основные показатели функционирования электроэнергетики России за 2011-12 гг. (табл. 5.5) свидетельствуют о росте потребления электроэнергии на 1,6%, при увеличении максимальной нагрузки электростанций на 6,3%. Отпуск тепловой энергии централизованными источниками за этот период практически не менялся, в то же время расход мазута снизился на 43,8%.

Таблица 5.5.

Основные показатели функционирования электроэнергетики в России за 2012 г. в сравнении с 2011 г.

Показатель	2011 г.	2012 г.	2012 г. к 2011 г.,%
Централизованное электропотребление, млрд. кВт-ч	1021,1	1037,7	101,6
Установленная мощность электростанций ЕЭС России, тыс. МВт	218,2	223,1	102,2
Совмещенный максимум потребления по ЕЭС России, МВт	147769	157425	106,5
Максимум нагрузки электростанций по ЕЭС России, МВт	149603	158986	106,3
Производство электроэнергии всего, млрд кВт.ч,	1040,4	1053,5	101,3
в т.ч. ТЭС	702,2	710,5	101,2
ГЭС	165,1	165,4	100,2
АЭС	173,0	177,6	102,7
Отпуск тепловой энергии централизованными источниками теплоснабжения, млн Гкал	493,7	490,6	99,4
Поставка топлива:			
газа, млрд куб. м	167,4	165,5	98,8
угля, млн т	127,2	127,8	100,2
мазута, млн т	2,76	1,82	66,2
Среднеотпускной тариф для населения, коп./кВт.ч	179,5	183,0	101,9
Среднеотпускной тариф для прочих потребителей, коп./кВт.ч	239,3	229,3	95,8

Отпуск тепловой энергии по центральным и удаленным на Север и Восток регионам за период 2011-2012 гг. вырос на 1,5-2,4%, в то же время по Южным, Северо-Кавказским, Приволжским и Уральским – снизился на 2,4-4,4% (табл. 5.6)

Прогноз посткризисного развития мировой энергетики [74] рассматривался по трем сценариям:

- инерционном (энергорасточительном),
- стагнационном (энергосберегающем),
- инновационном (энергоэффективном).

Мировое потребление энергии (рис. 5.8) к 2030 г. по сравнению с 2010 г. может возрасти: при инерционном сценарии на 35%, при стагнационном на 26%, а при инновационном только на 18%; к 2050 г. – соответственно на 61, 43 и 21%.

Таблица 5.6.

Отпуск тепловой энергии по федеральным округам за 2011–2012 гг.

Федеральный округ	Отпуск тепловой энергии, млн. Гкал		
	2011 г.	2012 г.	2012 к 2011 г.,%
Центральный	106,2	107,9	+1,6
Северо-Западный	42,1	42,7	+1,5
Южный	15,7	15,0	-4,4
Северо-Кавказский	2,4	2,3	-2,8
Приволжский	148,0	141,6	-4,3
Уральский	50,4	49,2	-2,4
Сибирский	100,9	103,3	+2,4
Дальневосточный	28,0	28,6	+2,1
Итого	**493,7**	**490,6**	**-0,6**

Выбросы CO_2 развивающимися странами (рис. 5.9) могут в 2-3 раза превысить развитых, в основном Европейских стран. В этом отношении особо важным и привлекательным представляется инновационный сценарий развития мировой энергетики. Он характеризуется выбросами CO_2 к 2030 г. превышающими 2010 г. только на 30%, а к 2050 г. даже снижением их на 5%. Инерционный сценарий характеризуется соответственно ростом на 77 и 98%, а стагнационный – 36 и 16%.

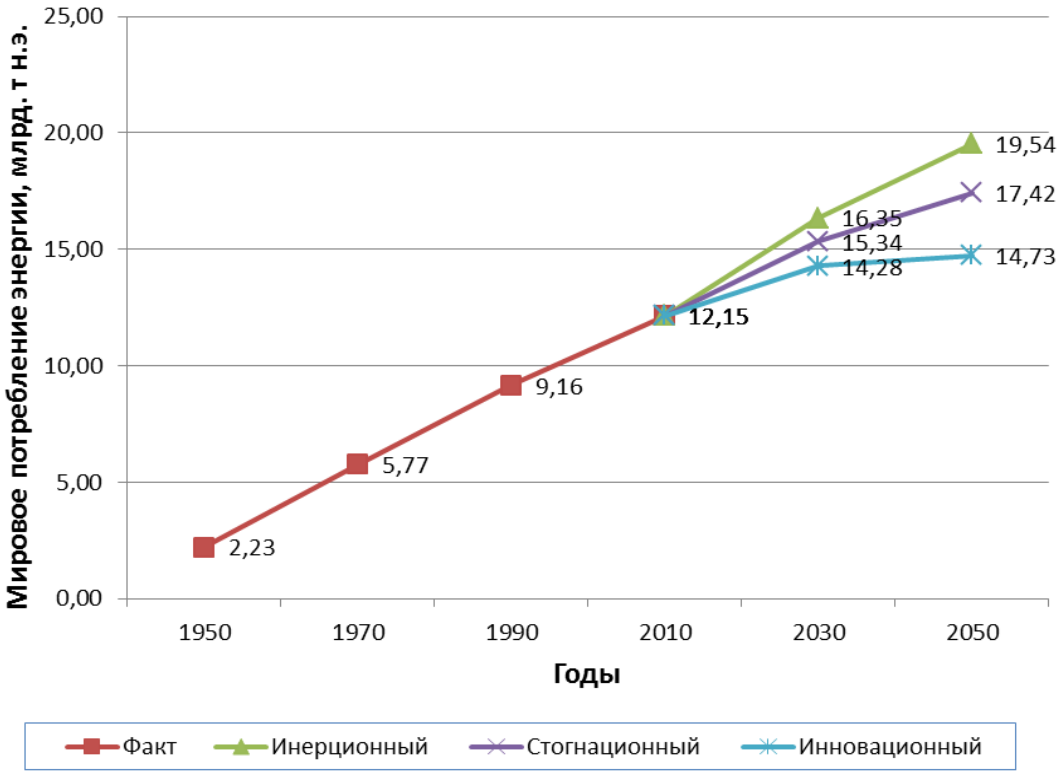


Рис. 5.8. Мировое потребление энергии, млрд. т н.э.

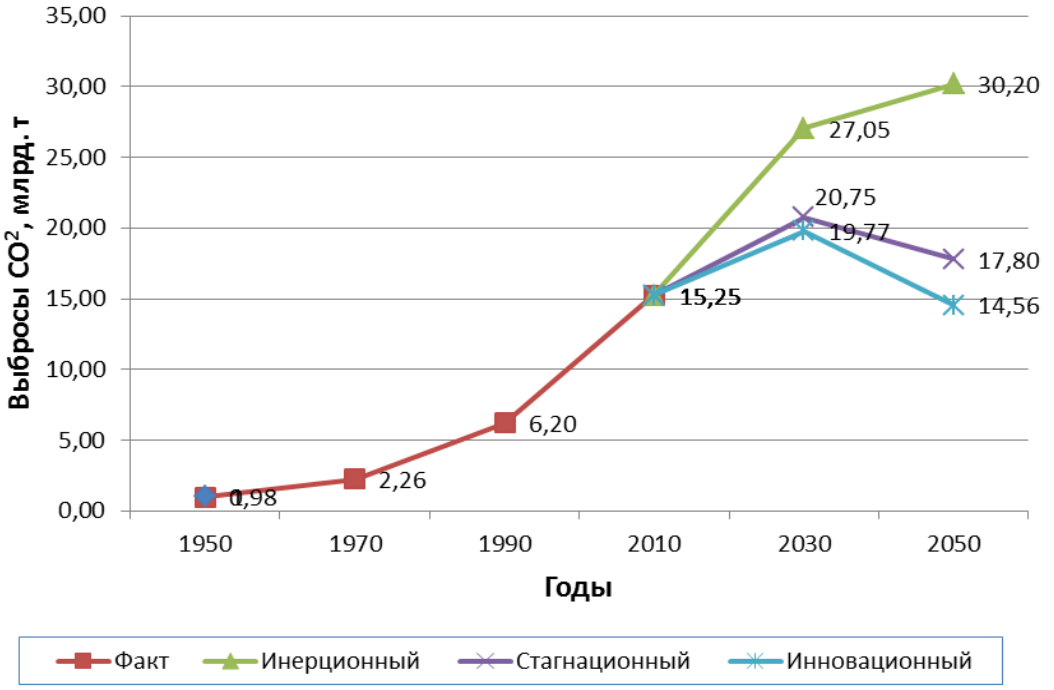


Рис. 5.9. Выбросы CO_2 развивающимися странами, млрд. т

Прирост мощностей возобновляемых (ВИЭ) и нетрадиционных источников энергии с 2010 г. до 2030 г. по трем прогнозируемым сценариям (рис. 5.10) может составить: при инерционном (энергорасточительном) сценарии – 94%, стагнационном (энергосберегающем) – 196% и инновационном (энергоэффективном) – 402%.

5.2. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ

5.2.1. Данные на 2010 г.

Широкое освоение геотермальной энергии является одним из возможных вариантов развития структуры энергетики будущего. Геотермальная энергия обладает множеством преимуществ: огромный, пока еще в самой малой степени освоенный ресурсный потенциал; возможность применения в любое время суток; обеспечение базисной нагрузки теплоснабжения; повсеместность распространения, отсутствие отрицательного воздействия на окружающую среду; экономическая оправданность ее применения.

Два основных направления использования геотермальной энергии: теплоснабжение (прямое использование) и выработка электроэнергии, уже представлены во многих странах мира. В дальнейшем несомненно увеличение сферы ее распространения и для этого следует существенно интенсифицировать усилия по ее внедрению.

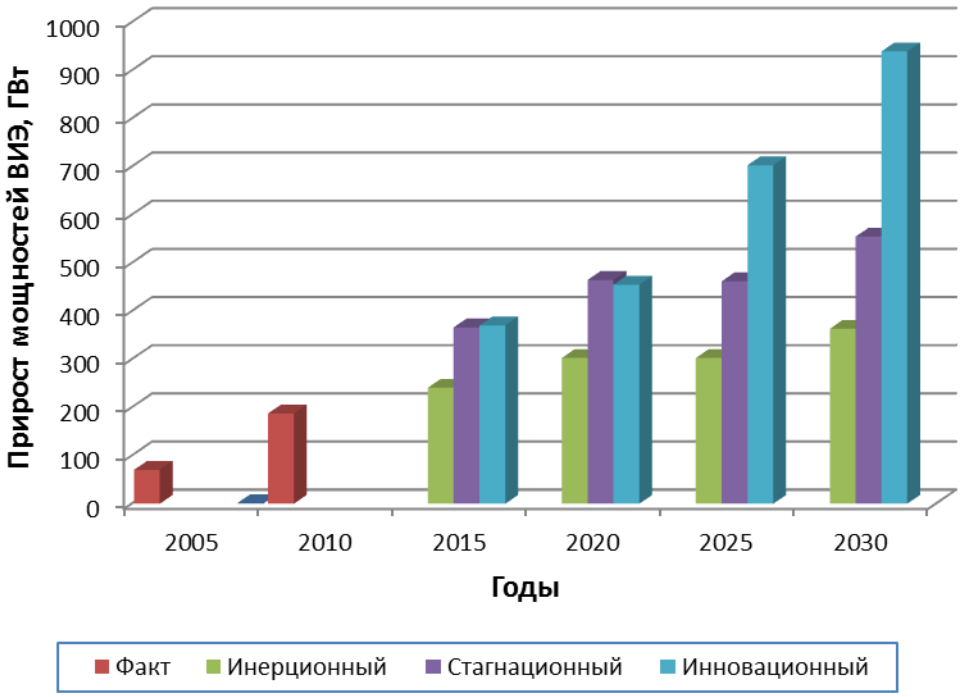


Рис. 5.10. Прирост мощностей ВИЭ в 2005-2030 гг., ГВт

Гигантский ресурсный потенциал геотермальной энергии подтвердил весьма достоверный источник (World Energy Assessment – на основе совместных усилий с департаментом ООН по экономическим и социальным вопросам и Мировым энергетическим советом). По этой характеристике он существенно превосходит все другие виды возобновляемых источников

энергии (табл. 5.7). Значения приведены в единицах мощности, т.е. производства энергии за единицу времени. Очевидно, что геотермальная энергия обладает значительно большей мощностью, поэтому точность приведенного числа весьма приблизительна.

Таблица 5.7.

Ресурсный потенциал возобновляемых источников энергии (WEA 2000).

Источник энергии	Мощность, млн. ТДж/г.
Геотермический	5000
Солнечный	1575
Ветер	640
Биомасса	276
Гидроэнергия	50
Общее количество	7541

Развитие геотермальной энергетики характеризовалось практически линейным ростом, с небольшим его увеличением к 2010 и 2015 годам. На 2020 г. прогнозируется существенный рост установленной мощности ГеоЭС в мире (рис.5.11). По динамике освоения геотермальная энергетика в последние годы, к сожалению, отставала от ветровой и солнечной (рис. 5.12). Установленная мощность ветроэнергетики отличается явно усиливающейся тенденцией экспоненциального характера. Подобная тенденция характеризует и гелиофотоэлектрическую энергетику. Очевидно, что геотермальная энергетика опережала ветровую до 1997 г. и солнечную до 2006, но затем они ее обошли.

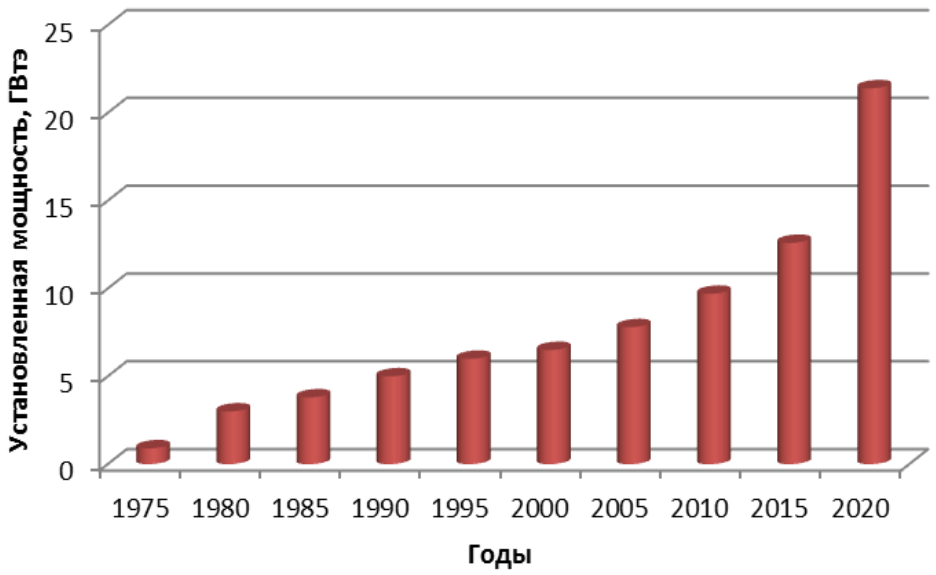


Рис 5.11. Рост мощности геотермальной энергетики за 1975 - 2010 годы

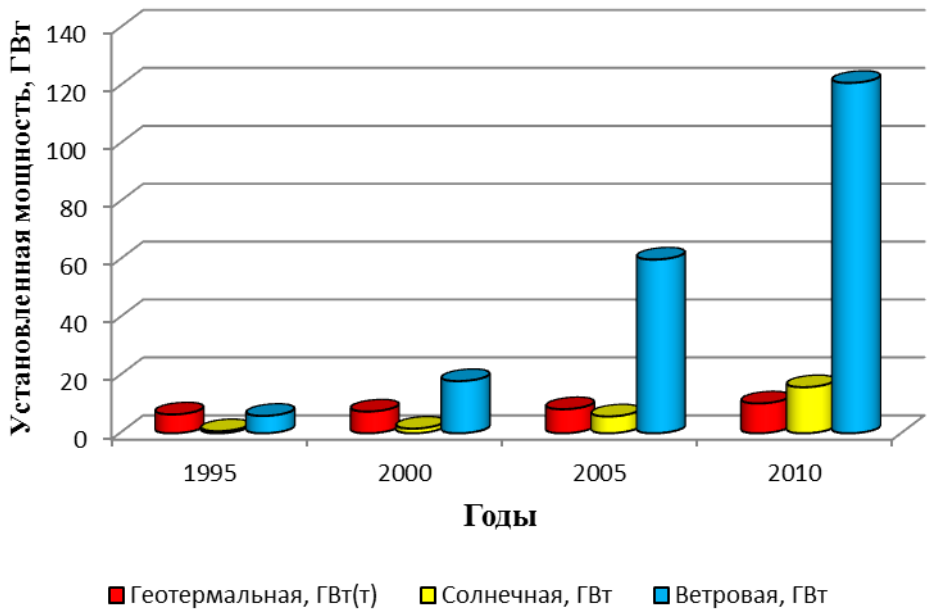


Рис. 5.12. Рост установленной мощности основных видов возобновляемойсэнергии

Необходимо отметить, что данные на рис. 5.12 относятся к проектной мощности энергетических установок, а не к фактической выработке энергии. Ветер не дует все время, солнце светит лишь днем, в то время как производство геотермальной энергии может происходить практически в любое время. Это отражается коэффициентом использования (в основном, в процентном отношении рабочих часов ежегодно). Поэтому таблица 5.8. четко показывает, что в отношении производства энергии геотермальная энергетика опережала солнечную.

Таблица 5.8.

Производство электроэнергии за счет основных возобновляемых источников (Rybach, 2010)

Источник энергии	Установленная в 2008 г. мощность, ГВт	Коэффициент использования, %	Производство электроэнергии, ТВтч/г.
Ветер	121	21	222.6
Солнце	16	14	19.6
Теплота недр	10	75	65,7

Рост геотермальной энергетики происходил, в основном, за счет «привычных» гидротермальных ресурсов. Подобные ресурсы находятся в многочисленных, но локально расположенных местах, в основном, привязанных к вулканическим районам или некоторым другим территориям, в

зависимости от их тектоники. Они характеризуются высокотемпературными геотермальными потоками и находятся на сравнительно небольшой глубине (2-4 км). Можно ожидать, что развитие геотермальной энергетики, основанной на обычных высокоэнтальпийных ресурсах, останется в будущем более или менее линейным, потому необходимы новые технологии, которые бы обеспечили компонент экспоненциального роста.

Существуют, в том числе и у автора, обоснованные предположения, что базой будущего применения геотермальной энергии станут системы, использующие тепловую энергию слабопроницаемых пород, такие как Hot Dry Rock (сухая нагретая порода), Hot Wet Rock (влажная нагретая порода), Hot Fractured Rock (раздробленная нагретая порода) и др. В обобщенном виде их можно именовать как «Глубинные петрогеотермальные системы - ГПС»

Геотермальная электроэнергетика на 2010 г.

Состояние геотермальной электроэнергетики в мире и темпы ее развития за 60 лет (1950-2010 гг.) отражены в таблице 5.9. В исследованиях, подготовленных для Межправительственной Группы Экспертов по изменению климата (IPCC), ряд авторов рассчитали гипотетические кривые (рис.5.13) роста геотермальной электроэнергетики от 2010 до 2050 г.

Таблица 5.9.

Установленная мощность геотермальных электростанций в мире и произведенная ими энергия с 1950 до 2010 г. (Bertani, 2010)

Год	Установленная мощность, МВт	Произведенная электроэнергия, ГВт.час/г.
1950	200	-
1955	270	-
1960	386	-
1965	520	-
1970	720	-
1975	1180	-
1980	2110	-
1985	4764	-
1990	5834	-
1995	6833	38035
2000	7972	49261
2005	8933	55709
2010	10715	67246
1995	6833	38035
2000	7972	49261
2005	8933	55709
2010	10715	67246

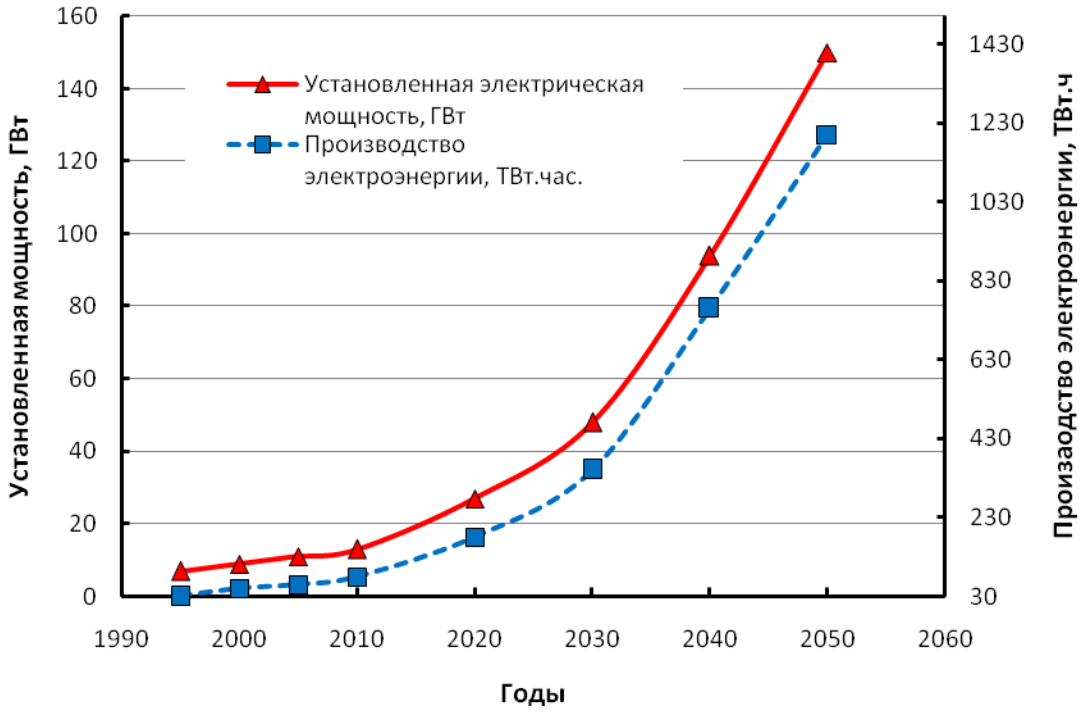


Рис. 5.13. Установленная мощность, ГВт и производство электричества, ТВт.ч, за 1995-2005 и прогнозы на 2010-2050 гг.

Можно отметить существенный, но линейный ежегодный рост мощностей ГеоЭС. С 2000 по 2005 г. средняя мировая мощность геотермальных электростанций возрастала на 200 МВт/г., достигнув почти 9 млн. МВт/г., а с 2005 по 2010 г. уже на 350 МВт/г., достигнув 10,7 млн. МВт/г. Однако, линейный рост геотермальной энергетики привел к ее отставанию от других основных видов возобновляемой энергии, поэтому следует резко ускорить освоение тепловой энергии недр.

Распределение существующих на 2010 г. мощностей ГеоЭС по континентам и странам (рис. 5.14) характеризует степень активности освоения электроэнергетики в мире. Информация о состоянии развития геотермальной энергетики в странах мира (табл. 5.10) дает представление об установленной мощности ГеоЭС и выработке электроэнергии на 2005 и 2010 гг., прогноз на 2015 г., а также прирост или снижение этих показателей за 5 лет.

Состояние геотермальной электроэнергетики в передовых странах мира и в России на 2010 г.

США (Лунд и др., 2010)

Геотермальные электростанции расположены (или запланированы) в следующих штатах: Аляске, Калифорнии, Флориде, Гавайях, Айдахо, Неваде, Новой Мексике, Орегоне, Юте и Вайоминге (табл.5.11). Суммарная установленная мощность ГеоЭС страны приблизительно равна 3 ГВт, однако фактически эксплуатируется только около 2 ГВт, с годовым увеличением после

2005 г.в среднем на 12% - приблизительно 500 МВт в год за счет ввода новых ГеоЭС (рис. 5.15). Новые проекты строительства ГеоЭС с общей установленной мощностью 2,4 ГВт в настоящее время находятся в стадии реализации или в перспективном проектировании.

Суммарная выработка геотермальной энергии составляла около 17 ГВт.ч./г., что эквивалентно 4% всего производства возобновляемой энергии в стране.

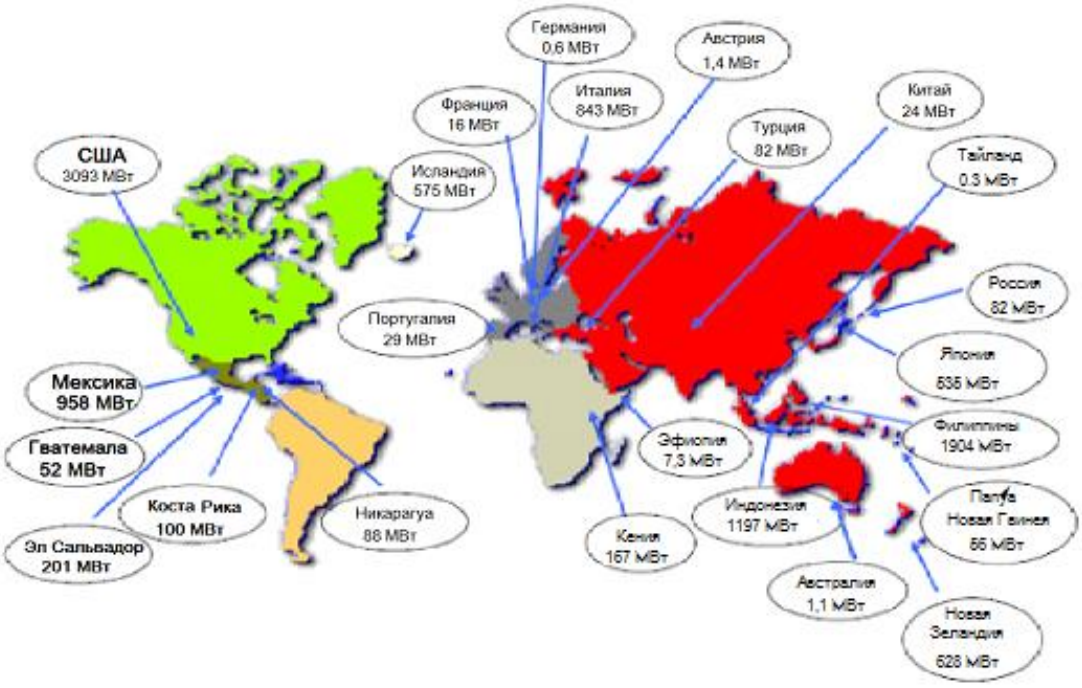


Рис. 5.14. Установленная мощность геотермальных электростанций в мире в 2010 г. (Bertani)

Таблица 5.10.

Установленная мощность ГеоЭС и произведенная энергия на 2005, 2010, и прогноз на 2015 г. (ранжирована по установленной мощности в 2010 г.) *

СТРАНА	Установленная мощность, МВт		Выработка электроэнергии, ГВт.ч/г.		Прогноз на 2015 г., МВт	Рост (снижение) с 2005 до 2010 г., %	
	в 2005	в 2010	в 2005 г.	в 2010 г.		Мощности	Выработки
1.США	2564	3093	16840	16603	5400	21	-1
2.Филиппины	1930	1904	9253	10311	2500	-1	11
3.Индонезия	797	1197	6085	9600	3500	50	58
4.Мексика	953	958	6282	7047	1140	5	12
5.Италия	791	843	5340	5520	920	7	3
6.Новая Зеландия	435	628	2774	4055	1240	44	46
7.Исландия	202	575	1483	4597	800	184	210
8.Япония	535	536	3467	3064	535	0	-12
9.Сальвадор	151	204	967	1422	290	35	47
10.Кения	129	167	1088	1430	530	29	31
11.Коста-Рика	163	166	1145	1131	200	-2	-1

СТРАНА	Установленная мощность, МВт		Выработка электроэнергии, ГВт.ч/г.		Прогноз на 2015 г., МВт	Рост (снижение) с 2005 до 2010 г., %	
	в 2005	в 2010	в 2005 г.	в 2010 г.		Мощности	Выработки
12.Никарагуа	77	88	271	310	240	14	15
13.Россия	79	82	85	441	190	4	419
14.Турция	20	82	105	490	200	308	368
15.Папуа-Новая Гвинея	6	56	17	450	75	833	2547
16.Гватемала	33	52	212	289	120	58	36
17.Португалия	16	29	90	175	60	78	94
18.Китай	28	24	96	150	60	-13	-57
19.Франция	15	16	102	95	2	10	-7
20.Эфиопия	7,3	7,3	0	10	45		
21.Германия	0,2	6,6	1,5	50	15	2774	3249
22.Австрия	1,1	1,4	3,2	3,8	5	27	19
23.Австралия	0,2	0,5	1,1	0,5	40	633	-5
24.Таиланд	0,3	0,3	1,8	2,0	1	0	11
25.Чили	0	0	0		150		
26.Испания	0	0	0	0	40		
27.Гондурас	0	0	0	0	35		
28.Аргентина	0	0	0	0	30		
29.Греция	0	0	0	0	30		
30.Канада	0	0	0	0	20		
31.Венгрия	0	0	0	0	5		
32.Нидерланды	0	0	0	0	5		
33.Румыния	0	0	0	0	5		
34.Словакия	0	0	0	0	5		
ОБЩЕЕ КОЛИЧЕСТВО	8933	10715	55709	67246	18500	20	21

*Составлена на базе материалов Bertani, 2010

Таблица 5.11.

Установленная мощность геотермальных электростанций в США (Bertani, 2010)

Штат	2005 г., МВт	2010 г., МВт	2015 г., МВт прогноз
Калифорния	2239	2553	3400
Невада	239	442	1300
Юта	26	46	240
Гавайи	30	35	60
Айдахо	0	16	130
Аляска	0	0.7	30
Орегон	0	0.3	200
Нью-Мексико	0	0.2	20
Вайоминг	0	0.2	0.2
Флорида	0	0	0.2
ВСЕГО США	2534	3093	5400

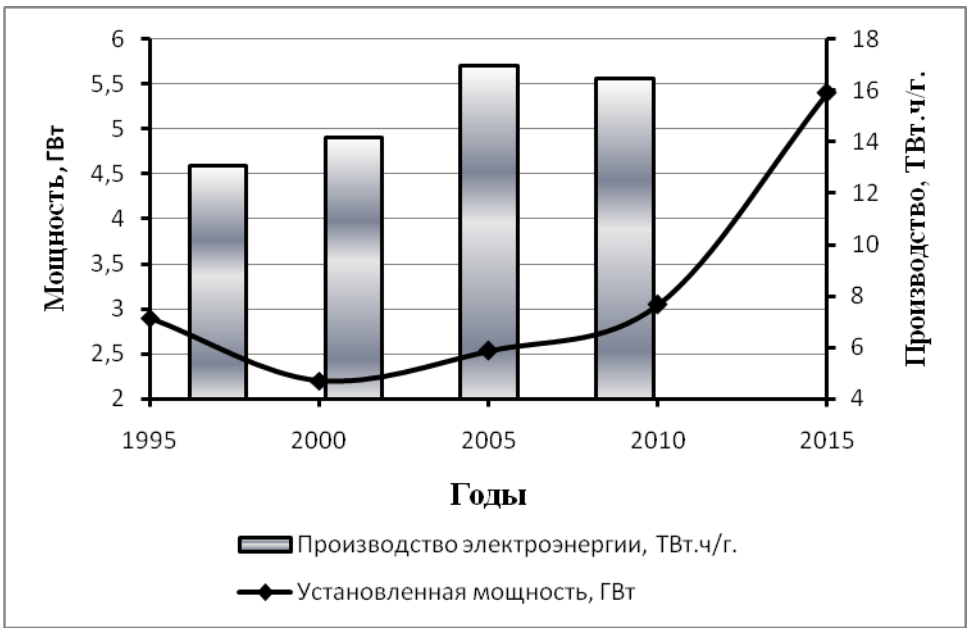


Рис.5.15. Установленная мощность ГеоЭС и годовое производство геотермальной электроэнергии в США на 2010 г. и прогноз на 2015 г.

Калифорния. В Калифорнии действовало 7 геотермальных центров (рис.5.16): Geyser - 1585 МВт, East Mesa - 120 МВт, Salton Sea - 329 МВт, COSO - 270 МВт], Heber - 205 МВт, Honey Lake - 4 Мвт and Mammoth - 40 МВт.

После 2005 г. были введены в эксплуатацию новые мощности в: Gould - 10 МВт, Heber South - 10 МВт, North Brawley - 49 МВт и Geyser (Heber и Bottle Rock) - 55 МВт сухого пара.

Суммарная установленная мощность геотермальных электростанций составляла около 2,5 ГВт, что обеспечивало 4,5% выработки электроэнергии в США, т.е. порядка 12 ТВт.ч./г. В стадии реализации находилось несколько новых проектов ГеоЭС.

Район Гейзеры (Geyser) является наибольшей геотермической областью в мире. Она расположена приблизительно в 100 км к северу от Сан-Франциско, там создано 26 модулей сухого пара, с общей мощностью приблизительно 1,6 ГВт. Производство электроэнергии началось в 1960, и к 1987 г. оно достигли максимума в 1500 МВт (установленная мощность 2043 МВт). К сожалению, началось быстрое снижение выработки электроэнергии до 900 МВт. В 2007 г. введены новые мощности - 255 МВт на площадке Bottle Rock.

Показательно, что в1997 г. началось уникальное общественно-частное сотрудничество нескольких муниципалитетов. Построен трубопровод длиной 42 км для транспортировки отработанного теплоносителя к Гейзерам с целью его инъекции (обратной закачке) в скважины. К концу 2003 г. был закончен другой трубопровод.

Рис. 5.16. География геотермальных центров в Калифорнии:
Geyser [A - 1585 МВт], East Mesa [B - 120 МВт], Salton Sea [C - 329 МВт],
COSO [D - 270 МВт], Heber [E - 205 МВт], Honey Lake [F - 4 МВт]
и Mammoth [G – 40 МВт].

Массовая обратная закачка от обоих трубопроводов и других источников составила приблизительно 85% от производства. Это привело к значительному увеличению срока стабильной работы ГеоЭС, уменьшению выбросов неконденсируемых газов, повышению электрической эффективности производства и снижению воздушной эмиссии. Электроэнергия, дополнительно произведенная в результате строительства этих двух трубопроводов, составляла около 155 МВт.ч ежегодно.

Невада. Несколько компаний в Неваде активно были вовлечены в развитие геотермальной электроэнергетики: Enel Green Power, Ormat, TerraGen,

Magma and Nevada Geothermal Power. С тех пор были введены в эксплуатацию новые электростанции, в частности: в 2005 г. Blue Mountain (Faulkner) - 50 МВт, в 2006 г. Enel Green Power Salt Wells - 24 МВт и Stillwater - 2x24 МВт, Steamboat (5 установок на 75 МВт), в 2009 г. Desert Peak II - 23 МВт и др.

Юта. Электростанция Fort Cove была закрыта. Единственная тогда существующая в штате ГеоЭС - Roosevelt, с установленной мощностью 36 МВт, от двух модулей: 25 МВт и новым - 11 МВт введенных в эксплуатацию в 2007 г., которой управляет Pacific Corporation. Вторую электростанцию штат Юта построил в 2008 г., когда Thermo Hot Springs объединил 50 маленьких модулей в единую систему мощностью 10 МВт (Raser Technologies). Enel Green Power начинала два новых проекта: монтаж модулей в Fort Cove, с мощностью 20 МВт и последующим развитием ее до 40 МВт.

Гавайи. Установленная мощность 35 МВт обеспечивалась 10 двойными модулями. Эта геотермальная электростанция с 1993 г. была предназначена для покрытия 20% потребностей электричества Большого Острова (160 000 жителей). Проектируемые 25 МВт увеличения установленной мощности запланированы для объектов Ormat, что должно обеспечить общую мощность 60 МВт.

Айдахо. В 2007 в Айдахо было закончено строительство первой ГеоЭС в Raft River by US Geothermal с установленной мощностью 15,8 МВт. К 2010 г. она обеспечивается 10,5 - 11.5 МВт.

Филиппины (Ogena и др., 2010)

Филиппины – в 2010 г. второй по величине в мире производитель геотермальной электроэнергии, с установленной мощностью 1,9 ГВт и эксплуатационной мощностью около 1,8 ГВт. Это, составляло 12% от национальных мощностей электроэнергетики. Относительно высокая эффективность ГеоЭС обеспечила к поставку около 10 ТВт.ч/г., т.е. 17% национального производства электричества.

На сравнительно небольшой территории Филиппин размещалось 7 геотермальных областей (рис. 5.17) с действующими ГеоЭС: Bac-Man - 152 МВт, Mak-Ban - 458 МВт, Mindanao - 103 МВТ, North Negros - 49 МВт, Palinpinon - 192 МВт, Tiwi - 234 МВт и Tongonan - 716 МВт. Динамика установленной мощности ГеоЭС и производства электроэнергии с 1995 по 2010 гг. и прогноз на 2015 г. отражены на рисунке 5.18.

Рис. 5.17. География геотермальных центров на Филиппинах:
Bac-Man [A - 152 МВт], Mak-Ban [B - 458 МВт], Mindanao [C - 103 МВт],
North Negros [D - 49 МВт], Palinpinon [E - 192 МВт], Tiwi [F - 234 МВт]
и Tongonan [G - 716 МВт].

Индонезия (Darma и др., 2010)

После экономического кризиса недавнего прошлого эта страна стартовала с высокими результатами геотермальной деятельности. Достигнуты серьезные успехи в строительстве геотермальных электростанций и исследованиях в этом направлении. Правительство через экономическое регулирование и техническую политику настоятельно поддерживает геотермальную энергетику. Есть хорошие перспективы и положительная реакция рынка.

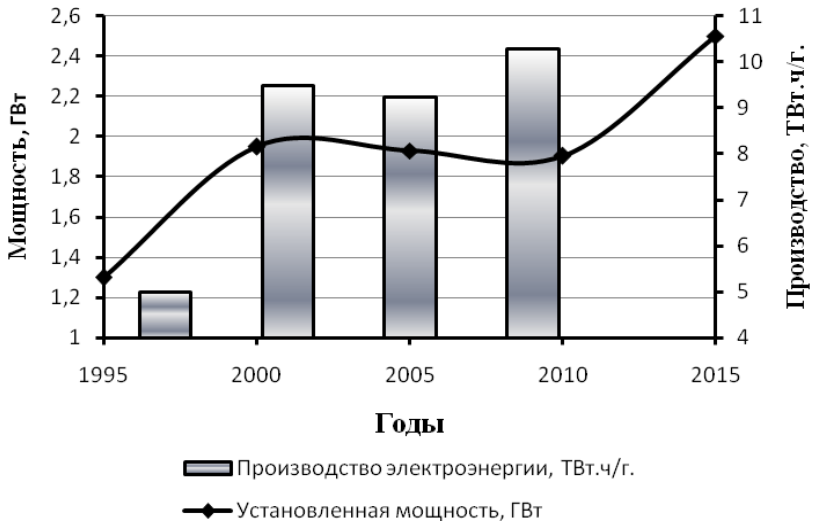


Рис. 5.18. Установленная мощность ГеоЭС и годовое производство геотермальной электроэнергии на Филиппинах

С 2005 г. введены в эксплуатацию новые электростанции: в Darajat - 110 МВт, в Wayang Windu - 117 МВт, в Lahendong - 2x20 МВт, в Kamojang - 60 МВт, и в Sibayak - 10 МВт. Проведена модернизация шести модулей Salak – 60 МВт и двух в Darajat - 15 МВт. Суммарная установленная мощность достигла приблизительно 1,2 ГВт, что вывело Индонезию на третье место в мировом ранжировании.

В 2010 г. действуют ГеоЭС: Lahendong - 60 МВт, Sibayak - 13 МВт, Gunung Salak - 377 МВт, Kamojang - 200 МВт, Wayang Windu – 227 МВт, Darajat - 260 МВт и Dieng – 60 МВт (рис. 5.19). Это обеспечило Индонезии третье место в мире по масштабам развития геотермальной электроэнергетики.

Рассматривалось большое количество проектов для достижения в 2015 г. установленной мощности в 3,5 ГВт (рис. 5.20). Эти планы поддерживались правительством, иностранными и внутренними инвесторами, что дополнительно стимулировалось возможностью стать первой геотермальной страной в мире. Однако, поскольку такое весьма значительное увеличение установленной мощности всего за пять лет маловероятно, возможной и реалистичной целю могло быть 2-2,4 ГВт.

Мексика (Gutiérrez-Negrín и др., 2010)

Установленная мощность геотермальных электростанций в Мексике - 958 МВт. В настоящее время ее обеспечивает 37 модулей, работающих в четырех геотермальных области (рис. 5.21): Cerro Prieto (720 МВт), Los Azufres (188 МВт), Los Humeros (40 МВт) и Las Tres Vírgenes (10 МВт). С 2005 г. серьезных изменений в электроэнергетике Индонезии не было, кроме введенного одного модуля на 5 МВт в Los Humeros.

Рис. 5.19. География геотермальных центров в Индонезии:
Lahendong [A - 60 МВт], Sibayak [B - 13 МВт], Gunung Salak [C - 377 МВт], Kamojang [D - 200 МВт], Wayang Windu [E - 227 МВт], Darajat [F - 260 МВт] и Dieng [G - 60 МВт]

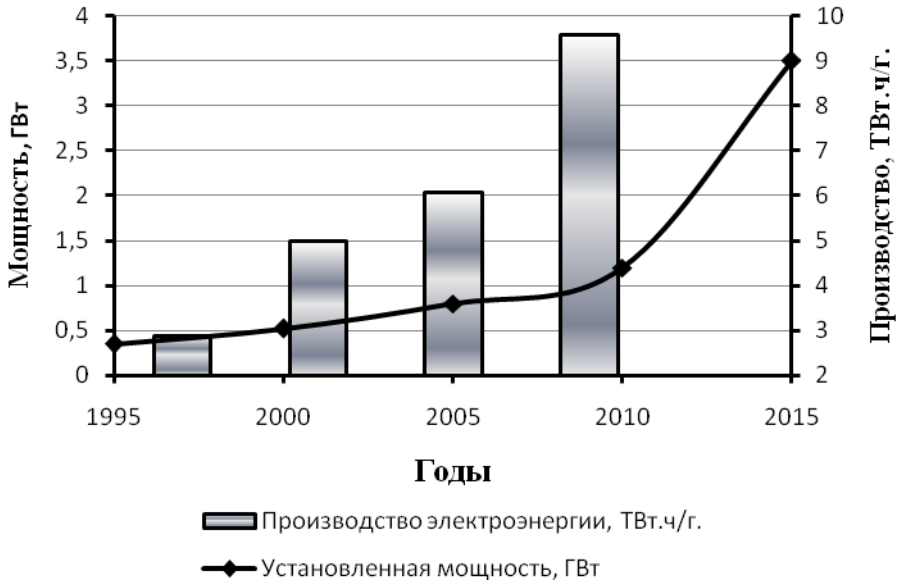


Рис. 5.20. Установленная мощность ГеоЭС и годовое производство геотермальной электроэнергии в Индонезии.

Проекты Cerro Prieto V (100 МВт) и Los Humeros 9-10 (50 МВт) были одобрены, и ожидалось, что оба будут закончены к 2011 г. Проект Cerritos Colorados (75 МВт), прежде известный как La Primavera, был запланирован на 2014 г., со списанием некоторых старых модулей. Установленная электроэнергетическая мощность страны на 2015 г. планировалась примерно 160 МВт (рис. 5.22).

Рис. 5.21. География геотермальных центров в Мексике:
Cerro Prieto [A - 720 МВт], Los Azufers [B - 188 МВт], Los Humeros [C - 40 МВт], Las Tres Virgenes [D - 10 МВт] и Cerritos Colorados [E]

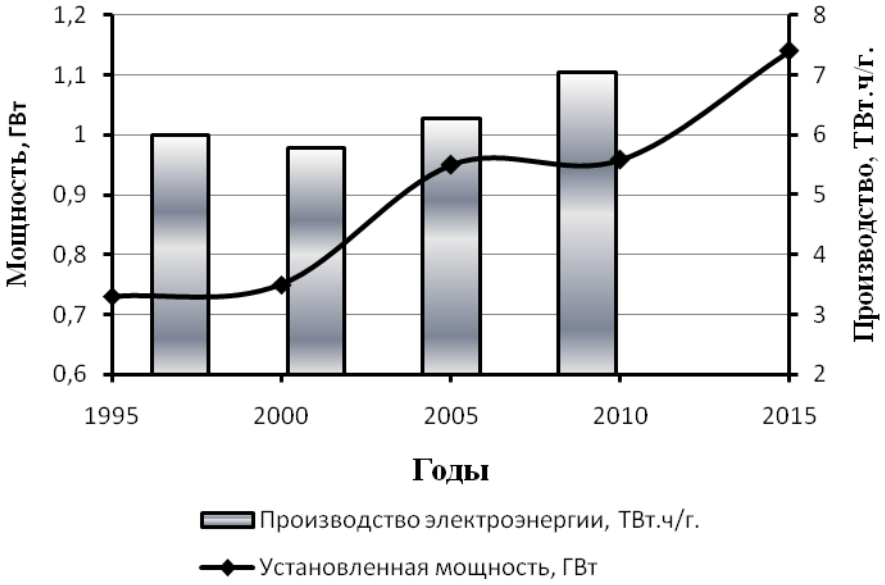


Рис. 5.22. Установленная мощность ГеоЭС и годовое производство геотермальной электроэнергии в Мексике

Cerro Prieto является самым старым и наиболее крупным геотермальным районом в Мексике. Он расположен в северной части Мексики, и его первые модули были введены в эксплуатацию в 1973 г. К 2010 г. работало 13 модулей: четыре по 110 МВт, четыре по 37,5 МВт, четыре по 25 МВт и один – 30 МВт. Суммарная установленная мощность ГеоЭС района составляла 720 МВт.

Выработка электроэнергии за счет освоения геотермальных ресурсов в Мексике весьма стабильный процесс. Это играло важную роль на рынке энергии страны, несмотря на минимальный удельный вес - 3% от национального производства.

Россия (Povarov и Svalova, 2010)

После 2005 г. в России не вводились новые энергетические мощности ГеоЭС. Основные электроэнергетические ресурсы России расположены на Камчатке и некоторых небольших Курильских островах.

Первая в мире бинарная опытно-промышленная геотермальная электростанция была создана на Камчатке. Проекты строительства бинарной ГеоЭС на Верхне-Мутновском месторождении – 6,5 МВт и второй стадии Мутновской станции - 100 МВт, находились в реализации.

Две геотермальные электростанции – Паужетская и Мутновская (рис. 5.23) являлись главными объектами производства электроэнергии на Камчатском полуострове.

Рис. 5.23. География геотермальных электроэнергетических центров в России: Паужетка [A - 14 МВт], Мутновка [B - 62 МВт], Итуруп [C - 4 МВт] и Кунашир [D - 2 МВт]

Паужетская область самая старая в выработке геотермальной электроэнергии в Росси. Первая ГеоЭС была создана в 1967 г., с установленной мощностью 14 МВт. Действующая Мутновская электростанция с паровой зоной сравнительно на малой глубине 1000 - 2000 м имела установленную мощность - 62 МВт, и строились дополнительные модули на100 МВт. Интенсивная эксплуатация огромного геотермального потенциала Камчатской области ожидалась в ближайшие годы (рис. 5.24).

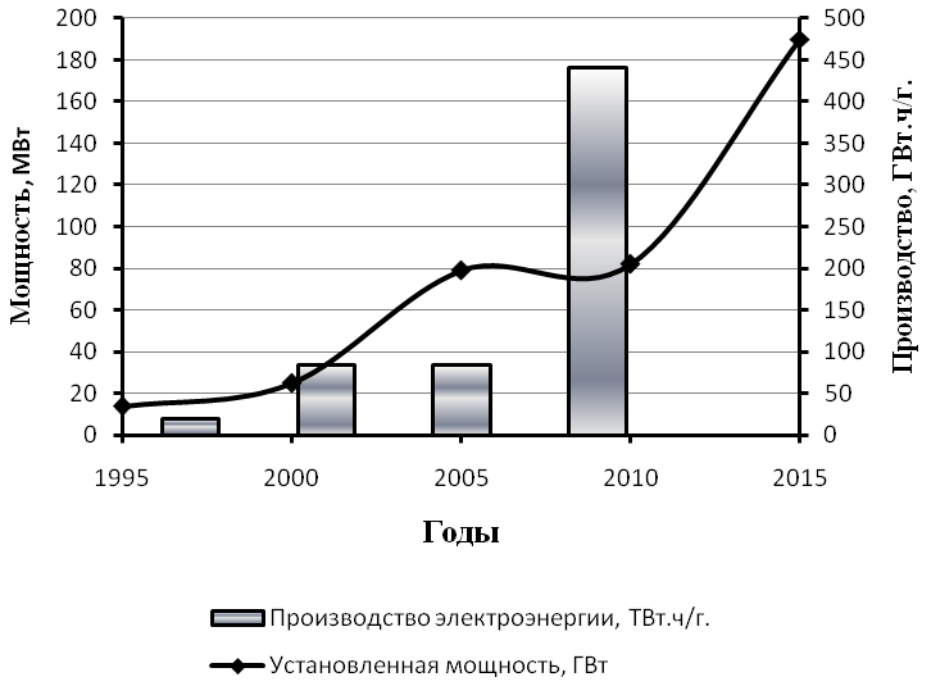


Рис. 5.24. Установленная мощность ГеоЭС и годовое производство геотермальной электроэнергии в России

На 2005 и дальнейшие годы определены следующие перспективные геотермальные электроэнергетические проекты в России [110]:

1. Строительство IV-го блока Верхне-Мутновской ГеоЭС (стоимость проекта 10,3 млн. долл. США).

2. Реконструкция и расширение Паужетской Гео ЭС (новая бинарная ГеоЭС, стоимость проекта 10 млн. долл. США).

Достижения российской фундаментальной науки и промышленности в области разработки геотермальных технологий и сооружения геотермальных электрических станций на Камчатке позволяют приступить к реализации геотермальных энергетических проектов в различных регионах России.

Долгосрочный прогноз

Оптимистический прогноз на быстрый рост геотермальной электроэнергетики (табл. 5.12) в наиболее передовых регионах мира, подготовленный в 2010 г. на базе работ: Global Energy Assessment (GEA), International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA), и World Energy Conference (WEC), позволял надеяться на успешное в перспективе развитие геотермальной электроэнергетики и, как следствие, существенную замену экологически вредного, дефицитного и дорогого органического топлива.

Таблица 5.12.

Использование геотермальной энергии в перспективных регионах мира в 2010 г. и прогноз до 2050 г.

РЕГИОН	Выработка электроэнергии, ТВт.ч/г.				
	2000	2005	2010	2015	2050
Тихоокеанская Азия	8,3	15,4	20,4	37,8	166,0
США	14,0	16,8	16,6	34,1	508,0
Западная Европа	3,9	7,1	10,9	13,3	125,0
Латинская Америка	7,3	8,9	10,2	14,0	125,0
Океания	2,4	2,8	4,1	8,0	25,0
Япония	1,7	3,5	3,1	3,4	17,0
Восточная Африка	0,4	1,1	1,4	3,7	25,0
Бывший СССР	0	0,1	0,4	1,2	67,0
Китай	0,1	0,1	0,2	0,4	42,0
ИТОГО с другими неучтенными	38,0	56,0	67,0	116,0	1167,0

Примечание: рейтинг по 2010 г.

В конце 2010 г. геотермальная энергия обеспечивала подачу в электросети около 67 ТВт.ч/г. Прогноз на 2015 г. характеризовался почти двойным ростом производства геотермальной электроэнергетики - 116 ТВт.ч./г. Планируемые и ожидаемые объемы выработки электроэнергии ГеоЭС на 2050 г. должны были достигнуть приблизительно 1200 ТВт.ч./г., что почти в 20 раз больше итогов 2010 г.

Такие темпы развития геотермальной электроэнергетики должны обеспечить ей достойное место в ряду возобновляемых источников энергии и позволить значимо конкурировать с органическим топливом.

Геотермальная теплоэнергетика
(прямое использование геотермальной энергии) на 2010 г.

Прямое применение геотермальной энергии – это непосредственное использование теплоты недр для различных потребностей человека. Оно является одним из самых древних, универсальных и распространенных форм освоения геотермальной энергии. Ранняя история прямого применения геотермальной энергии свидетельствует о использовании теплоты недр в течении последних 2000 лет.

В 2010 г. 78 стран использовали напрямую геотермальную энергию. Это существенный рост по сравнению с 72 странами в 2005 г., 58 - в 2000 г. и 28 - в 1995г. По подсчетам в конце 2009 установленная тепловая мощность прямого применения геотермальной энергии составляла 50,5 ТВт, что характеризовала прирост на 79% по сравнению с данными 2005 г., т.е. в среднем по 12,3% ежегодно.

Прямое использование геотермальной энергии в 2009 г. составило 438071 ТДж/год (121696 ГВт.час./год), что обеспечило 60% прироста по сравнению с 2005 г. Темп роста установленной мощности и ежегодное энергетическое использование за прошлые 15 лет показаны на рисунке 5.25.

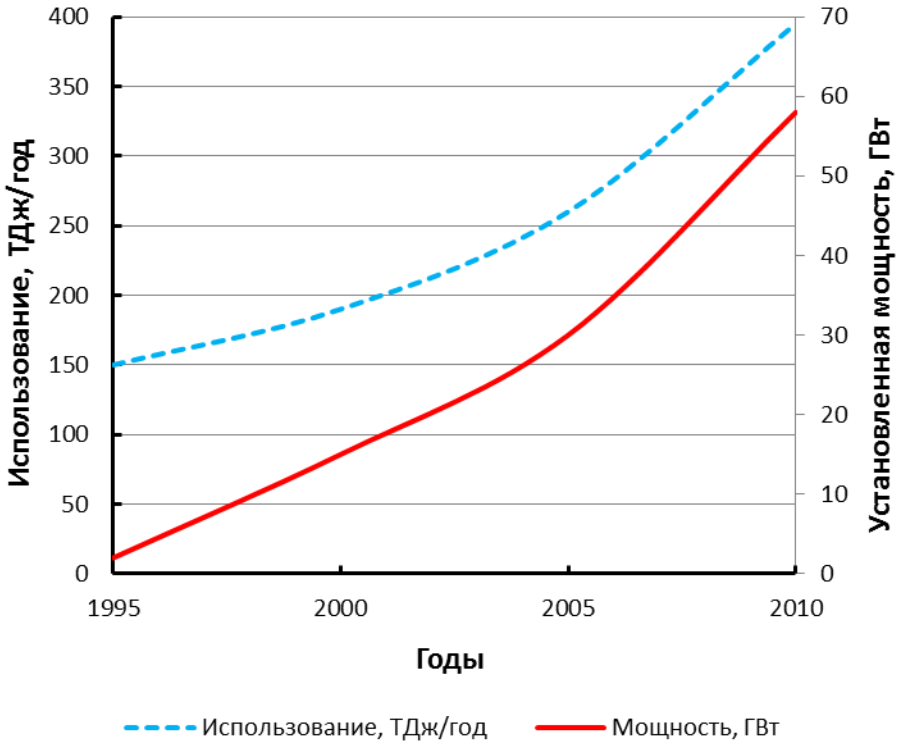


Рис. 5.25. Темпы роста установленной мощности и ежегодного прямого использования геотермальной энергии в мире за 1995-2010

Распределение геотермальной энергии по направлениям использования составляло:

- 49,0% - тепловые насосы, использующие теплоту горных пород;
- 24,9% - ванны и бассейны (включая бальнеологию);
- 14,4% - отопление помещений (85% из них - централизованное теплоснабжение);
- 5,3% - отопления теплиц и открытого грунта;
- 2,7% - теплота, используемая для промышленных целей;
- 2,6% - отопление рыборазводных прудов и рыбоходных каналов;
- 0,4% - сушка сельскохозяйственной продукции;
- 0,5% - таяние снега и охлаждение;
- 0,2% - другие цели.

Экономия энергоресурсов составила в 2010 г. 307,8 миллионов баррелей (46,2 миллиона тонн) нефти, предотвратив при этом выброс в атмосферу 46,6 миллионов тонн углерода и 148,2 миллионов тонн углекислого газа. Установленная мощность геотермальных систем и производство тепловой энергии для прямого ее использования в 2010 г. по направлениям применения представлены на рисунке 5.26. Динамика их изменений за 15 лет характеризуется в таблицах 5.13. и 5.14.

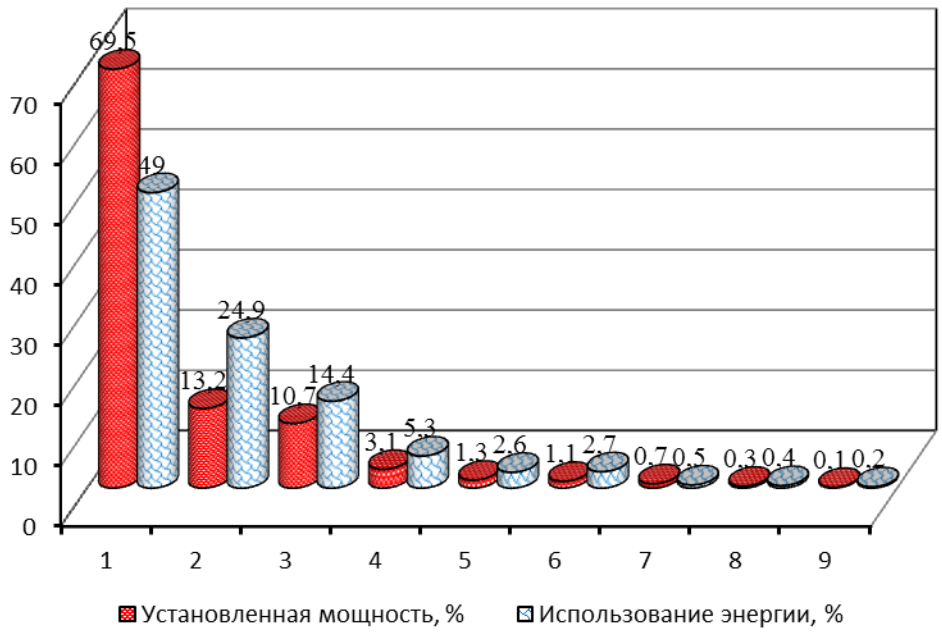


Рис. 5.26. Основные направление прямого использования теплоты недр в мире на 2010 г. 1 - Тепловые геотермальные насосы. 2 - Плавательные бассейны. 3 - Теплоснабжение. 4 - Оранжереи и парники. 5 - Рыборазведение. 6 - Промышленное использование. 7 - Охлаждение / таяние снега. 8 - Сельскохозяйственная сушка. 9 - Другие.

Таблица 5.13.

Динамика различных направлений прямого использования тепловой энергии недр за 1995-2010 гг. (ТДж/год)

Год	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
Геотермальные тепловые насосы	1854	5275	15384	35236
Обогрев жилищ	2579	3263	4366	5391
Обогрев оранжерей	1085	1246	1404	1544
Нагревание водоемов агрокультур	1097	605	616	653
Сельскохозяйственная сушка	67	74	157	127
Индустриальное использование	544	474	484	533
Купание и плавание	1085	3957	5401	6689
Охлаждение / Таяние снега	115	114	371	368
Другие	238	137	86	41
Общее количество	**8664**	**15145**	**28269**	**50583**

Таблица 5.14.

Динамика установленной мощности геотермальных систем для различных направлений прямого использования за 1995-2010 гг. (МВт)

Год	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**
Геотермальные тепловые насосы	14617	23275	87503	214782
Обогрев жилищ	38230	42926	55256	62984
Обогрев оранжерей	15742	17864	20661	23264
Нагревание водоемов агрокультур	13493	11733	10976	11521
Сельскохозяйственная сушка	1124	1038	2013	1662
Индустриальное использование	10120	10220	10868	11746
Купание и плавание	15742	79546	83018	109032
Охлаждение / Таяние снега	1124	1063	2032	2126
Другие	2249	3034	1045	956
Общее количество	**112441**	**190699**	**273372**	**438073**

Прямое применение геотермальной энергии в мире на 2009 г. (табл. 5.15), по странам характеризует установленную тепловую мощность (МВт), ежегодное потребление энергии (ТДж/год и ГВт/год) и коэффициент использования мощности. Общая установленная мощность прямого использования геотермальной энергии к концу 2009 г. составила 50583 МВт.

Общее годовое количество использования энергии - 438071 ТДж/г. Самое существенное влияние на развитие прямого применения геотермальной энергии сыграли растущая осведомленность и популярность геотермальных тепловых насосов.

Таблица 5.15.

Прямое использование теплоты недр в мире на 2010 г.
(рейтинг по количеству ежегодно используемой теплоты недр)

№	Страна	Мощность, МВт	Ежегодное использование		Коэффициент использования
			ТДж/год	ГВт.ч./год	
	Общее количество	**50583**	**438071**	**121696**	**0.27**
1	Китай	8898.0	75348.3	20931.8	0.27
2	Соединенные Штаты	12611.46	56551.8	15710.1	0.14
3	Швеция	4460.0	45301.0	12584.6	0.32
4	Турция	2084	36885.9	10246.9	0.56
5	Норвегия	3300.0	25200.0	7000.6	0.24
6	Исландия	1826.0	24361.0	6767.5	0.42
7	Япония	2099.53	15697.94	7138.9	0.39
8	Франция	1345.0	12929.0	3591.7	0.30
9	Германия	2485.4	12764.5	3546.0	0.16
10	Нидерланды	1410.26	10699.4	2972.3	0.24
11	Италия	867.0	9941.0	2761.6	0.36
12	Венгрия	654.6	9767.2	713.3	0.47
13	Новая Зеландия	393.22	9552.0	2653.5	0.77
14	Канада	1126,0	8873,0	2464.9	0.25
15	Финляндия	857.9	8370.0	2325.2	0.31
16	Швейцария	1060.9	7714.6	2143.1	0.23
17	Бразилия	360.1	6622.4	1839.7	0.58
18	**Россия**	**308.2**	**6143.5**	**1706.7**	**0.63**
19	Мексика	155.82	4022.8	1117.5	0.82
20	Аргентина	307.47	3906.74	1085.3	0.40
21	Австрия	662.85	3727.7	1035.6	0.18
22	Словацкая Республика	132.2	3067.2	852.1	0.74
23	Индия	265.0	2545.0	707.0	0.30
24	Дания	200	2500.0	694.5	0.40
25	Израиль	82.4	2193.0	609.2	0.84
26	Корея (на юг)	229.3	1954.65	543.0	0.27
27	Алжир	55.64	1723.13	478.7	0.98
28	Иордания	153.3	1540.0	427.8	0.32
29	Польша	281.05	1501.1	417.0	0.17
30	Сербия	100.8	1410	391.7	0.44
31	Болгария	98.3	1370.12	380.6	0.44
32	Румыния	153.24	1265.43	351.5	0.26
33	Словения	104.17	1136.39	315.7	0.35
34	Иран	41.61	1064.18	295.6	0.81
35	Греция	134.6	937.8	260.5	0.22
36	Чешская Республика	151.5	922.0	256.1	0.19
37	Объедин. Королевство	186.62	849.74	236.1	0.14

№	Страна	Мощность, МВт	Ежегодное использование		Коэффициент использования
			ТДж/год	ГВт.ч./год	
38	Ирландия	152.88	764.02	212.2	0.16
39	Испания	141.04	684.05	190.0	0.15
40	Грузия	24.51	659.24	183.1	0.85
41	Македония	47.18	601.41	167.1	0.40
42	Бельгия	117.9	546.97	151.9	0.15
43	Хорватия	67.48	468.89	130.3	0.22
44	Литва	48.1	411.52	114.3	0.27
45	Португалия	28.1	386.4	107.3	0.44
46	Тунис	43.8	364.0	101.1	0.26
47	Эстония	63.0	356.0	98.9	0.18
48	Колумбия	14.4	287,0	79.7	0.63
49	Босния & Герцеговина	21.69	255.36	70.9	0.37
50	Австралия	33.33	235.1	65.3	0.22
51	Монголия	6.8	213.2	59.2	0.99
52	Чили	9.11	131.82	36.6	0.46
53	Кения	16.0	126.62	35.2	0.25
54	Южная Африка	6.01	114.75	31.9	0.61
55	Украина	10.9	118.8	33.0	0.35
56	Эквадор	5.16	102.4	28.4	0.63
57	Вьетнам	31.2	92.33	25.6	0.09
58	Марокко	5.02	79.14	22.0	0.50
59	Таиланд	2.54	79.1	22.0	0.99
60	Непал	2.717	73.743	20.5	0.86
61	Гватемала	2.31	56.46	15.7	0.78
62	Таджикистан	2.93	55.4	15.4	0.60
63	Перу	2.4	49.0	13.6	0.65
64	Гондурас	1.93	45.0	12.5	0.74
65	Индонезия	2.3	42.6	11.8	0.59
66	Эфиопия	2.2	41.6	11.6	0.60
67	Албания	11.48	40.46	11.2	0.11
68	Сальвадор	2.0	40.0	11.1	0.63
69	Филиппины	3.3	39.58	11.0	0.38
70	Белоруссия	3.42	33.79	9.4	0.31
71	Латвия	1.63	31.81	8.8	0.62
72	Коста-Рика	1.0	21.0	5.8	0.67
73	Армения	1.0	15.0	4.2	0.48
74	Египет	1.0	15.0	4.2	0.48
75	Йемен	1.0	15.0	4.2	0.48
76	Венесуэла	0.7	14.0	3.9	0.63
77	Карибские Острова	0.103	2.775	0.8	0.85
78	Новая Папуа Гвинея	0.1	1.0	0.3	0.32

В странах мира неуклонно возрастали установленная мощность геотермальных систем и годовое производство тепловой энергии недр. В число 5 стран с наибольшей установленной мощностью к 2010 г. входили: США, Китай, Швеция, Норвегия и Германия. На них приходилось 60% всей мировой мощности. Среди 5 стран с наибольшим ежегодным применением геотермальной энергии – Китай, США, Швеция, Турция и Япония. На них приходилось 55% всего мирового потребления.

Основные направления прямого использования геотермальной энергии в 2010 г.

Геотермальные тепловые насосы

На геотермальные тепловые насосы в 2010 г. приходилось наибольшее количество использованной энергии и установленной мощности (69,7% и 49,0%). Установленная мощность составила 35236 МВт, ежегодное потребление геотермальной энергии - 214782 ТДж/год, средний коэффициент использования мощности - 0.19.

Почти все такие установки находились в Северной Америке, Европе и Китае. Возрастало количество стран, создающих геотермальные установки с тепловыми насосами: в 2000 г. их было 26, в 2005 г. – 33, в 2010 г. – 43. Мощность установок варьировалось от 5,5 кВт – для жилого сектора, до 150 кВт. – для коммерческих нужд. Число таких установок в мире мощностью около 12 кВт на 2010 г. составило 2,94 миллиона, это в 4 раза больше чем в 2000 г. и в 2 раза больше чем в 2005 г.

В США мощность большинства установок соответствовала максимальной нагрузке рассчитанной для охлаждения помещений и в меньшей мере для отопления. В среднем это составляло 2000 часов работы в год при полной нагрузке (коэффициент использования мощности 0,23).

В Европе мощность большинства установок была рассчитана на отопительную нагрузку, и часто они были спроектированы так, чтобы обеспечивать базовую нагрузку, а максимум мощности покрывать органическим топливом. В результате эти установки могли работать до 6000 часов в год при полной нагрузке (коэффициент использования мощности 0,68), это особенно характерно в скандинавских странах.

Отопление помещений

Отопление помещений за счет геотермальной энергии в 2010 г. по сравнению с 2005 г. увеличилось на 24% по установленной мощности и на 14% по ее годовому использованию. В 2010 г. установленная мощность составляла 5391 МВт и ежегодное потребление энергии 62984 ТДж/год. Лидеры по

показателям ежегодного потребления энергии для централизованного теплоснабжения: Исландия, Китай, Турция, Франция и Россия, при этом Турция, Италия, США, Япония и Грузия являлись основными потребителями геотермальной энергии для отопления помещений в частном секторе.

Отопления теплиц и открытого грунта

Использование геотермальной энергии для отопления теплиц и открытого грунта по всему миру за 5 лет (2005-2010 гг.) возросло на 10% по установленной мощности и на 13% по ежегодному потреблению энергии. Установленная мощность в 2010 г. составляла 1544 МВт и ежегодное потребление энергии 23264 ТДж/год. В целом 34 страны в 2010 г. использовали геотермальную энергию для отопления теплиц и открытого грунта (в 2005 было 30), и лидерами среди них были: Турция, Венгрия, Россия, Китай и Италия. В таких теплицах, в основном, выращивали овощи и цветы, саженцы деревьев (США) или фрукты (бананы в Исландии). В 2010 г. в мире отапливалось 1163 га теплиц (это на 16% больше чем в 2005г.) и на их отопление расходовалось 23264 ТДж в год.

Отопления рыборазводных прудов и рыбоходных каналов

Использование геотермальной энергии для отопления рыборазводных прудов и рыбоходных каналов слегка возросло по сравнению с 2005г. (на 6% по установленной мощности и на 5% по ежегодному потреблению энергии), но оно все еще меньше чем в 1995 г. В 2010 г. установленная мощность составляла 653 МВт и ежегодное потребление энергии 11521 ТДж/год. В 2010 г. 22 страны использовали геотермальную энергию для этой цели, и лидеры среди них Китай, США, Италия, Исландия и Израиль. Причина медленного роста геотермального теплоснабжения этого направления заключается в следующем: требуется напряженный труд хорошо обученного персонала, который часто не удавалось экономически обосновать. Обычно разводили лосося и форель, иногда тропическую рыбу, лобстеров, креветок, и даже аллигаторов.

Сушка сельскохозяйственных культур

В 2010 г. 14 стран использовали геотермальную энергию для сушки сельскохозяйственных культур, в то время как в 2005 их было 15. Осуществлялась сушка морских водорослей (Исландия), лука (США), пшеницы и других зерновых (Сербия), фруктов (Сальвадор, Гватемала и Мексика), люцерны и лесоматериалов (Новая Зеландия), мякоти кокоса (Филиппины). Установленная мощность геотермальных систем составляла 127 МВт и ежегодное потребление энергии 1662 ТДж/год. Спад по сравнению с 2005 объясняется уменьшением сушильных установок лука и чеснока в Неваде (США).

Теплота, используемая для промышленных целей

В эту категорию применения геотермальной энергии попали 14 стран (в 2005 г. было 15 и в 2000 г. – 19). Основными направлениями в этой группе были: выдержка бетона (Гватемала и Словения), разлив по бутылкам воды и газированных напитков (Болгария, Сербия и США), пастеризация молока (Румыния), кожевенное производство (Сербия и Словения), химическая экстракция (Болгария, Польша и Россия), извлечение CO^2 (Исландия и Турция), обработка целлюлозы и бумаги (Новая Зеландия), экстракция йода и соли (Вьетнам), производство соли или эфира борной кислоты (Италия).

Установленная мощность геотермальных систем составляла 533 МВт и ежегодное потребление этой энергии - 11746 ТДж/год, что характеризовало увеличения по сравнению с 2005 г. соответственно на 10% и 8%. Это направление применения имело наибольший коэффициент использования мощности (0,70) по сравнению со всеми другими видами прямого применения геотермальной энергии.

Снеготаяние и охлаждение помещений

Применение энергии для снеготаяния было очень ограничено, лишь проекты снеготаяния в Аргентине, Исландии, Японии, Швейцарии и США. Реально в 2010 г. нагревалось по всему миру 2 миллиона кв. м тротуаров (большинство из них в Исландии). Необходимый уровень энергии составлял от 130 до 180 Вт/м^2 (США и Исландия). Общая установленная мощность была 311 МВт и ежегодное потребление энергии 1845 ТДж/в год.

Использование геотермальной энергии только для охлаждения помещений применялось в 5 странах. Установленная мощность составляла 56 МВт и ежегодное потребление энергии 281 ТДж/год.

Коэффициенты использования мощности

Значения усредненных коэффициентов использования мощности в 2010 г. были определены для каждой страны (табл. 5.12). Они изменялись от 0,09 до 0,99 для стран и от 0,18 до 0,70 для категории использования. Нижние значения относились к странам, в которых преобладало использование геотермальных тепловых насосов (0,19), а высокие для стран со значительным индустриальным использованием (Новая Зеландия) или постоянным действием бассейнов для плавания и купание (Иран).

Международный коэффициент использования понизился от 0,40 в 2000 до 0,31 в 2005 и 0,27 в 2010 году в связи с увеличением использования геотермальных тепловых насосов. Эти коэффициенты для различных

направлений использования теплоты недр остались, по сравнению с 2005 г. приблизительно постоянным.

Коэффициент использования вычислялся следующим образом: (ежегодное использование энергия в ТДж/г.) / (установленную мощность в МВт) * 0,1317. Это число отражает эквивалентный процент нагрузки в рабочие (операционные) часы в течении года.

Обзор состояния прямого использования геотермальной энергии в наиболее успешных странах мира в 2010 г.

Китай

Китайское правительство, с 2006 существенно поощряло развитие геотермальной энергетики. Это велось наряду с другими возобновляемыми источниками энергии. Геотермические районы расширялись и выработка теплоты увеличивалась приблизительно на 10% в год. В 2005 г. она составила 291 МВт и 14798.5 ТДж/г., а в 2009 г. - 383 МВт и 29035 ТДж/г.

Геотермальная теплоцентраль в Тяньцзине в 2010 г. обслуживала приблизительно 1 миллион людей, использующих 26,4 миллионов $м^3$ термальной воды ежегодно и экономящих 1,17 миллион тонн угля.

Главные пользователи: бассейны для купания, сельское хозяйство и рыборазведение. В 2007 г. китайские и австралийские эксперты подписали соглашение по развитию геотермальных систем. К 2010 г. использовалось: для теплоснабжения оранжерей - 147 МВт и 1687,9 ТДж/г.; рыборазведения - 197 МВт и 2170,8 ТДж/г.; для сушки сельхозпродукции 82 МВт и 1037,5 ТДж/г.; для высокотемпературных производственных процессов - 145 МВт и 2732,6 ТДж/г.; для плавательных бассейнов - 1826 МВт и 23886,0 ТДж/г. Общее количество добываемой тепловой энергии - 8898 МВт и 75348,3 ТДж/г. обеспечило Китаю первое место в мире (Zheng и др. 2010).

Соединенные Штаты Америки

Определенное развитие прямого использования тепловой энергии недр произошло за период с 2005 по 2010 гг., при этом значительно повысилась температура теплоносителя от геотермальных тепловых насосов. В общей сложности за этот период реализовано 20 новых проектов.

Использование геотермальной энергии для сушки сельскохозяйственной продукции существенно снизилось. Произошло небольшое увеличение расхода теплоты на таяния снега, кондиционирование и рыборазведение. Главный рост обеспечило индустриальное использование теплоты недр.

Число установок с геотермальными тепловыми насосами, обеспечивающими высокие температуры устойчиво увеличивалось. За период с

1995 по 2010 гг. оно достигло 120000 систем установленной мощностью до 12 кВт. Существующие оценки свидетельствовали о том, что всего работало около одного миллиона систем, главным образом, в районах Среднего Запада и Восточных Штатов. Более чем 50% из них были созданы в 10 штатах (Флорида, Иллинойс, Индиана, Айова, Мичиган, Миннесота, Небраска, Нью-Йорк, Огайо и Пенсильвания). Приблизительно 70% систем обслуживали отопление жилья и 30% - коммерческие и производственные здания.

Приблизительно 90% систем использовали теплоту приповерхностных недр и 10% - глубинных водных источников. Наиболее крупная тепловая геотермальная станция строилась для теплоснабжения государственного университета штата Индиана, где 4100 вертикальных коротких скважин бурились и обустраивались с целью обогрева и кондиционирования более чем 40 зданий, с применением геотермальных тепловых насосов.

Распределение различных направлений использования теплоты недр: 139,9 МВт и 1360,6 ТДж/г. - для обогрева жилищ; 75,1 МВт и 773,2 ТДж/г. - для теплоснабжения коммерческих сооружений; 2,31 МВт и 47,6 ТДж/г. - для кондиционирования воздуха; 96,91 МВт и 799,8 ТДж/г. - для отопления оранжерей; 141,95 МВт и 3074,0 ТДж/г. - для рыборазведения; 22,41 МВт и 292,0 ТДж/г. - для сушки сельскохозяйственной продукции; 17,43 МВт и 227,1 ТДж/г. - для индустриальных нужд; 2,53 МВт и 20,0 ТДж/г. - для таяния снега; 112,93 МВт и 2557,5 ТДж/г. - для купания и плавания. Всего 12000 МВт и 47400 ТДж/г. - для геотермальных тепловых насосов. Общее количество прямого используемой тепловой энергии недр составило 12611,46 МВт и 56551,8 ТДж/г. Это обеспечило США второе место в мире по потреблению геотермальной энергии и первое – по установленной мощности. (Lund и др., 2010).

Швеция

Тепловые насосы являются главным средством использования геотермальной энергии в стране. Проект теплоцентрали в районе Лунд был рассчитан на 25 лет. Он обеспечивал установленную мощность 250 ГВт и в 2010 г. являлся самым крупным геотермальным энергетическим объектом в стране. Большинство систем с тепловыми насосами имели небольшую установленную мощность и, как правило, использовались для индивидуальных зданий.

В 2010 г. работали приблизительно 230000 геотермальных систем при ежегодном вводе по 25000 установок. Приповерхностные геотермальные системы – наиболее распространенный источник для тепловых насосов, они обеспечивали около 12 ТВт.час./г., т.е. приблизительно 15% национальных

потребностей. Использовались различные системы подземных тепловых аккумуляторов для хранения энергии.

С середины 1980-ых годов введено около 100 скважинных систем, большой мощности, в среднем до 2,5 МВт. Термальные скважины глубиной 50-200 м. Системы используются для отопления зимой и для кондиционирования – летом.

Геотермальная энергетика в стране распределяется: 140 МВт и 828 ТДж/г. - для индивидуального нагревания; 90 МВт и 612 ТДж/г. - для охлаждения; 4230 МВт и 43969 ТДж/г. - для геотермальных систем с тепловыми насосами. В общей сложности 4460 МВт и 45301 ТДж/г., обеспечили Швеции резкое выдвижение на третье место в мире.

(Bjelm и др., 2010).

Турция

На территории Турции разведаны обширные геотермальные ресурсы, которые используются для теплоснабжения жилищ, парниково-тепличных хозяйств и курортов. Кроме того, 260 курортов в стране, использовали термальные воды для бальнеологических целей. Геотермальные тепловые насосы применялись в Метро Meydan, торговом центр в Стамбуле и Terme Maris Facility in Dalaman. Геотермальное теплоснабжение в 2010 г. обеспечивало 201000 жилых комплексов.

Основные направления использования тепловой энергии недр: 219 МВт и 2417 ТДж/г. - для индивидуального отопления; 792 МВт и 7386.4 ТДж/г. - для теплоцентралей; 483 МВт и 9138 ТДж/г. - для обогрева парников; 552 МВт и 17408 ТДж/г. - для плавательных бассейнов и 38 МВт и 536.5 ТДж/г. - для геотермальных тепловых насосов. Общее количество по стране 2084 МВт и 36885.9 ТДж/г. обеспечили ей четвертое место в мире (Mertoglu и др., 2010).

Норвегия

Современная техническая политика в Норвегии направлена на уменьшение зависимости от гидроэлектроэнергии. Чтобы запланировать, скоординировать и продвинуть научные исследования по геотермальной энергетике в Норвегии, в 2009 был создан "Норвежский центр исследований геотермальной энергии" (CGER). Он включал 19 партнеров: университеты, колледжи, научно-исследовательские институты и промышленность. Цели центра - облегчить освоение геотермальной энергии как национального источника энергии.

К 2010 г. использование в стране тепловой энергии недр развивалось по пути применения геотермальных тепловых насосов. Общее количество систем

составляло около 26000 с установленной мощностью 3300 МВт. Больше чем 90% из них – это установки в виде вертикальных буровых скважин с единственной U-образной трубой в открытых заполненных грунтовой водой буровых скважинах.

В 2010 г. работало 350 крупных систем с тепловыми насосами, обеспечивающих теплом общественные, коммерческие здания или многосемейное жилье. Они позволяли сохранять уравновешенную комбинацию нагревания и охлаждения. Одна из крупнейших систем включала 228 буровых скважин до глубины 200 м. Она обеспечивала отопление и кондиционирование новой университетской больницы Akershus (137000 м^2). Было запланировано расширить систему до 350 буровых скважин. Полная установленная мощность геотермальных установок с тепловыми насосами в стране - 3300 МВт при производстве 25200 ТДж/г. тепловой энергии с высокой температурой. Эти успехи очень быстрого освоения тепловых ресурсов недр вывели Норвегию на пятое место в мире.

(Midttemme и др., 2010).

Исландия

Геолого-геотермические условия страны обеспечивают весьма благоприятные условия для развития геотермальной энергетики. Тепловые ресурсы недр используются для выработки электричества и для прямого использования. В 2010 г. это обеспечивало 62% национального энергоснабжения, при том, что прямое использование, покрывало 89% нужд всего теплоснабжения в стране.

Самая крупная система геотермального теплоснабжения находится в Рейкьявике, где 197404 человека обеспечивалось системами с установленной мощностью 1264 МВт. Две других крупные системы теплоснабжения расположены одна - на полуострове Reykjanes, которая обслуживала около 20000 человек и другая - система Akureyri на севере Исландии обогревала приблизительно 23000 человек. В стране было 135 плавательных бассейнов, которые использовали геотермальную энергию. Объемы таяния снега к 2010 г. были в стране увеличены до 820000 м^2, причем больше всего в Рейкьявике.

Индустриальное использование включало обработку морской водоросли, завод по сушке в Thorverk, производство диоксида в Haedarendi и сушку рыбы в 18 маленьких компаниях, с производством около 15000 тонн продукции. Кроме того, геотермальная энергия использовалась для сушки импортированной древесины, восстановления протекторов автомобильных шин, производство цементных блоков, и выпечки хлебных изделий.

Отопление жилья, обогрев оранжерей являлось самыми старыми и наиболее важными направлениями использования теплоты недр. Производство зерновых культур, овощей (55%) и цветов (45%) обеспечивалось геотермальной энергией. Увеличивалось производство рыбы до 10000 тонн на 40 заводах.

Ежегодное использование геотермальной энергии на 2010 г. составило: 1380 МВт и 17483 ТДж/г. - для теплоснабжения жилья; 40 МВт и 677 ТДж/г. - для обогрева оранжерей; 67 МВт и 1835 ТДж/г. - для рыборазведения; 65 МВт и 1642 ТДж/г. - для производственных процессов; 200 МВт и 1448 ТДж/г. - для таяния снега; 70 МВт и 1256 ТДж/г. - для плавательных бассейнов и 4 МВт и 20 ТДж/г. - для геотермальных тепловых насосов (2 больших установки в Akureyri).

Общее количество использованной геотермальной энергии в 2010 г. составило: 1826 МВт и 24361 ТДж/г. (Ragnarsson, 2010), что обеспечило Исландии шестое место в мире.

Франция

Освоение геотермальных ресурсов в стране развивалось в несколько этапов: в начале 1980-ых годов – главный этап, основанный на низкотемпературных ресурсах осадочных бассейнов; в 1990-ых годах – со сравнительно небольшой добавкой новых технологий и объемов использования. Серьезное развитие направлений использования и производства геотермальных ресурсов было основано на политике правительства по возобновляемым видам энергия (французский Закон об энергии в 2005 г. и особенно с учетом результатов "Конференция по вопросам окружающей среды" в 2007).

Было запланировано к 2012 г. производить для теплоснабжения 535 ктое/г. и к 2020 г. - 1300 ктое/г. При этом расходы на теплоцентрали составляли около 40%, крупные тепловые насосы - около 20% и индивидуальные геотермальные тепловые насосы - около 40%. За базу было принято 220 ктое/г., произведенные в 2006 г.

Использование геотермальных тепловых насосов началось в 80-ых годах и к 2010 г. составляло около 20000 систем теплоснабжения индивидуальных зданий. Геотермальные теплоцентрали обеспечивали 150000 жилых комплексов, главным образом в Париже и Аквитании.

В 2010 г. прямое использование теплоты недр включает: теплоцентрали (300 МВт и 4900 ТДж/г.), отопление оранжерей (9 МВт и 155 ТДж/г.), рыборазведение (19 МВт и 212 ТДж/г.), плавательные бассейны (17 МВт и 162 ТДж/г.) и геотермальные тепловые насосы, главным образом для индивидуальных домов (1000 МВт и 7500 ТДж/г.). В общей сложности годовое

освоение теплоты недр во Франции в 2010 г. составляло 1345 МВт и 12929 ТДж/г. (Boissier и др., 2010). Это обеспечивало стране восьмое место в мире.

Германия

К 2010 г. в стране действовало 162 геотермальные установки прямого использования теплоты недр. Они включали теплоцентрали, в некоторых случаях объединенные с оранжереями и тепловые курорты. Большинство установок для теплоцентралей расположены в Северном немецком Бассейне, бассейне Molasse в Южной Германии, или вдоль Верхнего Рейнского Грабена. Две геотермальные станции: в Neustadt-Glewe и Unterhaching также обеспечивали термальную воду для теплоцентрали.

В дополнение к этим крупным установкам действовали расположенные по всей стране многочисленные мелкие и средние геотермальные системы с тепловыми насосами. По коммерческой статистике определены 148000 систем, работающих в 2008 г. и при 20%-м росте в 2009 г. – 178000 систем.

Использование геотермальной энергии для различных потребителей составило: 1,2 МВт и 2,9 ТДж/г. - для индивидуального отопления; 209,3 МВт и 1054,4 ТДж/г. - для обеспечения теплоцентралей; 44,9 МВт и 1339,2 ТДж/г. – для плавательных бассейнов и 2230 МВт и 10368 ТДж/г. - для геотермальных тепловых насосов.

Для страны общее количество прямого освоения геотермальной энергии в 2010 г. – 2485,4 МВт и 12764,5 ТДж/г. (Schellschmidt и др., 2010). Это обеспечило Германии девятое место в мире.

Россия

Прямое использование геотермальных ресурсов главным образом развито на Курилах, Камчатке, в Дагестане, Чечне и Краснодарском крае. Потребители, в основном, парниково-тепличные хозяйства. Они потребляли около 1,5 млн. Гкал/г. (Povarov и Svalova, 2010). Приблизительно половина извлеченного ресурса использовалось для теплоснабжения жилья, одна треть для отопления оранжерей, и приблизительно 13% для обеспечения индустриальных процессов. Было также около 150 курортов использующих теплоту недр и 40 фабрик, разливающих в бутылки минеральную воду.

Применение тепловых насосов в Росси находится на ранней стадии развития. Экспериментальная установка была построена в начале 1999 г. в поселке Филиппово, Ярославской области. Восемь тепловых насосов использовались для школьного здания с 160 учениками. В некоторых зданиях г. Москвы применяли тепловые насосы. Есть проект теплоцентрали для города на Камчатке (Nikolskiy и др., 2010).

Распределение по направлениям использования теплоты недр в России основано на данных Кононова и Поварова (2005): 16,5 МВт и 328 ТДж/г. - для индивидуального теплоснабжения; 93,5 МВт и 1857 ТДж/г. - для обеспечения теплоцентралей; 160 МВт и 3279 ТДж/г. - для отопления оранжерей; 4 МВт и 63 ТДж/г. - для рыборазведения и животноводства; 4 МВт и 69 ТДж/г. - для сельскохозяйственной сушки, мытья шерсти, сушки древесины и др.; 4 МВт и 63 ТДж - для купальных бассейнов; 25 МВт и 473 ТДж/г. - для производственных процессов и 1,2 МВт и 11,5 ТДж/г. - для геотермальных тепловых насосов (главным образом в Камчатке).

Общее количество для страны составляло: 308,2 МВт и 6143,5 ТДж/г. (Butuzov и др. 2010). Такое состояние прямого освоения геотермальных ресурсов поставило Россию на 18 месте в мире.

На 2005 и дальнейшие годы определены следующие перспективные геотермальные энергетические проекты в России [110]:

1. Тепло- и электроснабжение г. Лабинска Краснодарского края (стоимость проекта 33,5 млн. долл. США).

2. Тепло- и электроснабжение Елизовского района Камчатской области (стоимость проекта 55,0 млн. долл. США).

3. Комплексное использование геотермальных ресурсов Казьмиского месторождения в Ставропольском крае (стоимость проекта 18 млн. долл. США).

4. Тепло- и электроснабжение п. Светлый Калининградской области (стоимость проекта 21,3 млн. долл. США).

5. Теплоснабжение г. Кизляр республики Дагестан (стоимость проекта 19,5 млн. долл. США).

6. Теплоснабжение г. Махачкала (стоимость проекта 75 млн долл. США).

7. Теплоснабжение г. Чистово Омской области (стоимость проекта 9 млн. долл. США).

8. Тепло- и электроснабжение отдаленных районов Томской области (стоимость проекта 20 млн. долл. США).

9. Комплексное использование ресурсов Речинского геотермального месторождения в Дагестане (стоимость проекта 16 млн. долл. США).

10. Тепло- и электроснабжение Курильских островов (стоимость проекта 30 млн. долл. США).

5.2.2. Данные на 2015 г.

Геотермальная электроэнергетика на 2015 г.

Сегодня развитие промышленной добычи и использования глубинной теплоты недр базируется на технологии разработки геотермальных месторождений с естественными коллекторами на глубинах от 1 до 5 км. Для того чтобы сделать ГПС будущим геотермальной энергетики необходимы весьма существенные научные, экспериментальные и опытно-промышленные исследования и разработки. Многие проблемы могли бы быть решены на основе широкого международного сотрудничества. Для этого национальные программы научных исследований и разработок должны быть обеспечены существенными дополнительными средствами. Необходимо государственное финансирование, главным образом, государственных учреждений.

Развитие геотермальной электроэнергетики за прошедшие 40 лет характеризуется 14 кратным ростом, [208, 244] с прогнозным ее увеличением к 2020 г. до 21,4 ГВтэ (рис. 5.27).

Достигнутые и прогнозные на 2020 г. показатели по установленной мощности геотермальных электростанций и мировому производству электроэнергии (рис. 5.28) характеризуют убедительный рост геотермальной электроэнергетики.

Мировая установленная мощность ГеоЭС и годовое производство электроэнергии с 1995 по 2015 гг., а также прогноз на 2020 г. по континентам отражены в таблице 5.13. Установленная мощность и произведенная электроэнергия в 2010, 2015 гг. и прогноз на 2020 г. в странах мира характеризует состояние и перспективы развития мировой геотермальной электроэнергетики. Кроме того, в таблице 5.14. представлен абсолютный прирост электроэнергии с 2010 по 2015 гг., который отражает темпы развития геотермальной электроэнергетики за последних 5 лет. Рейтинг 20 стран мира по произведенной электроэнергии в 2015 г. (табл. 5.15) определяет ведущие страны по геотермальной электроэнергетике, среди которых Россия занимает 14 место.

США, Индонезия, и Новая Зеландия представляют важный пример даже для стран, где развитие геотермальной энергетики началось более чем на 50 лет раньше.

Производство геотермальной электроэнергии в ведущих 7 странах мира и Росии на 2015 г.

1. США. Установленная мощность ГеоЭС составляет 3450 МВт, производя около 16600 ГВт.ч. ежегодно. Геотермальные электростанции расположены в Калифорнии, Неваде, Юте и Гавайях, а в последние годы

сооружены в Аляске, Айдахо, Нью-Мексико, Орегоне и Вайоминге. За прошлые пять лет были введены 350 МВт установленной мощности.

Калифорния является наиболее важной территорией, с двумя главными производственными объектами: Гейзеры и Имперская Долина. В Чене Хот-Спрингс (Аляска) работает бинарная ГеоЭС с самой низкой температурой геотермального теплоносителя - 74°С. Три агрегата обеспечивают 730 кВтэ.

Геотермальная энергия пока остается только небольшой частью – 0,48% от производства электроэнергии в Соединенных Штатах (Бойд, и др., 2015).

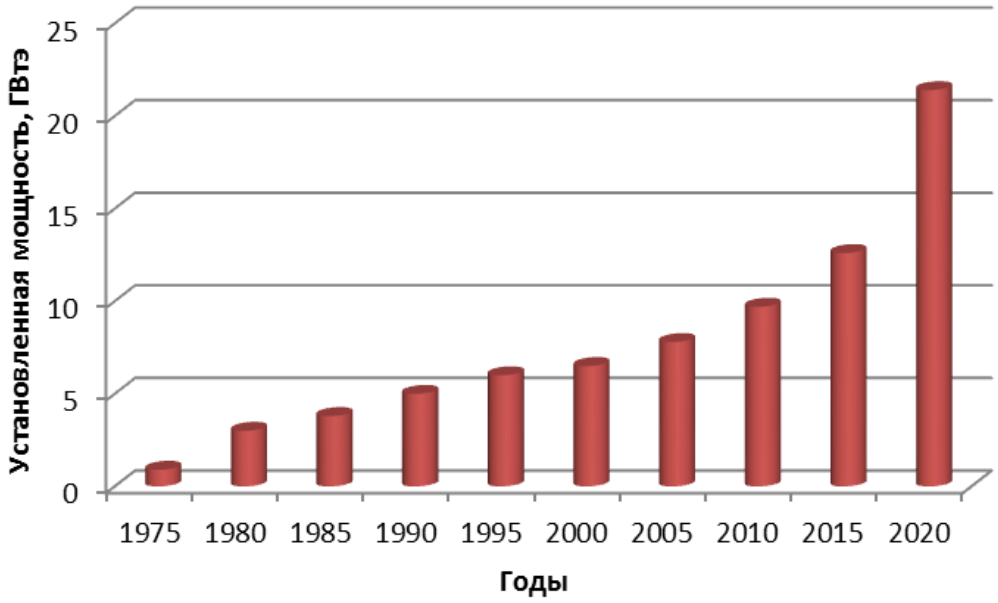


Рис. 5.27. Рост мощности геотермальной электроэнергетики за 1975 - 2020 годы.

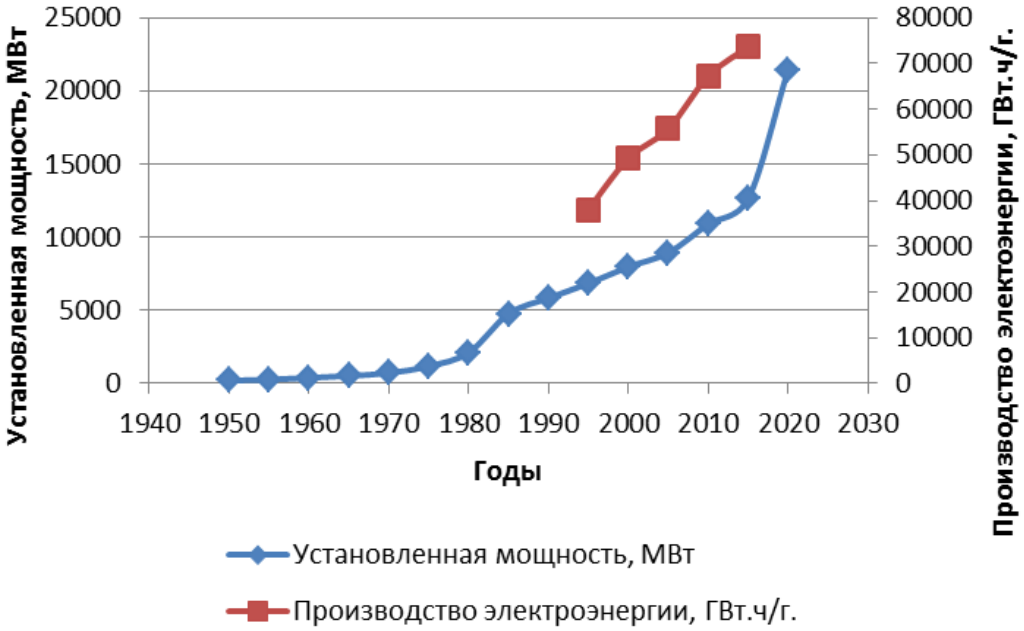


Рис. 5.28. Установленная мощность геотермальных электростанций и мировое производство электроэнергии за последние 65 лет [17]

Таблица 5.13

Мировая установленная мощность ГеоЭС и годовое производство электроэнергии с 1995 по 2015 гг., а также прогноз на 2020 г. по континентам

Континент	Установл. мощность в 1995 г.	Производ. энергии в 1995 г.	Установл. мощность в 2000 г.	Производ. энергии в 2000 г.	Установл. мощность в 2005г.	Производ. энергии в 2005 г.	Установл. мощность в 2010 г.	Производ. энергии в 2010 г.	Установл. мощность в 2015 г.	Производ. энергии в 2015 г.	Прогноз на 2020 г.
	МВт	ГВт.ч	МВт	ГВт.ч	МВт	ГВт.ч	МВт	ГВт.ч	МВт	ГВт.ч	МВт
АМЕРИКА	3800	21303	3390	23342	3911	25717	4565	26803	5089	26353	8305
АЗИЯ	1980	10129	3075	17390	3290	18903	3661	23127	3756	22084	6712
ЕВРОПА	722	3881	1019	5864	1124	7209	1643	11371	2133	14821	3385
ОКЕАНИЯ	286	2353	437	2269	441	2792	818	4506	1056	7433	1440
АФРИКА	45	366	52	397	136	1088	209	1440	601	2858	1601
ВСЕГО	6833	38032	7973	49262	8902	55709	10896	67247	12635	73549	21443

Рейтинг установлен по производству электроэнергии в 2015 г.

Таблица 5.14.

Установленная мощность и произведенная электроэнергия в 2010, 2015 гг. и прогноз на 2020 г. в странах мира

СТРАНА	Устан. мощн. в 2010 г., МВт	Произв. энерг., в 2010, ГВт.ч	Устан. мощн. в 2015 г., МВт	Произв. энерг., в 2015, ГВт.ч	Прогноз на 2020, МВт	Увеличение с 2010 г. до 2015 г.			
						МВт	ГВт.ч	Мощн. %	Энерг. %
Алжир					1				
Аргентина					30				
Армения					25				
Австралия	0,1	0,5	1,1	0,5	20	1			
Австрия	1,4	3,8	1,2	2,2	6				
Боливия					40				
Канада					20				
Чили					150				
Китай	24	150	27	150	100	3		12	
Коста-рика	166	1131	207	1511	260	42	380	25	34
Чешская республика					5				
Джибути					50				
Доминикан. республика					10				
Эквадор					40				
Сальвадор	204	1422	204	1442	300		20		
Эфиопия	7,3	10	7,3	10	50				
Франция	16	95	16	115	40		20		21
Германия	6,6	50	27	35	60	20	- 15	280	- 30
Греция					40				
Гватемала	52	289	52	237	140				
Гондурас					35				
Венгрия					5				
Исландия	575	4597	665	5245	1300	90	648	16	14
Индия					10				
Индонезия	1197	9600	1340	9600	3500	143		12	
Иран					5				
Италия	843	5520	916	5660	1000	74	140	9	3
Япония	536	3064	519	2687	570	- 16	- 377	- 3	- 12
Кения	202	1430	594	2848	1500	392	1418	194	99
Латвия					5				
Мексика	958	7047	1017	6071	1400	59	- 976	6	- 14
Монтсеррат					5				
Нидерланды					5				
Невис					35				
Новая Зеландия	762	4055	1005	7 000	1350	243	2945	32	73
Никарагуа	88	310	159	492	200	72	182	82	59
Папуа-новая Гвинея	56	450	50	432	70	- 6	- 18	- 11	- 4
Перу					40				
Филиппины	1 904	10 311	1 870	9 646	2500	- 34	- 665	- 2	- 6

СТРАНА	Устан. мощн. в 2010 г., МВт	Произв. энерг., в 2010, ГВт.ч	Устан. мощн. в 2015 г., МВт	Произв. энерг., в 2015, ГВт.ч	Прогноз на 2020, МВт	Увеличение с 2010 г. до 2015 г.			
						МВт	ГВт.ч	Мощн. %	Энерг. %
Польша					1				
Португалия	29	175	29	196	60		21		12
Румыния			0,1	0,4	5	0,1	0,4		
Россия	82	441	82	441	190				
Словакия					5				
Испания					40				
Швейцария					3				
Тайвань			0,1		1	0,1			
Таиланд	0,3	2,0	0,3	1,2	1				
Турция	91	490	397	3127	600	306	2637	336	539
США	3098	16603	3450	16600	5600	352		11	
ИТОГО	**10897**	**67246**	**12635**	**73549**	**21443**				

Таблица 5.15.

Рейтинг 20 стран мира по произведенной электроэнергии в 2015 г. и прогноз на 2020 г.

СТРАНА	Устан. мощн в 2010 МВт	Произ энерг. в 2010 ГВт.ч	Устан. мощн в 2015 МВт	Произ энерг. в 2015 ГВт.ч	Прогноз на 2020, МВт	Увеличение с 2010 г. до 2015 г.			
						МВт	ГВт.ч	Мощн %	Энерг. %
1. США	3098	16603	3450	16600	5600	352		11	
2. Филиппины	1 904	10311	1870	9646	2500	- 34	- 665	- 2	- 6
3. Индонезия	1197	9600	1340	9600	3500	143		12	
4. Новая Зеландия	762	4055	1005	7000	1350	243	2945	32	73
5. Мексика	958	7047	1017	6071	1400	59	- 976	6	- 14
6. Италия	843	5520	916	5660	1000	74	140	9	3
7. Исландия	575	4597	665	5245	1300	90	648	16	14
8. Турция	91	490	397	3127	600	306	2637	336	539
9. Кения	202	1430	594	2848	1500	392	1418	194	99
10. Япония	536	3064	519	2687	570	- 16	- 377	- 3	- 12
11. Коста- Рика	166	1131	207	1511	260	42	380	25	34
12. Сальвадор	204	1422	204	1442	300		20		
13. Никарагуа	88	310	159	492	200	72	182	82	59
14. Россия	**82**	**441**	**82**	**441**	**190**				
15. Папуа-Нов. Гвинея	56	450	50	432	70	- 6	- 18	- 11	- 4
16. Гватемала	52	289	52	237	140				
17. Португал.	29	175	29	196	60		21		12
18. Китай	24	150	27	150	100	3		12	
19. Франция	16	95	16	115	40		20		21
20. Германия	6,6	50	27	35	60	20	- 15	280	- 30

2. Филиппины. Установленная мощность ГеоЭС составляет 1870 МВт, производство электроэнергии - 9646 ГВт.ч, что обеспечивает 14% всех требований электричества страны.

Принятый государственный новый закон обеспечивает финансовые и нефинансовые стимулы, способствующие ускорению исследований, развитию и использованию возобновляемых источников энергии, включая геотермальную. Как следствие, задействованы 43 геотермальных объекта: Maibarara – 20 МВт, Nasulo -30 МВт, Bacon-Manito/Sorsogon/Albay – 131 МВт, Mak-Ban/Laguna - 458 МВт, Mindanao/Mount Apo - 108 МВт, Palinpinon/Negros Oriental - 192 МВт, Tiwi/Albay – 234 МВт, Maibarara - 20 МВт, Tongonan/Leyte -726 МВт (Fronda, и др., 2015).

3. Индонезия. Установленная мощность ГеоЭС составляет 1340 МВт, производство электроэнергии - 9600 ГВт.ч./г.

Геотермальные ресурсы в стране связаны с вулканами вдоль островов Суматра, Ява, Бали и островов в восточной части Индонезия, с ожидаемым потенциалом приблизительно 28 ГВтэ на 312 геотермальных месторождениях. Из них действует 10: Darajat - 260 МВт, Dieng - 60 МВт, Kamojang - 200 МВт, Gunung Salak - 377 МВт, Sibayak - 11 МВт, Lahendong - 87 МВт, Wayang Windu - 227 МВт, Ulu Belu (Южная Суматра) - 110 МВт, Ulumbu (Флорес) - 5 МВт и Mataloko - 2,5 МВт.

Установленные электрические мощности возрастут к 2025 году приблизительно до 6000 МВт, что составит около 5% энергетических потребностей страны. Около 440 МВт планируется в строящихся пяти ГеоЭС в Sarulla и Lumut-Balai (Darma и Gunawan).

4. Новая Зеландия. Установленная мощность ГеоЭС составляет 1005 МВт, производство электроэнергии - 7000 ГВт.ч./г.

В связи с наличием высокотемпературных зон в недрах, Новая Зеландия находится в фазе внушительного роста производства геотермального электричества. Это обеспечивает самую низкую его стоимость по сравнению с традиционными и другими возобновляемыми источниками энергии. Производство геотермальной электроэнергии составляет около 16% от общего национального и 75% от возобновляемых источников энергии.

Все ГеоЭС расположены в вулканической зоне Taupo: в Wairakei - 399 МВт, Kawerau - 140 МВт, Reporoa - 57 МВт, Rotokawa - 167 МВт, Ngawha - 25 МВт, Mokai - 111 МВт, Tauhara - 24 МВт и Ngatamariki - 82 МВт (Кери, и др., 2015).

5. Мексика. Геотермальная установленная мощность ГеоЭС в стране составляет 1017 МВт. Они распределены по четырем геотермальным областям: Cerro Prieto - 720 МВт, Los Humeros - 94 МВт, Los Azufres - 194 МВт и Las Tres Virgenes -10 МВт и принадлежат государству. Два дополнительных геотермальных проекта в настоящее время строятся: Los Azufres III с 50 МВт и Los Humeros III-A с 27 МВт.

Производство геотермальной электроэнергии составляет около 6100 ГВт.ч./г, что обеспечивает 2,4% всей электрической продукции в стране. Приблизительно 220 производственных скважин были введены в действии, производя 56 миллионов тонн пара и 26 скважин инъекции. (Gutiérrez-Negrín, и др., 2015).

6. Италия. Установленная мощность ГеоЭС составляет 916 МВт, производство электроэнергии - 5660 ГВт.ч./г.

Геотермальные ресурсы для производства электричества расположены в Тоскане в двух исторических районах: Larderello-Travale - 795 ГВт.ч./г и Mount Amiata - 121 МВт. Промышленное производство электроэнергии достигло 5700 ГВт.ч./г, это новый геотермальный рекорд в Италии.

Первая бинарная электростанция в Италии (Gruppo Binario Bagnore3) была создана с установленной мощностью - 1 МВт. (Razzano and Cei, 2015).

7. Исландия. Установленная мощность ГеоЭС составляет 665 МВт, производство электроэнергии - 5245 ГВт.ч./г.

Геологические особенности страны (ее местоположение на горном хребте Центральной Атлантики) определяют существенные объемы использования геотермальной энергии в энергоснабжении Исландии. Доля геотермальной энергии в общем энергоснабжении Исландии составляет около 68%, достигая 90% от всей энергии, используемой для теплоснабжения.

Производство геотермального электричества началось 45 лет назад и теперь достигло 29% всех потребностей электроснабжения. Установленная мощность ГеоЭС обеспечивается в следующих областях: Námafjall - 3 МВт, Hellisheidi - 303 МВт, Húsavík - 2 МВт, Krafla - 60 МВт, Nesjavellir - 120 МВт,

Reykjanes - 100 МВт и Svartsengi - 76 МВт. (Рэгнарссон, 2015).

14. Россия. Установленная мощность ГеоЭС составляет 82 МВт, производство электроэнергии - 441 ГВт.ч./г.

Есть несколько сфер страны с хорошим геотермическим потенциалом в европейской части России: Северный Кавказ, Дагестан; в Сибири: район Байкала, Красноярский край; Дальний Восток: Чукотка, Сахалин, Камчатский

Полуостров и Курильские острова, с общей оценкой около 2000 МВт электричества и более чем 3000 МВт теплоносителя с высокой температурой для теплоснабжения. ГеоЭС находятся на Камчатке: Паужетская - 14 МВт, Верхне-Мутновская - 12 МВт и Мутновская - 50 МВт; на Курильских островах: Итуруп - 4 МВт и Кунашир - 2 МВт. (Свалова и Поваров, 2015).

Ранжирование по лучшим пяти странам

Лучшие пять стран по увеличению абсолютной величины прироста установленной мощности ГеоЭС приведены в таблице 5.16.

Таблица 5.16.

Пять ведущих стран по абсолютному приросту установленной мощности ГеоЭС с 2010 по 2015 гг.

СТРАНА	**МВтэ**	**ГВт.ч/г.**	**МВтэ,%**	**ГВт.ч/г.,%**
КЕНИЯ	392	1418	194	99
США	352		11	
ТУРЦИЯ	306	2637	336	539
НОВАЯ ЗЕЛАНДИЯ	243	2945	32	73
ИНДОНЕЗИЯ	143		12	

Лучшие пять стран по увеличению в процентах установленной мощности ГеоЭС с 2010 по 2015 гг. (табл. 5.17). Кения и Турция - два самых важных достижения в развитии ГеоЭС в последние 5 лет. Величина роста установленной мощности ГеоЭС с 2010 по 2015 гг. в Турции – 336%, довольно внушительна при ее относительно большом значении на 2010 г. – 91 МВтэ. Рост установленной мощности ГеоЭС в Германии – 280% определяется, главным образом, из-за ее очень маленького старта. Кения, Никарагуа и Новая Зеландия - важные геотермические страны с существенным ее увеличением за прошлые пять лет.

Таблица 5.17.

Ведущие пять стран по% роста установленной мощности ГеоЭС с 2010 по 2015 гг.

СТРАНЫ	**МВтэ**	**ГВт.ч/г.**	**МВтэ,%**	**ГВт.ч/г.,%**
ТУРЦИЯ	306	2637	336	539
ГЕРМАНИЯ	20		280	
КЕНИЯ	392	1418	194	99
НИКАРАГУА	72	182	82	59
НОВАЯ ЗЕЛАНДИЯ	243	2945	32	73

По оценкам [209] прогнозы ожидаемого развития геотермальной электроэнергетики на 2050 год составят - от освоения гидротермальных ресурсов 70 ГВте, а всего с другими ресурсами будущих технологий – 140 ГВте. Если эта цель будет достигнута, станет возможным производить за счет геотермики более 8,3% полного мирового потребления электроэнергии, обеспечивая до 17% населения мира. Кроме того, 40 стран (расположенных, главным образом, в Африке, Тихом океане, Центральной и Южной Америке) могут быть полностью переведены на геотермальное электроснабжение. Производство CO_2 в мире может быть сокращено приблизительно на 1000 миллион тонн в год.

Геотермальная теплоэнергетика (прямое использование геотермальной энергии) на 2015 г.

Несомненно, что в мире, а особенно в России главным потребителем геотермальной энергии будут тепло и хладоснабжение жилищно-коммунального, сельскохозяйственного и промышленного секторов. По экономическим соображениям геотермальная электроэнергетика сконцентрируется, в основном, в регионах с повышенным геотермическим градиентом (выше 4 ^{o}C/100 м).

Прямое применение геотермальной энергии – это непосредственное использование теплоты недр для различных потребностей человека. Оно является одним из самых древних, универсальных и распространенных форм освоения геотермальной энергии. Ранняя история прямого применения геотермальной энергии свидетельствует о использовании теплоты недр в течении последних 2000 лет.

В 2015 г. 82 страны используют напрямую геотермальную энергию [237]. Это определенный рост по сравнению с 78 странами в 2010 г., 72 - в 2005 г., 58 - в 2000 г. и 28 - в 1995г. В конце 2014 г. установленная тепловая мощность прямого применения геотермальной энергии составила 70,3 ТВт, что характеризует прирост на 45% по сравнению с данными 2010 г., т.е. в среднем по 7,7% ежегодно. Это обеспечило потребление 588 тыс. ТДж/год (163 ТВт.час./год), что составило 38,7% прироста по сравнению с 2010 г.

Установленная тепловая мощность геотермальных тепловых установок (МВт), их ежегодное теплоэнергетическое использование (ТДж/г. и ГВт.ч/г.) и коэффициент использования (нагрузки) до конца 2014 г. составили:

- по геотермическому прямому использованию во всем мире 70329 МВт, прирост к 2010 г. на 45,0%, ежегодно по 7,7%;

- по ежегодному энергетическому использованию 587786 ТДж (163287 ГВт.ч), увеличение на 38,7% по сравнению с 2010 г., т.е. ежегодно 6,8%;

- по международному коэффициенту использования 0,265 (табл. 5.18). Последний снизился от 0,28 в 2010, 0,31 в 2005 и 0,40 в 2000 гг. из-за увеличения применения геотермальных тепловых насосов, у которых довольно низкий коэффициент использования - 0,21 во всем мире.

Таблица 5.18.

Сведения по прямому использованию (для нужд теплоснабжения) геотермальной энергии в мире на 2015 г.

Страны	**МВт**	**ГВт.ч/год**	**ТДж/год**	**Коэффиц. нагрузки**
Австралия	16,09	194,36	53,99	0,38
Австрия	903,40	6538,00	1816,26	0,23
Албания	16,23	107,59	29,89	0,21
Алжир	54,64	1699,65	472,25	0,99
Аргентина	163,60	1000,03	277,81	0,19
Армения	1,50	22,50	6,25	0,48
Белоруссия	4,73	113,53	31,54	0,76
Бельгия	206,08	864,40	24,01	0,13
Болгария	93,11	1224,42	340,14	0,42
Босния и Герцеговина	23,92	252,33	70,10	0,33
Бразилия	360,10	6622,40	1839,70	0,58
Венгрия	905,58	10268,06	2852,47	0,36
Венесуэла	0,70	14,00	3,89	0,63
Вьетнам	31,20	92,33	25,65	0,09
Гватемала	2,31	56,46	15,68	0,78
Германия	2848,60	19531,30	5425,80	0,22
Гондурас	1,93	45,00	12,50	0,74
Гренландия	1,00	21,00	5,83	0,67
Греция	221,88	1326,45	368,49	0,19
Грузия	73,42	695,16	193,12	0,30
Дания	353,00	3755,00	1043,14	0,34
Египет	6,80	88,00	24,45	0,41
Израиль	82,40	2193,00	609,22	0,84
Индия	986,00	4302,00	1195,10	0,14
Индонезия	2,30	42,60	11,83	0,59
Иордания	153,30	1540,00	427,81	0,32
Иран	81,50	1103,12	12306,45	0,43
Ирландия	265,54	1240,54	344,62	0,15
Исландия	2040,00	26717,00	7422,00	0,42
Испания	64,13	344,85	95,80	0,17
Италия	1014,00	8682,00	2411,90	0,27
Йемен	1,00	15,00	4,17	0,48
Канада	1466,78	11615,00	3226,65	0,25
Карибские Острова	0,10	2,78	0,77	0,85
Кения	22,40	182,62	50,73	0,26
Китай	17870,00	174352,00	48434,99	0,31
Колумбия	18,00	289,88	80,50	0,51
Коста-Рика	1,00	21,00	5,83	0,67

Страны	МВт	ГВт.ч/год	ТДж/год	Коэффиц. нагрузки
Латвия	1,63	31,81	8,84	0,62
Литва	94,60	712,90	198,04	0,24
Мадагаскар	2,81	75,59	21,00	0,85
Македония	48,68	601,11	166,99	0,39
Марокко	5,00	50,00	13,89	0,32
Мексика	155,82	4171,00	1158,70	0,85
Монголия	20,16	340,46	94,58	0,54
Непал	3,32	81,11	22,53	0,78
Нидерланды	790,00	6426,00	1785,14	0,26
Новая Зеландия	487,45	8621,00	2394,91	0,56
Норвегия	1300,00	8260,00	2294,63	0,20
Пакистан	0,54	2,46	0,68	0,14
Папуа-Новая Гвинея	0,10	1,00	0,28	0,32
Перу	3,00	61,00	16,95	0,64
Польша	488,84	2742,60	761,89	0,18
Португалия	35,20	478,20	132,84	0,43
Россия	**308,20**	**6143,50**	**1706,66**	**0,63**
Румыния	245,13	1905,32	529,30	0,25
Сальвадор	3,36	56,00	15,56	0,53
Саудовская Аравия	44,00	152,89	42,47	0,11
Сербия	115,64	1802,48	500,73	0,49
Словацкая республика	149,40	2469,60	686,05	0,52
Словения	152,75	1137,23	315,93	0,24
Соединенное Королевство	283,76	1906,50	529,63	0,21
Соединенные Штаты	17415,91	75862,20	21074,52	0,14
Таджикистан	2,93	55,40	15,39	0,60
Таиланд	128,51	1181,20	328,14	0,29
Тунис	43,80	364,00	101,12	0,26
Турция	2886,30	45126,00	12536,00	0,50
Украина	10,90	118,80	33,00	0,35
Филиппины	3,30	39,58	11,00	0,38
Финляндия	1560,00	18000,00	5000,40	0,37
Франция	2346,90	15867,00	4407,85	0,21
Хорватия	79,94	684,49	190,15	0,27
Чешская Республика	304,50	1790,00	497,26	0,19
Чили	19,91	186,12	51,70	0,30
Швейцария	1733,08	11836,80	3288,26	0,22
Швеция	5600,00	51920,00	14423,38	0,29
Эквадор	5,16	102,40	28,45	0,63
Эстония	63,00	356,00	98,90	0,18
Эфиопия	2,20	41,60	11,56	0,60
Южная Африка	2,30	37,00	10,28	0,51
Южная Корея	835,80	2682,65	745,24	0,10
Япония	2186,17	26130,08	7258,94	0,38
ОБЩАЯ СУММА	**70328,98**	**587786,43**	**163287,07**	**0,27**

Темпы роста установленной мощности и ежегодного энергетического использования геотермальной энергии для нужд теплоснабжения за период 1995 – 2015 годы показаны на рисунке 5.29. Теплоэнергетическое использование геотермальной энергии в 82 странах мира на 2015 г. отражено в докладе Д. Лунда [235] на Мировом геотермальном конгрессе 2015. Данные по 20 наиболее успешным странам мира и России (табл. 5.19) свидетельствуют об определенном развитии освоения этого нетрадиционного источника энергии, однако явно недостаточном с учетом потребностей и масштабов страны.

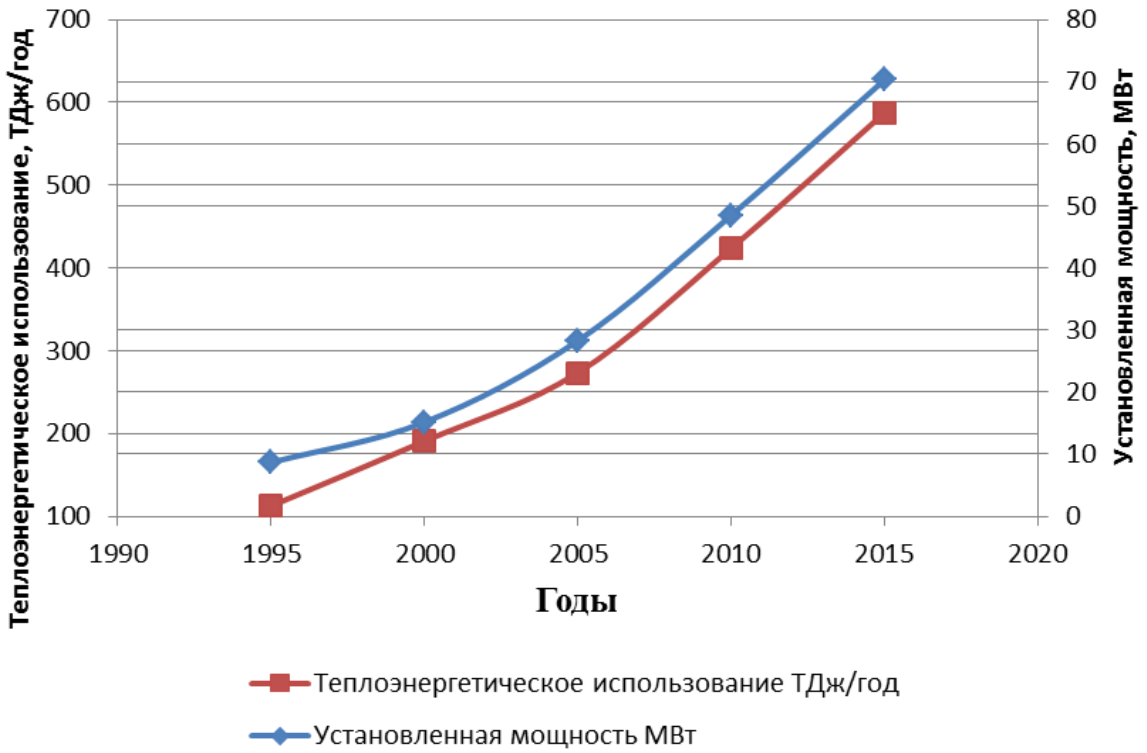


Рис. 5.29. Установленная мощность и ежегодное энергетическое использование геотермальной энергии для нужд теплоснабжения за период 1995 – 2015 годы

Таблица 5.19.

Рейтинг 20 наиболее успешных стран мира по освоению геотермального источника энергии в 2015 г.

Страны	МВт	ГВт.ч/год	ТДж/год	Коэффиц. нагрузки
1. Китай	17870,00	174352,00	48434,99	0,31
2. Соединенные Штаты	17415,91	75862,20	21074,52	0,14
3. Швеция	5600,00	51920,00	14423,38	0,29
4. Турция	2886,30	45126,00	12536,00	0,50
5. Исландия	2040,00	26717,00	7422,00	0,42
6. Япония	2186,17	26130,08	7258,94	0,38

Страны	МВт	ГВт.ч/год	ТДж/год	Коэффиц. нагрузки
7. Германия	2848,60	19531,30	5425,80	0,22
8. Финляндия	1560,00	18000,00	5000,40	0,37
9. Франция	2346,90	15867,00	4407,85	0,21
10. Швейцария	1733,08	11836,80	3288,26	0,22
11. Канада	1466,78	11615,00	3226,65	0,25
12. Венгрия	905,58	10268,06	2852,47	0,36
13. Италия	1014,00	8682,00	2411,90	0,27
14. Новая Зеландия	487,45	8621,00	2394,91	0,56
15. Норвегия	1300,00	8260,00	2294,63	0,20
16. Бразилия	360,10	6622,40	1839,70	0,58
17. Австрия	903,40	6538,00	1816,26	0,23
18. Нидерланды	790,00	6426,00	1785,14	0,26
19. Россия	**308,20**	**6143,50**	**1706,66**	**0,63**
20. Индия	986,00	4302,00	1195,10	0,14
ОБЩАЯ СУММА	**70328,98**	**587786,43**	**163287,07**	**0,27**

Можно выделить пять ведущих стран в мире с точки зрения установленной мощности (МВт): Китай, США, Швеция, Турция, Германия (табл. 5.20) и с точки зрения ежегодного теплоэнергетического использования (ТДж/год): Китай, США, Швеция, Турция и Исландия.

Таблица 5.20.

Ведущие страны мира по установленной мощности (МВт) геотермального источника энергии в 2015 г.

Страны	МВт	ГВт.ч/год	ТДж/год	Коэффиц. нагрузки
1.Китай	17870,00	174352,00	48434,99	0,31
2.Соединенные Штаты	17415,91	75862,20	21074,52	0,14
3.Швеция	5600,00	51920,00	14423,38	0,29
4.Турция	2886,30	45126,00	12536,00	0,50
5.Германия	2848,60	19531,30	5425,80	0,22

Меньшие страны, особенно скандинавские, доминируют в числе “Лучших пяти” в использовании геотермальной энергии на 1000 жителей для нужд теплоснабжения (табл. 5.21). Пять лучших стран в прямом использовании геотермальных энергетических ресурсов на 100 км^2 земельной площади страны (табл. 5.22). Самый большой процент роста установленной мощности (МВт) за период с 2010 по 2015 годы был в: Таиланде, Египте, Индии, Южной Корее, Монголии; и с точки зрения ежегодного энергетического использования

(ТДж/год) в: Таиланде, Египте, Филиппинах, Албании и Белоруссии (табл. 5.23). Пять стран с максимальным прямым использованием геотермальной энергии без применения тепловых насосов по их установленной мощности (МВт): Китай, Турция, Япония, Исландия и Индия, представляют 68,3% мировой мощности систем геотермального теплоснабжения; в то же время пять стран с наибольшим ежегодным энергетическим использованием теплоты недр без применения тепловых насосов (ТДж/год): Китай, Турция, Исландия, Япония, и Венгрия обеспечивают 68,0% мирового использования (табл. 5.24).

Таблица 5.21.

Мировые лидеры в прямом использовании геотермальной энергии на 1000 жителей населения страны в 2015 г.

Страна	МВт на 1000 жителей	Страна	ТДж/год на 1000 жителей
1.Исландия	6,26	1.Исландия	82,04
2.Швеция	0,57	2.Швеция	5,30
3.Финляндия	0,28	3.Финляндия	3,29
4.Норвегия	0,25	4.Новая Зеландия	1,90
5.Швейцария	0,22	5.Норвегия	1,61

Таблица 5.22.

Мировые лидеры в прямом использовании геотермальных энергетических ресурсов на 100 км^2 земельной площади страны в 2015 г.

Страна	МВт на площадь 100 км^2	Страна	ТДж/год на площадь 100 км^2
1.Швейцария	4,20	1.Швейцария	28,67
2.Нидерланды	2,16	2.Исландия	25,94
3.Исландия	1,98	3.Нидерланды	19,41
4.Швеция	1,24	4.Швеция	11,54
5.Австрия	1,08	5.Венгрия	11,04

Таблица 5.23.

Мировые лидеры по темпам прямого использования геотермальных энергетических ресурсов с 2010 по 2015 годы

Страна	МВт в% к 2010 г.	Страна	ТДж/год в% к 2010 г.
1.Таиланд	4959	1.Таиланд	1393
2.Египет	580	2.Египет	487
3.Индия	272	3.Филиппины	213
4.Южная Корея	265	4.Албания	166
5.Монголия	196	5.Белоруссия	156

Таблица 5.24.

Мировые лидеры в прямом использовании геотермальной энергии без применения тепловых насосов в 2015 г.

Страна	МВт	Страна	ТДж/год
1.Китай	6089	1.Китай	74041
2.Турция	2894	2.Турция	44932
3.Япония	2086	3.Исландия	26700
4.Исландия	2035	4.Япония	25630
5.Индия	986	5.Венгрия	9573

Растущее понимание и популярность использования тепловых насосов оказали большое влияние на прямое использование геотермальной энергии. Установленная мощность таких агрегатов выросла с 2010 по 2015 гг. в 1,51 раза, в среднем на 8,65% в год. Теплоэнергетическое использование этих установок выросло в 1,62 раза, на 10,3% в год. Это резко повысило их удельный вес среди основных направлений использования геотермальной энергии для нужд теплоснабжения (табл. 5.25. и 5.26).

Таблица 5.25.

Установленная мощность геотермальных систем по основным направлениям прямого использования теплоты недр в мире в 1995-2015 гг.

Направления использования	**Установленная мощность, МВт**				
	2015 г.	**2010 г.**	**2005 г.**	**2000 г.**	**1995 г.**
Геотермальные тепловые насосы	49898	33134	15384	5275	1854
Купание и плавание	9140	6700	5401	3957	1085
Обогрев помещений	7556	5394	4366	3263	2579
Обогрев Оранжерей	1830	1544	1404	1246	1085
Нагревание Водоемов, Аквакультуры	695	653	616	605	1 097
Промышленное использование	610	533	484	474	544
Охлаждение помещений, таяние снега	360	368	371	114	115
Сельскохозяйственная сушка	161	125	157	74	67
Прочие	79	42	86	137	238
Общее количество	**70329**	**48493**	**28269**	**15145**	**8664**

Доли различных направлений теплоэнергетического использования геотермальной энергии в 2015 г. отражены на рисунке 5.30. Геотермальные тепловые насосы обеспечивают более 55% от всего объема прямого использования теплоты недр. На втором месте обогрев помещений – 20,3% и на третьем обогрев оранжерей – 15,0%. Остальные направления составляют менее 10%.

Таблица 5.26.

Основные направления теплоэнергетического использования теплоты недр в мире в 1995-2015 гг.

Направления использования	**Теплоэнергетическое использование, ТДж/год**				
	2015 г.	**2010 г.**	**2005 г.**	**2000 г.**	**1995 г.**
Геотермальные тепловые насосы	325028	200149	87503	23275	14617
Купание и плавание	119381	109410	83018	79546	15742
Обогрев помещений	88222	63025	55256	42926	38230
Обогрев Оранжерей	26662	23264	20661	17864	15742
Нагревание Водоемов, Аквакультуры	11958	11521	10976	11733	13493
Промышленное использование	10453	11745	10868	10220	10120
Охлаждение помещений, таяние снега	2600	2126	2032	1063	1124
Сельскохозяйственная сушка	2030	1635	2013	1038	1124
Прочие	1452	955	1045	3034	2249
Общее количество	**587786**	**423830**	**273372**	**190699**	**112441**

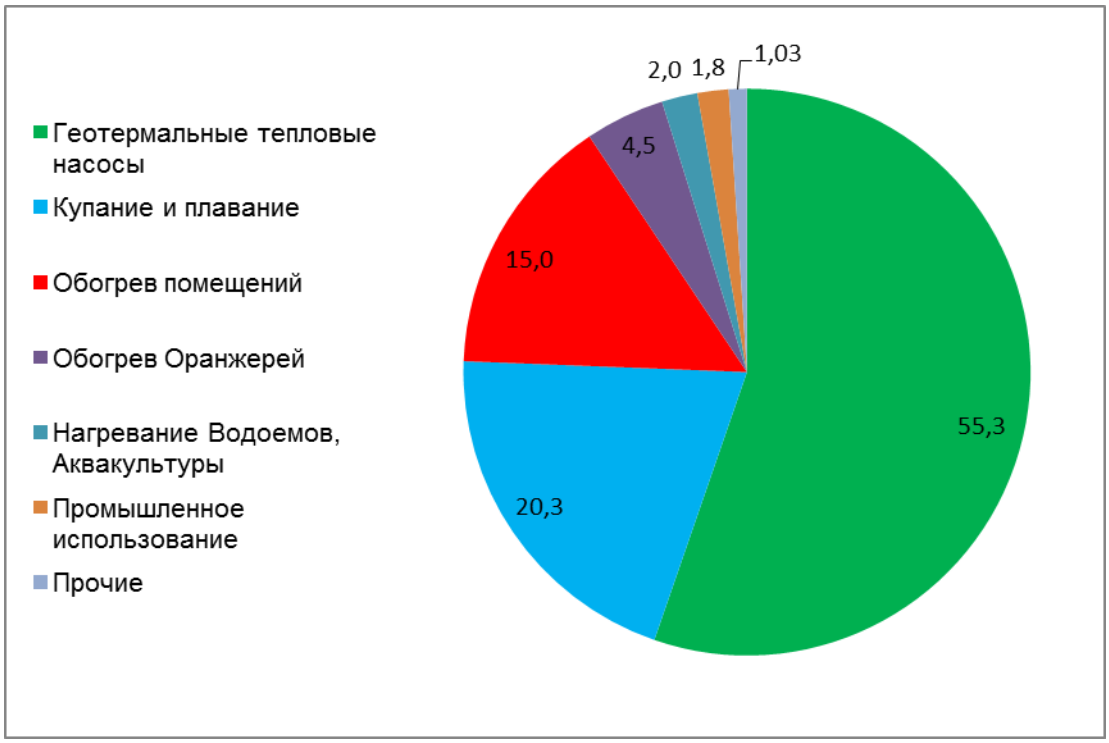


Рис. 5.30. Основные направления теплоэнергетического использования геотермальных ресурсов мира в 2015 г.,%

Геотермальные тепловые насосы

Геотермальный источник недр с использованием тепловых насосов обеспечивает среди всех направлений максимальные нагрузки теплоснабжения. Их установленная мировая мощность составляет 70,95% - 49898 МВт, а

ежегодное энергетическое потребление – 55,30% - 325028 ТДж/год, с коэффициентом использования 0,21.

Большинство установок находится у жителей Северной Америки, Европы и Китая. Количество стран с этими установками увеличилось с 26 в 2000, до 33 в 2005, 43 в 2010, и 48 в 2015 г. Число установленных агрегатов мощностью 12 кВт (типичных для домов США и Западной Европы) составляет приблизительно 4,16 миллионов. Это на 51%больше чем в 2010 г., и более чем в три раза превышает количество таких агрегатов в 2005 г. Мощность отдельных агрегатов: находится в диапазоне от 5,5 кВт - для жилого использования, до более чем 150 кВт - для коммерческого и промышленного потребления.

Купание и плавание

Данные по этому направлению весьма трудно собрать и определить количественно. Почти у каждой страны есть курорты, у которых есть бассейны, нагреваемые геотермальной водой (включая бальнеологию). В 2015 г. по этому направлению использования геотермальной энергии представили отчеты 70 стран (67 в 2010 и 60 в 2005).

Установленная мощность - 9140 МВт, и ежегодное энергетическое использование - 119 381 ТДж/год, в 2015 г. выше на 36,4% и 9,1% против 2010 г. Самое большое ежегодное энергетическое использование теплоты недр по этому направлению в Китае, Японии, Турции, Бразилии и Мексике.

Обогрев помещений

Теплоснабжение за счет геотермальной энергии обеспечивается:

а) теплоцентралями (28 стран), лидеры: Китай, Исландия, Турция, Франция и Германия;

б) индивидуальным обогревом жилищ, лидеры: Турция, США, Италия, Словакия и Россия.

Обогрев оранжерей

Международное использование геотермальной энергии для обогрева оранжерей возросло в 2015 г. (31 страна) против 2010 г. на 19% по установленной мощности и 16% по ежегодному энергетическому использованию. Ведущими странами в ежегодном энергетическом использовании являются: Турция, Россия, Венгрия, Китай и Нидерланды.

В последние годы несколько стран выделяются как основные потребители геотермальной энергии для прямого использования: Китай, США, Япония, Исландия и Германия. Во многих странах правительства и частные инвесторы видят выгоду в развитии геотермального теплоснабжения. Это

характерно для ряда восточноафриканских стран, таких как: Джибути, Эритрея, Мозамбик, Руанда, Танзания, Уганда, Замбия, и Зимбабве, которые связаны с геотермальными ресурсами Восточно-Африканской зоны разломов.

Страны, где прямое использование теплоты недр обеспечивает, существенный вклад в их энергетические потребности отражены в таблице 5.27. Распределение этого использования по континентам мира показано в таблице 5.28, указывающей, что Америка, Азия и Европа - лидеры при наличии 16, 18 и 32 стран потребляющих геотермальную энергию для нужд теплоснабжения.

Таблица 5.27.

Существенные вклады прямого использования геотермальная энергия в экономику стран

Исландия	обеспечено 90% теплоснабжения страны
Япония	2000 систем, 5000 общественных ванн, 1500 отелей, обслуживающих 15 миллионов гостей в год
Швеция	20% систем теплоснабжения, использующих геотермальные тепловые насосы
Швейцария	90000 установленных геотермальных тепловых насосов (~ 3 агрегата/км^2)
Тунис	244 га оранжерей обогревается теплотой недр
Турция	90000 квартир обогревается геотермальной энергией в 16 городах
США	действуют 1,4 миллиона геотермальных тепловых насосов

Таблица 5.28.

Распределение прямого геотермального энергетического использования по континентам

Континенты	Количество стран	% МВт	% ТДж/год
Африка	8	0,2	0,3
Америки	16	27,7	16,9
Азия	18	35,8	43,8
Европа*	37	35,6	37,5
Океания	3	0,7	1,5

*включая страны СНГ (Армению, Белоруссию, Грузию, Россию и Украину)

6. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

6.1. ГЕОТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ [46]

6.1.1. Тепловой баланс и тепловой режим Земли

Геотемпературное поле недр формировалось в процессе эволюции планеты, оно остается нестационарным и отражает современный тепловой баланс Земли, т.е. соотношение общих потерь тепла в космическое пространство $\sum Q$ с интенсивностью его внутренних $Q_в$, внешних Q_c источников теплоты и аккумуляции его в недрах $Q_а$:

$$\sum Q = Q_в + Q_c - Q_а \qquad (6.1)$$

Роль различных источников теплоты в балансе планеты (6.1) и их влиянии на тепловой режим планеты еще не определена окончательно и остается дискуссионной. Большинство специалистов считает, что разогрев Земли продолжается, т.е. происходит увеличении $Q_а$ под влиянием $Q_в$ в условиях более или менее постоянного уровня Q_c. При этом $\sum Q$ = const, и незначительно изменяются средние температуры земной поверхности - около 15 °С. Глубина зоны оттока тепла достигает к настоящему времени около 1000 км. По оценке Е.А. Любимовой, при общем разогреве планеты за последние 1-2 млрд. лет происходит некоторое охлаждение верхних слоев зоны оттока (около 300 км).

Основным внешним источником тепла в уравнении (6.1) является солнечная радиация. Она имеет ритмичный характер и в зависимости от продолжительности цикла вызывает температурные колебания, затухающие на различной глубине. В пределах годового цикла энергия Солнца Q_c определяет тепловой режим приповерхностной толщи пород (*гелиотермозоны*), глубина которой 20-30 м. На этой глубине залегает *нейтральный слой* пород с практически постоянной температурой T_0. Он является верхней границей *геотермозоны*, тепловой режим которой определяется конкуренцией генерации тепла $Q_в$, его аккумуляции $Q_а$ и условий теплопереноса в недрах.

Большинство исследователей склонны считать основным источником внутриземного тепла энергию радиоактивного распада. Предполагается, что в начальную стадию эволюции Земли, при равномерном распределении радиоактивных элементов на единицу ее массы, планета разогревалась главным образом за счет изотопов с малым периодом полураспада (^{10}Be, ^{26}Al, ^{36}Cl и др.). Через 1-2 млрд. лет температура глубинного вещества достигла значений, при

которых началось его плавление и гравитационная дифференциация. В результате образовались оболочки Земли, а радиоактивные элементы сконцентрировались в пределах земной коры и верхней мантии. На поздних и современном этапах развития существенную роль в изменении теплового баланса Земли могут играть лишь долгоживущие изотопы ^{238}U, ^{232}Th, ^{60}K и т.д.

Подсчитано, что при возрасте Земли 4,5 млрд. лет общие потери ее тепловой энергии в космическое пространство составляют примерно $0{,}7*10^{27}$ ккал, тогда как суммарная генерация тепла за счет радиоактивного распада оценивается в $(1{,}44\text{-}4{,}8)*10^{27}$ ккал. Примерно такое же количество энергии могло выделиться и в результате гравитационной дифференциации вещества: если считать, что ядро Земли образовалось при постепенном „стекании" железа к центру, эта энергия составила бы $(3{,}64\text{-}4{,}8)*10^{27}$ ккал. Приливное трение с замедлением вращения Земли и вертикальными смещениями поверхности под действием притяжения Луны и Солнца генерирует энергию, которая за весь период земной истории оценивается в $0{,}9*10^{27}$ ккал.

Значительный вклад в формирование теплового баланса Земли могли внести экзотермические реакции. Например, только при образовании воды выделилось тепло, сопоставимое с его суммарной генерацией долгоживущими изотопами. Крупными источниками внутриземного тепла являются тектонические, метаморфические и магматические процессы.

Приведенные оценки свидетельствуют, что интенсивность любого из основных источников тепловой энергии обеспечивает ее современные потери $\sum Q$ и возможность накопления в недрах Q_a. Энергетическая сопоставимость этих источников указывает на необходимость дальнейшего изучения их взаимодействия и возможность весьма неравномерного распределения генерации тепла, определяющей особенности теплового режима различных участков недр.

Процессы теплопереноса в недрах Земли осуществляются при совместном участии теплопроводности, конвекции и теплового излучения. Поскольку в общем случае теплопроводность является основным видом передачи тепла в земной коре, ее температура непрерывно возрастает с увеличением глубины. При этом связь между плотностью глубинного теплового потока $q_г$, коэффициентом теплопроводности пород λ, и геотермическим градиентом G определяется законом Фурье (6.2):

$$q_г = -\lambda G\,. \qquad (6.2)$$

Средняя плотность глубинного теплового потока по данным многочисленных измерений на суше и в океане составляет 0,043 ккал/(м^2.ч). Величина геотермического градиента существенно уменьшается по глубине, поскольку теплопроводность горных пород возрастает с увеличением их плотности. Для ориентировочных оценок среднее значение G верхнего слоя земной коры принимается равным 0,02 °С/м, нижнего слоя - 0,015 °С/м, верхней мантии - 0,009 °С/м. Для первых километров осадочного чехла

$$G \approx 0{,}03 \text{ °С/м}.$$

Значительную роль в формировании теплового режима недр играет и конвективный теплоперенос, возникающий при нагревании и тепловом расширении жидкостей в поле тяготения. Конвекция имеет существенное значение при фильтрации подземных вод в осадочных и трещиноватых кристаллических породах, особенно в верхних водонасыщенных слоях земной коры и зонах активного вулканизма.

6.1.2. Вариации и аномалии геотемпературного поля

Нормальное Геотемпературное поле первых километров земной коры характеризуется довольно быстрым ростом температуры пород T с глубиной H (а - на рис. 6.1). При постоянных и G и λ оно определяется по уравнению (6.3), где T_o и H_o соответственно температура и глубина пород нейтрального слоя.

$$T(H) = T_o + G(H - H_o), \text{ °С}. \qquad (6.3)$$

Однако в связи с широким диапазоном изменений λ, G, T_o, а также рельефа земной поверхности, гидрогеологических и других условий, реальное распределение температур в недрах отражает различного типа вариации геотемпературного поля, включая и его *аномалии* (в,г,д - на рис. 6.1).

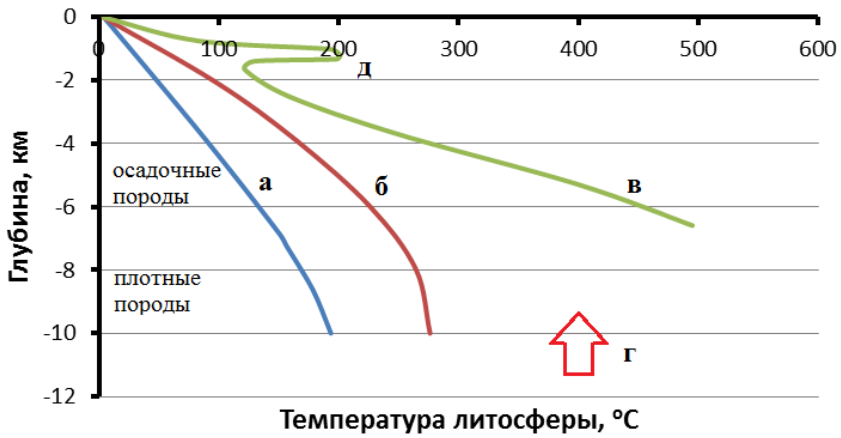


Рис. 6.1. Нормальное геотемпературное поле (а), его положительные вариации (б) и аномалии (в,г,д)

Коэффициенты теплопроводности горных пород λ существенно зависят от их плотности, влажности, температуры и изменяются от 0,14 до 3,6 ккал/(м.ч.°С). Примером положительных λ-вариаций могут служить участки с мощной толщей молодых осадочных пород с низкими значениями λ и повышенными *G* и *T* (б - на рис. 6.1).

Распределение плотности глубинного теплового потока по поверхности Земли отличается большой неравномерностью. Для районов современного вулканизма характерны положительные *G – вариации* (в,г - на рис. 6.1): плотность теплового потока достигает 0,1-0,3 ккал/(м^2.ч). Ее значения убывают с увеличением возраста тектонических структур, а в областях древних щитов уменьшаются до 0,028 ккал/(м^2.ч).

Положительные или отрицательные термоаномалии представляют собой участки земной коры с резко повышенной концентрацией или, наоборот, деконцентрацией тепловой энергии. Примерами положительных аномалий могут служить вулканические очаги (г - на рис. 6.1), участки парогидротермальных месторождений, прогретые поступающими с больших глубин высокотемпературными флюидами (д - на рис. 6.1), зоны активного развития окислительных процессов или радиогенного разогрева пород.

Огромной отрицательной термоаномалией является область распространения многолетнемерзлых пород, занимающая почти половину территории бывшего СССР. Достаточно крупные отрицательные аномалии возникают при холодном заводнении нефтяных пластов.

6.1.3. Геотермические условия России

Геотермические условия на территории России весьма разнообразны. Если в вулканических районах Камчатки температура пород и флюидов нередко достигает 100 °С уже в нескольких метрах от поверхности, а на глубине 100-500 м часто превышает 150-200 °С, то в северных районах Сибири отрицательная температура пород и рассолов прослеживается иногда до глубин, превышающих 1 км. В районе г. Ставрополя глубина залегания изотермы 100 °С составляет менее 1,5 км, а в центральных и северо-западных районах европейской части она погружается глубже 6 км. Значения геотермического градиента в разбуренном интервале глубин колеблются по территории России от 0,6 до 6,6 °С/100м при среднем значении около 2,65 °С/100м.

Температуры выше 100 °С замерены в сотнях, а выше 150 °С - в десятках нефтяных, газовых и геотермальных скважин глубиной 1,5-6 км в разных районах страны. Максимальная температура 253 °С была зафиксирована на

глубине 1200 м при разведке Нижне-Кошелевского геотермального месторождения на Камчатке (в Калифорнии, в скважине "Ривер-Рэнч" глубиной 2469 м отмечена рекордная температура – 371 °С).

Техническая возможность и экономическая эффективность извлечения и использования геотермальной энергии находятся в прямой зависимости от температуры природных флюидов и горных пород, возрастая с уменьшением глубины их залегания и, соответственно, затрат на бурение геотермальных скважин. Поэтому широкое освоение тепловой энергии недр немыслимо без достаточно детальной и надежной информации о геотермических условиях различных районов страны.

Обобщение большого количества геотермических измерений в скважинах и горных выработках (более 1500 пунктов) позволило советским ученым впервые в мировой практике составить "Геотермическую карту СССР" в масштабе 1:5000000, изданную в 1972 г, [86]. На основе этой карты, при использовании более поздних (в том числе и собственных) геотермических материалов в ЛГИ (ныне Санкт-Петербургский горный университет) были составлены схематические карты районирования территории бывшей СССР по глубине залегания изотерм 100 и 150 °С.

В частности, дифференциация районов по глубине залегания пород с температурой 100 °С (рис. 6.2) выполнена с интервалом в 0,5 км до глубины 6 км. Она дает достаточно наглядное представление о сравнительных геотермических условиях освоения тепловой энергии недр на территории бывшей СССР и показывает, что примерно на половине этой территории теплоносители с температурой около 100 °С могут быть получены с глубин 2-4 км, вполне доступных для бурения.

Горизонтальная и вертикальная изменчивость геотемпературного поля, иллюстрируемая на рисунке 6.2, отражает его связь с геологическим строением различных районов. Минимальные глубины залегания изотермы 100 ºС связаны с молодыми тектоническими регионами кайнозойской и мезозойской складчатости, районами современного вулканизма и областями развития мощных глинистых толщ низкой теплопроводности.

Приведенная региональная характеристика геотермических условий носит в значительной мере вероятностный характер и при очень ограниченном (для такой огромной территории) количестве прямых измерений температур построена на основе широкого использования экстраполяции и интерполяции их результатов.

Таким образом, геотермические условия извлечения тепловой энергии недр России подлежат дальнейшему углубленному изучению. При этом одной из первоочередных задач является выявление скрытых термоаномалий в районах, наиболее нуждающихся в геотермальной энергии.

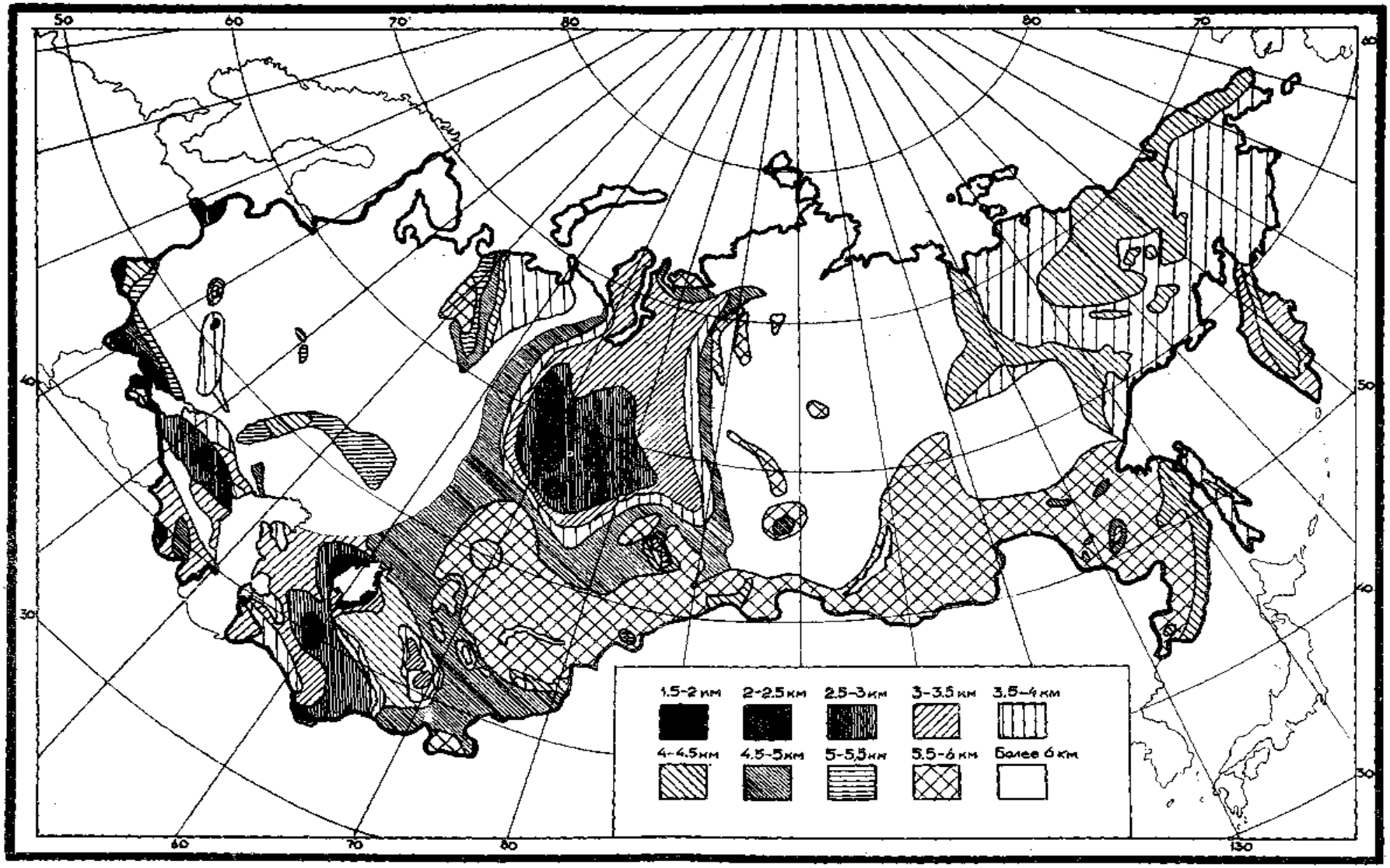


Рис. 6.2. Схематическая карта распределения глубины залегания изотермы 100 °С на территории СССР (по А.Б. Вайнблат)

6.2. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕМПЕРАТУРЫ И ФАКТОРЫ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЗОНЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ [4]

Основным физическим параметром земной коры для расчета геотермальных ресурсов является температура горных пород и подземных вод [169]. Изучение температурного режима земной коры осуществляется прежде всего прямыми измерениями температуры в скважинах и подземных горных выработках геотермометрами разной конструкции. Методика этих измерений достаточно подробно изложена в научной литературе, также как и результаты геотермических исследований главным образом по скважинам глубиной более 200 м (до 1-2 км), в меньшей степени до глубин 5-6 км (преимущественно в осадочных, в том числе нефтегазоносных, бассейнах). В отдельных глубоких и сверхглубоких скважинах температура определялась до глубины 8-12 км.

Значительно реже для оценки температуры в приповерхностной зоне земной коры используются "озерный" метод и метод РТВ (редукции температурных волн). На озерных водоемах глубиной более 50 м в летний период производятся измерения градиентометрами на расстоянии 1, 2, 3 и 4 м ниже дна. По этим измерениям определяется величина геотермического градиента. Точность метода низкая и широкого применения он не нашел.

Метод РТВ позволяет определять тепловой поток за счет учета периодических и непериодических изменений температуры земной поверхности [89] на небольших глубинах (в скважинах глубиной 5-10 м) в зоне сезонных колебаний температуры и интенсивного водообмена. Этим методом были изучены тепловые потоки и температуры в пределах зоны аэрации на значительной территории Украины. В России этот метод применялся лишь на ограниченных площадях в опытном порядке.

На основе скважинных измерений предпринимались попытки оценить петро- и гидротермальные ресурсы СССР и России как для глубин до 1-2 км, так и до более глубоких горизонтов [200, 205].

В разные годы были составлены карты и атласы карт ресурсов геотермального теплоснабжения территории СССР, России и отдельных регионов [36, 98, 138]. В большинстве случаев оценка геотермальных ресурсов и разведанных запасов геотермальных месторождений производилась для глубин более 500-1000 м, т.е. в тех геологических обстановках, где решающее значение имеет глубинное тепло Земли, включающее две составляющие:

---

[4] Раздел написан по материалам Смыслова А.А. [62]

- стационарную, обусловленную молекулярным кондуктивным переносом тепла и занимающую наиболее значительную часть площади земного шара;

- нестационарную, резко градиентную, изменяющуюся в пространстве и во времени, которая образуется в результате конвективного тепломассопереноса, максимально проявленного в областях современного вулканизма и гидротермальной деятельности.

В последние годы, благодаря использованию тепловых насосов, все большее практическое значение приобретают относительно низкотемпературные приповерхностные геотермальные ресурсы на глубинах от 20-40 м до 100-300 м. Их использование для теплоснабжения отдельных домов, небольших производственных помещений, теплиц и других объектов становится экономически выгодным и удобным при создании типовых приповерхностных геотермальных систем. Эффективное использование таких систем во многом зависит от знания температурных параметров приповерхностных горных массивов, их геологического строения и гидрогеологических особенностей.

Геотермический режим приповерхностной зоны (аэрации и активного водообмена) земной коры (до глубины ≤ 100-300 м) имеет ряд особенностей по сравнению с тепловым и температурным полем более глубоких горизонтов литосферы.

1. Температурное поле зоны аэрации обусловлено совмещением двух энергетических факторов и потоков энергии: внешнего - за счет солнечного тепла, наиболее интенсивного по сравнению с другими источниками (табл. 6.1) и внутреннего – в результате кондуктивного и конвективного выноса глубинного тепла недр.

Таблица 6.1.

Внешние и внутренние источники тепла в верхней части земной коры

Вид энергии	**Мощность, Дж/м^2·с**
Солнечная	$(1{,}6 - 3{,}2)\cdot 10^{-2}$
Радиогенная (за счет распада естественных радионуклидов)	$(5 – 10)\cdot 10^{-3}$
Глубинная, мантийная (остаточное тепло планеты)	$(4 – 8)\cdot 10^{-3}$ (на локальных участках конвективного тепломассопереноса до 1-10)
Тектонических напряжений	$n\cdot 10^{-3}$
Приливного трения	$(1 – 3)\cdot 10^{-3}$
Космических лучей	$n\cdot 10^{-6}$
Антропогенные выделения	$n\cdot 10^{-4}$ (на локальных участках до $n\cdot 10^{-2}$)

2. Тепловое поле приповерхностной зоны отличается наибольшей контрастностью и изменчивостью во времени и пространстве при общем невысоком уровне температур. Оно существенно зависит от климатических факторов, определяющих температурный фон горных пород и циркулирующих в зоне аэрации подземных вод. Это связано с тем, что приповерхностная часть литосферы (до глубин 200-300 м) находится в пределах области интенсивного влияния солнечной радиации и активного водообмена зоны аэрации с участием атмосферных и грунтовых вод.

Именно эти факторы, а также условия передачи теплоты (соотношение кондуктивной и конвективной составляющих), и термические свойства воды (или льда) и горных пород в зоне гипергенеза определяют характер геотермического (гидрогеотермического) режима и его существенную зависимость от климатических (ландшафтно-климатических) особенностей регионов.

В отличие от геотермальных ресурсов глубоких горизонтов (> 500 - 1000 м), где основные теплофизические параметры горных пород, форма переноса тепла и тепловой поток связаны с внутренними источниками, ресурсы зоны аэрации (до глубин 200 - 300 м) обязаны сочетанию климатических (ландшафтно-климатических) и гидрологических факторов, с одной стороны, а с другой – геологических, геотермических и гидрогеологических свойств разновозрастных структурно-вещественных комплексов. При этом в наиболее южных ландшафтных зонах вклад климатических факторов в температурный режим приповерхностной зоны аэрации может быть решающим.

Важной особенностью теплового режима зоны аэрации и активного водообмена являются временные изменения геотемпературного поля в зависимости от периодических (сезонных) и других колебаний поступления солнечной энергии. Такие колебания не характерны для глубоких слоев (>500 - 1000 м), где действие внутренних (эндогенных) источников в течение длительных геологических периодов более или менее стационарно. Циклические изменения температуры зоны аэрации в результате изменения величины инсоляции могут иметь разную длительность (табл. 6.2).

Мощность слоя переменных температур оценивалась при допущении преимущественного кондуктивного переноса тепла и отсутствии фильтрации подземных вод. В случае конвективного переноса тепла мощность этих слоев может существенно отличаться.

В геотермии важное значение имеет положение "нейтрального слоя", который следует рассматривать как условную расчетную глубину залегания подошвы слоя, где не сказывается влияние многолетних (до 100 лет) климатических циклов колебания температур (рис. 6.3). Именно от этого слоя

ведется отсчет при геотермических исследованиях глубинных температур и теплового потока, обусловленных внутренними планетными факторами.

Таблица 6.2.

Длительность основных климатических циклов и колебания температуры

Циклы	**Длительность периодов (циклов)**	**Пределы колебаний температуры,°С**	**Мощность слоя влияния колебаний температуры**
Суточные	Сутки	5 - 15	0,1 – 0,2 м
Годовые	Год	40 - 60	первые метры
Многолетние	Десятки лет (до 100 лет)	2 - 5	первые десятки метров, (нейтральный слой) кроме зон многолетних мерзлых пород
Вековые и тысячные	До 20-40 тыс.лет	5 - 10	первые сотни метров

Большинство исследователей считает, что ниже этого слоя увеличение температуры связано лишь с поступлением глубинного тепла. При этом рост температуры ниже нейтрального слоя оценивается величиной геотермического градиента в °С/1000 м. Его колебания в разновозрастных геологических структурах составляют в основном от 10 °С/1000 м до 60-70 °С/1000 м, реже выше.

Детальный анализ температурного поля в северных широтах и в горных областях территории России показал, что репер "нейтрального слоя" в глубинной геотермии можно уверенно использовать лишь в средних и низких широтах, в пределах бореальных, суббореальных и субтропических ландшафтов. В арктических и субарктических ландшафтах с холодным климатом и развитием многолетнемерзлых пород положение "нейтрального слоя" зависит от глубины и интенсивности промерзания.

Температура горных пород на глубине "нейтрального слоя" зависит главным образом от климатической и ландшафтной зональности и колеблется в широких пределах: от отрицательных значений до +3 ^{0}С - в арктических и субарктических ландшафтах до +10-15 °С - в южных бореальных и субтропических ландшафтах.

Глубина залегания и температура "нейтрального слоя" в разных ландшафтно-климатических зонах территории России анализировались на специализированной геотермической карте, составленной на ландшафтной основе и отражающей главные особенности температурного режима верхней части зоны аэрации.

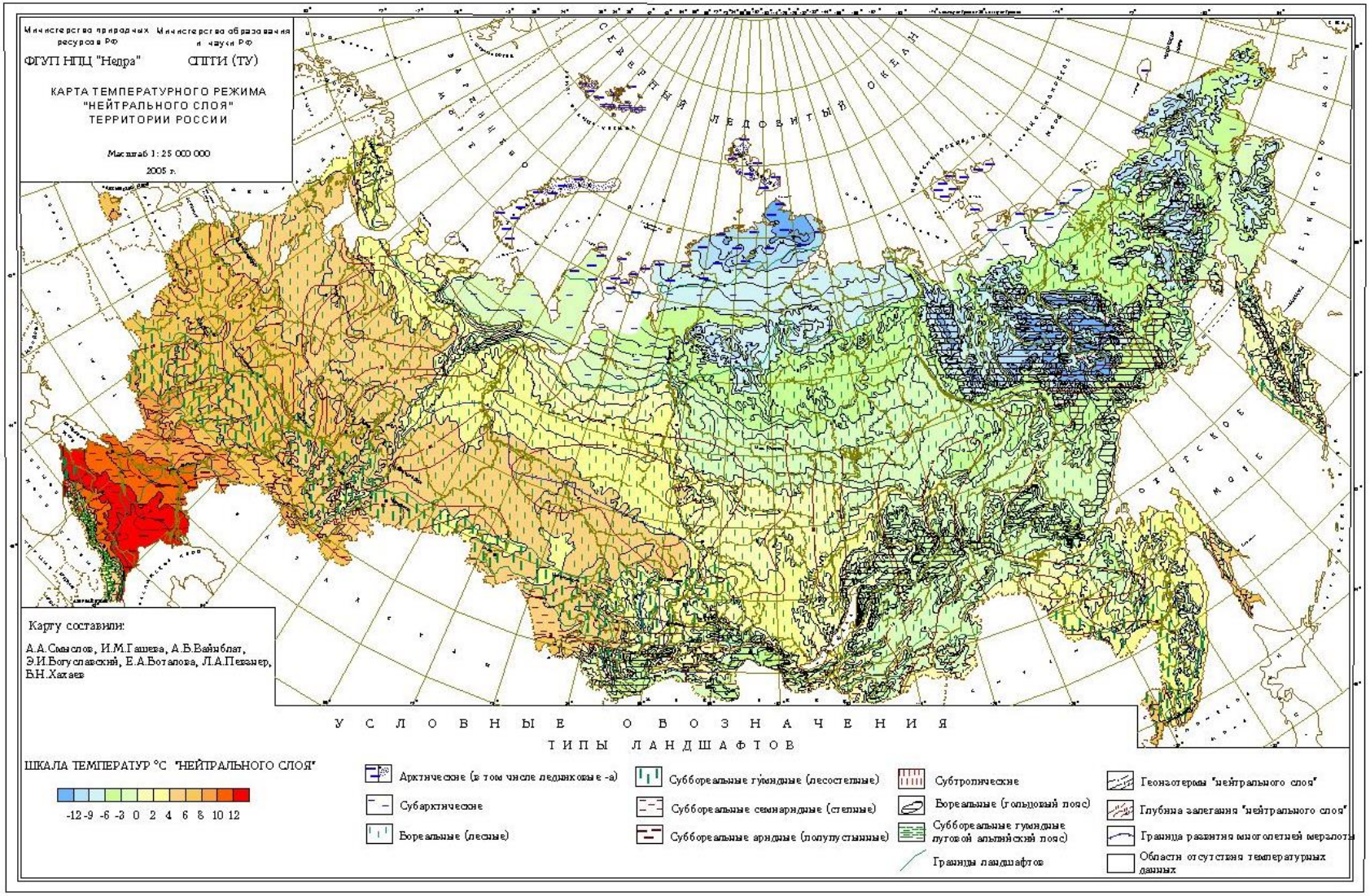


Рис. 6.3. Карта температурного режима «нейтрального слоя» территории России. М 1:25000000. Карту составили: А.А. Смыслов, И.М. Гашива, А.Б. Вайнблат, Э.И. Богуславский, Е.А. Боталова, Л.А. Певнер, Б.Н. Хахаев

Основная широтная климатическая зональность ландшафтов является определяющей для температуры "нейтрального слоя" и гидротермического слоя подземных вод. Фактор широтной зональности определяет и вклад внешних (климатических) источников тепла в общий объем приповерхностных геотермальных ресурсов.

Наибольший вклад в температурное поле приповерхностной части литосферы вносит климатическая составляющая (табл. 6.3) за исключением современных (кайнозойских) тектонически-активных структур: областей вулканизма (Камчатка, Курильские острова), молодых рифтов (Байкальский рифт) и некоторых других структур, где вблизи поверхности происходит конвективный тепломассоперенос в виде вулканов, гидротерм, термальных источников и т.д.

Минимальные значения температур наиболее характерны для арктических ландшафтов и гольцового высокогорного пояса, где в отдельных местах (северные части Западно-Сибирской и Сибирской платформ, складчатые сооружения Алданского и Анабарского щитов и др.) на глубинах более 20-40 м еще прослеживаются многолетнемерзлые породы.

Определение температуры "нейтрального слоя" и геотермическое районирование крупных территорий и отдельных регионов может осуществляться на основе реальных измерений в отдельных точках и расчета температурных параметров по величине геотермического градиента для конкретных геологических структур с учетом особенностей их геодинамического режима и теплового поля. В пределах континентов, в том числе в недрах России, можно выделить несколько типовых геоструктурных обстановок, для которых величина геотермического градиента может существенно отличаться. Для территории страны, применительно к глубинам 40 м, 100 м, 200 м, на рисунке 6.4. показаны наиболее широко распространенные обстановки с разными геотермальными режимами.

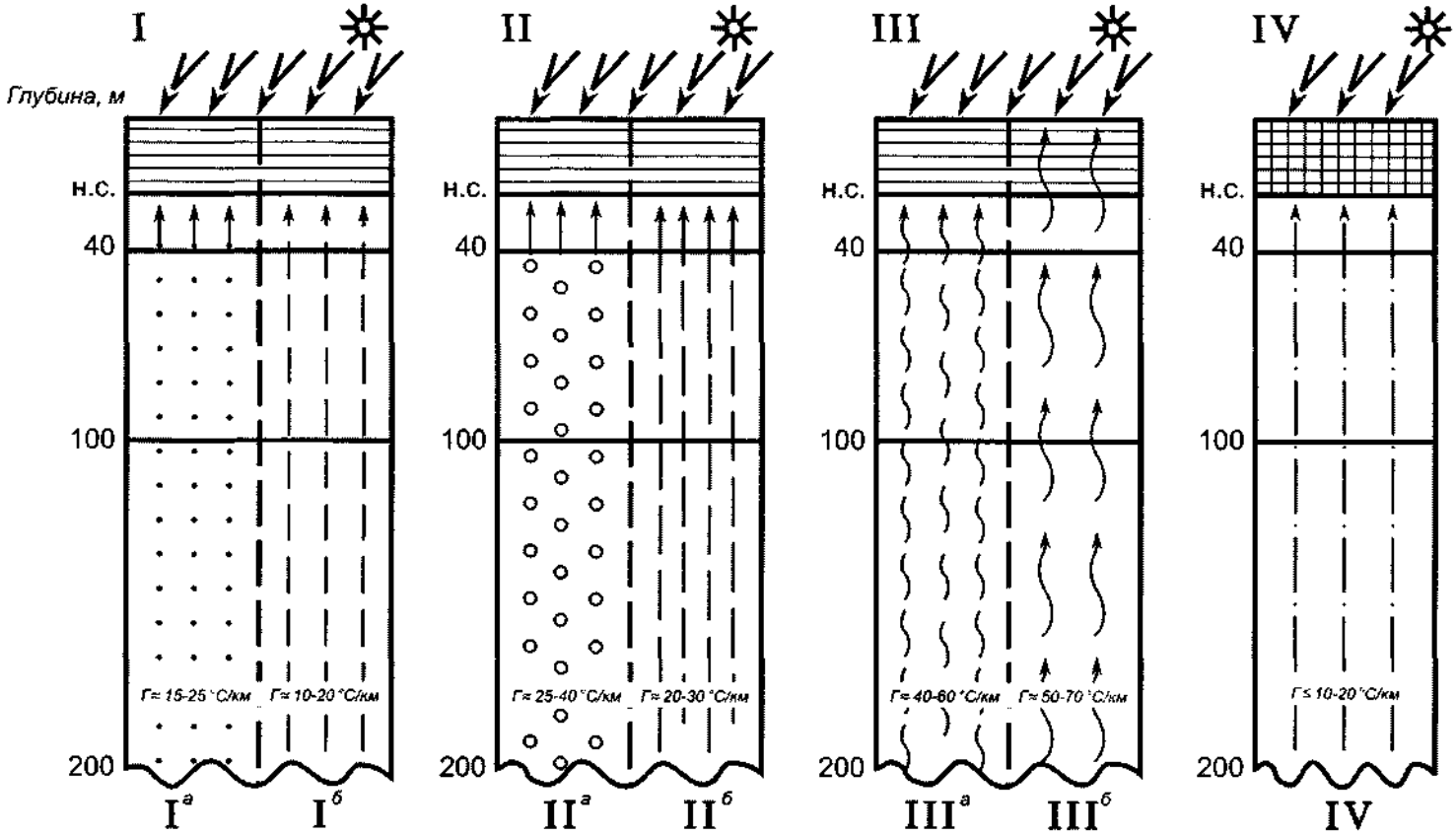
1. Стационарный, стабилизированный во времени тепловой режим древних докембрийских и палеозойских платформенных и складчатых областей (Европейская часть страны, Урал, север Восточной Сибири), где перенос тепла осуществляется кондуктивным путем с относительно низким вертикальным градиентом температур (рис. 6.4).

2. Стабилизирующийся (с постепенным охлаждением) геотермический режим мезозойско-кайнозойских платформенных и складчатых областей с более интенсивным ростом глубинных температур в особенности в осадочных бассейнах (Западно-Сибирская платформа, Скифская платформа, Тимано-Печорская синеклиза, орогенные и другие впадины). Повышенный геотермический градиент (25-40 ^{o}C/1000 м) в слаболитифицированных мезозойских терригенных толщах обусловлен их низкой теплопроводностью.

Таблица 6.3.

Вклад внешних (климатических) и внутренних (геологических) источников тепла в температурный режим приповерхностной зоны литосферы

Ландшафтные (ландшафтно-климатические) зоны	Средние характеристики нейтрального слоя		Рост температуры ниже нейтрального слоя (геологический источник), до 200 м		Масштабы и перспективы освоения низкотемпературных геотермальных ресурсов
	глубина залегания, м	температура, ^{o}C	чехол древних платформ	складчатые области	
Арктические и субарктические ландшафты, гольцовый пояс	≤ 15	-1 ÷ -5	1 – 3 ^{0}C	1 – 2 ^{0}C	1.Масштабы ресурсов незначительны 2.Перспективно создание природных холодильных и морозильных камер
Бореальные лесные ландшафты	20 – 25	3 ÷ 9	3 – 5 ^{0}C	3 – 6 ^{0}C	Масштабы ресурсов средние
Суббореальные степные и лесостепные ландшафты	~ 20	8 – 13	4 – 8 ^{0}C	–	Масштабы ресурсов значительные, вклад внешних источников максимальный
Субтропические ландшафты	> 20	8 – 10	4 – 8 ^{0}C	2 – 6 ^{0}C	



I- древние (докембрийские и палеозойские) структуры, кондуктивный перенос глубинного тепла: $I^а$ - в осадочных бассейнах, $I^б$ в складчатых областях; II- молодые (мезозойско-кайнозойские) структуры, кондуктивный перенос тепла и остаточное тепло активного режима: $II^а$ - в осадочных бассейнах, $II^б$ - в складчатых областях; III - современные тектонически активные структуры, преобладает конвективный перенос: $III^а$ - термальными водами, $III^б$ - гидротермами, гейзерами, вулканами; IV - области многолетнемерзлых пород с отрицательными температурами. Г - геотермический градиент в °С/1000 м, н.с. - положение "нейтрального слоя".

Рис. 6.4. Схема, иллюстрирующая взаимодействие внешних (климатических) и внутренних (геолого-геотермических) факторов формирования температурного поля в приповерхностной зоне земной коры для разных типов геологических структур

3. Активный геотермический режим связан с разогревом недр за счет современного конвективного переноса тепла в областях современного вулканизма и парогидротерм (Курилы, Камчатка), а также в зонах молодых рифтов (Байкальский) и районах кайнозойской термальной активности (Чукотка, юг Сахалина, локальные участки на Северном Кавказе, в Алтае-Саянской складчатой области и других зонах кайнозойского орогена). Наиболее высокие геотермические градиенты и их значительная неоднородность по латерали и вертикали наиболее детально изучены на Камчатке, где интенсивный тепломассоперенос по разломам происходит до поверхности земли.

4. Режим интенсивного охлаждения верхнекоровых блоков земной коры установился в результате низких значений радиационного баланса в северных широтах и относительно низких геотермических градиентов. Подобный современный режим характерен к северу и северо-востоку от границы распространения многолетнемерзлотных пород. Он охватывает почти половину территории России, внутри которой очаги повышенных температур проявляются лишь в зонах интенсивного конвективного переноса глубинного тепла. На таких локальных участках геотермический градиент может достигать 50-100 ^{0}C/1000 м и выше. Пример таких приближенных к поверхности геоизотерм для одного из районов южной части Камчатки приведен на рисунке 6.5.

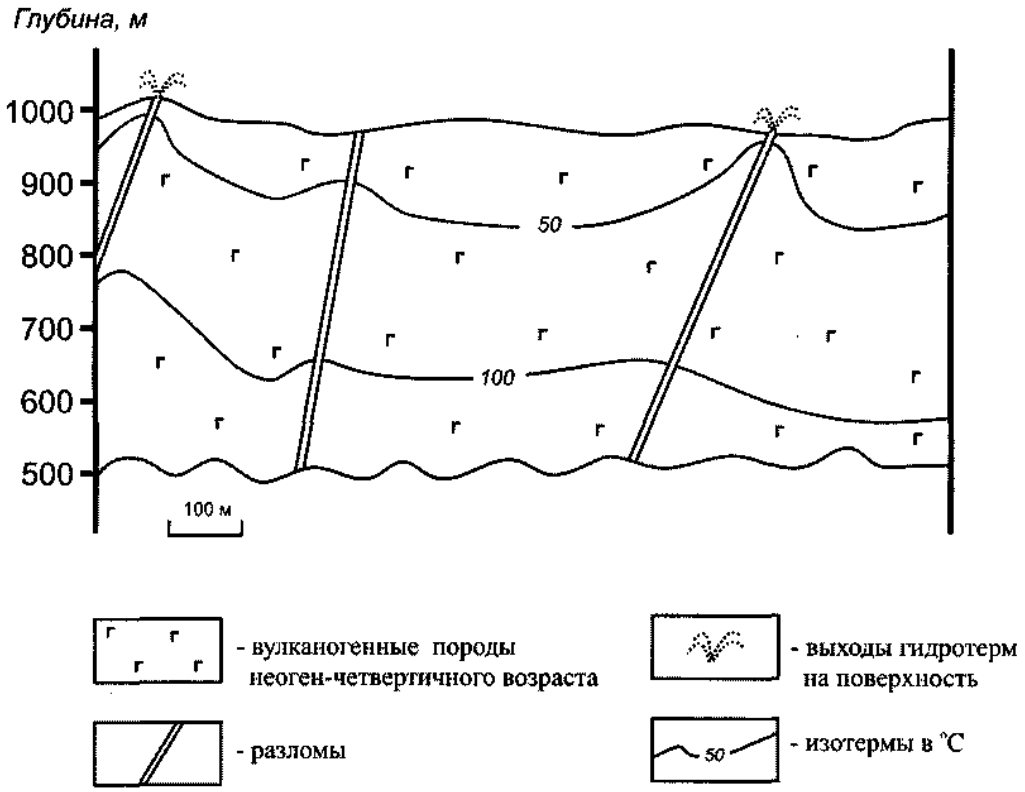


Рис. 6.5. Схематизированный геотемпературный разрез в районе широкого развития парогидротерм (Камчатка, район Мутновского месторождения)

К сожалению, зоны конвективного переноса тепла, учитывая высокую контрастность температур, весьма плохо изучены для выбора участков наиболее эффективного и безопасного использования приповерхностных ресурсов.

На основе учета особенностей геотермического режима наиболее распространенных типов геологических структур производился расчет температур на глубинах 40, 100 и 200 м как для территории России, так и отдельных регионов. Конкретные значения геотермических градиентов определялись с разработанной в ЛГИ (Карту составили: А.А. Смыслов, И.М. Гашива, А.Б. Вайнблат, Э.И. Богуславский, Е.А. Боталова, Л.А. Певнер, Б.Н. Хахаев.) "Карты температур в земной коре на глубине 1 км территории России" (рис. 6.6), за вычетом температуры "нейтрального слоя" (рис. 6.3). На основе учета температуры "нейтрального слоя" и расчетных добавок ΔT в °С в результате привноса глубинного тепла построены карты температур в земной коре на глубине 40, 100 и 200 м.

В целом оценка температуры приповерхностных зон разнообразных по ладшафтно-климатическим условиям и геологическому строению регионов России представляет большие сложности и требует учета целого ряда факторов, в частности при характеристике температурного фона территории страны и отдельных регионов учитывались:

а) Ландшафтно-климатическая зональность и связанный с ней уровень температур "нейтрального слоя", расположенного преимущественно в зоне гипергенеза и активного водообмена.

б) Геологическая и гидрогеологическая зональность подстилающих горных массивов с учетом их тектонической активности и характера глубинного теплового режима.

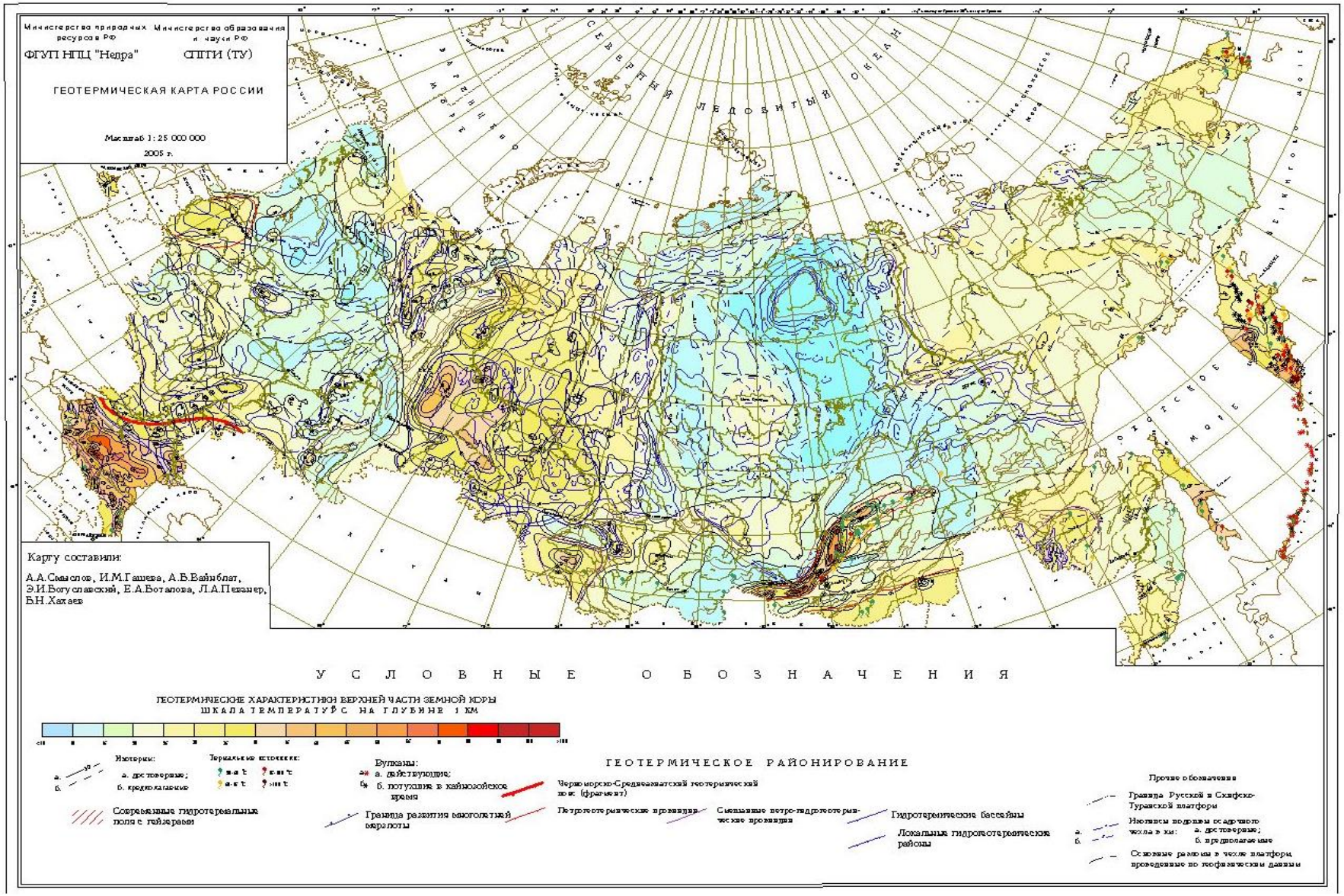


Рис. 6.6. Карта температур в земной коре на глубине 1 км территории России. М 1:25000000

7. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

7.1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ РАЗРАБОТКИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Под геотермальным месторождением понимается пространственно обособленный геолого-геотермическими признаками и технико-экономическими границами участок недр, содержащий тепловую энергию (аккумулированную или переносимую флюидом), пригодную для промышленного использования на данном уровне развития техники и экономики. Под геолого-геотермическими признаками имеются в виду тектоника региона, геотермальные условия, гидрогеологический режим, контуры прогнозно продуктивных толщ, их физико-механические параметры, проницаемость, коллекторские свойства и другие характеристики, позволяющие наметить естественные (природные) или рассчитать экономические границы геотермального месторождения.

Определение технико-экономических границ состоит прежде всего в наложении технических ограничений, например по глубине бурения эксплуатационных скважин или минимальному температурному потенциалу используемого теплоносителя и др. Экономические границы геотермального месторождения определяются, с одной стороны, природными условиями и выбранной технологией его разработки, а с другой, — состоянием альтернативного энергетического ресурса в данном регионе и общей социально-экономической характеристикой топливно- энергетического комплекса.

Высказанное согласуется с положениями, обоснованными в работах М.И. Агошкова, Ю.М. Арского, А.С. Астахова, Т.А. Гатова, Л.П. Кобахидзе, И.Г. Когана, Н.Я. Лобанова, Б.Ф. Маврицкого, К.Л. Пожарицкого, Е.А. Соловьевой, В.И. Тернового, Н.А. Хрущова [4, 6, 12, 14, 18, 82, 123, 134, 139, 160, 171, 178, 189].

Технологические схемы добычи теплоты недр можно объединить в две группы: с выдачей и без выдачи теплоносителя на поверхность. Практическое применение и активное научное развитие получили технологические принципы первой группы, поэтому все последующее изложение базируется в основном на геотермальных системах с извлечением теплоносителя на поверхность или канализацией его из зоны теплоотбора.

Вторая группа схем предполагает превращение или срабатывание энергии первичного теплоносителя непосредственно в зоне теплоотбора. В частности, принципиально возможно получение электроэнергии при размещении

полупроводниковых батарей в потоке высокотемпературного флюида, созданы схемы с погружным теплообменником (двухконтурные), возможна реализация некоторых эндотермических процессов химической технологии (полимеризация, ферментизация и др.) в специальных реакторах, помещенных в зоне подземного теплового котла, а также интенсификация кристаллизации или выщелачивания при закачке соответствующих реагентов. Можно было бы назвать еще ряд интересных направлений, однако такие способы использования тепловой энергии недр пока еще не вышли из стадии предварительной разработки и прогнозировать их реализацию на ближайшую перспективу, видимо, преждевременно.

Технология добычи геотермальной энергии с выдачей теплоносителя на поверхность имеет в своем арсенале значительный промышленный опыт и довольно много предложений на уровне авторских свидетельств, инженерно-физических и технико-экономических обоснований, предпроектных проработок, проектов и экспериментальных работ.

Геотермальная технология добычи тепловой энергии недр - это совокупность способов, средств и процессов извлечения, обработки и доставки теплоносителя с заданным качеством и рыночным уровнем экономической эффективности его использования. Под качеством геотермального теплоносителя понимается: температура, степень минерализации, коррозийная активность, газоносность, загрязнение вредными примесями и др. По способу добычи теплоносителя автором предложена следующая классификация геотермальных систем (рис. 7.1).

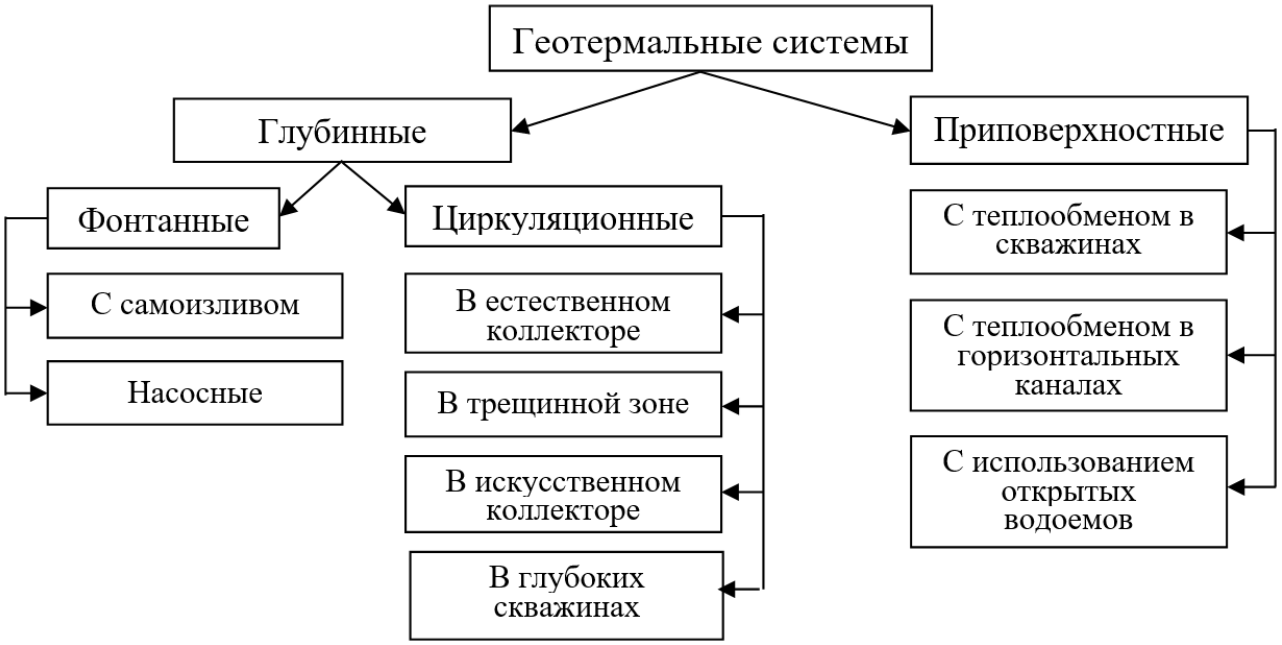


Рис. 7.1. Классификация геотермальных систем

7.2. ГЛУБИННЫЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

Фонтанная технология (рис. 7.2) в настоящее время доминирует при разработке геотермальных месторождений, представленных природными проницаемыми коллекторами, содержащими флюиды (воду, рассолы, пароводяные смеси, пар). Пластовый флюид, выведенный по эксплуатационным скважинам на поверхность за счет избыточного давления в коллекторе или насосной откачки, подается потребителю и после теплового использования сбрасывается в естественные или созданные водоемы и водопотоки.

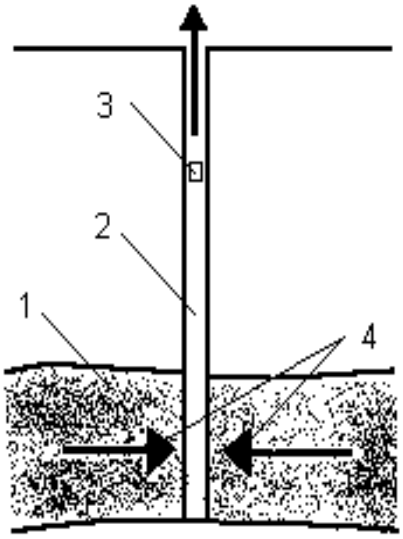


Рис. 7.2. Схема фонтанного способа разработки геотермального месторождения.

1 - продуктивный пласт; 2 - эксплуатационная (добычная) скважина; 3 - погружной насос; 4 - направление движения пластового флюида

К сожалению, промышленный опыт накоплен по этой самой простой технологии. Ее недостатки: низкая теплопроизводительность эксплуатационных скважин, сравнительно малый срок службы и невозможность возврата в недра добытого теплоносителя (существенное нарушение поверхностного и подземного экологического режима) — уже не компенсируются главным достоинством этой технологии, т.е. отсутствием нагнетательных скважин. В связи с недостатками экологического и ресурсного характера, она не имеет перспектив для развития большой энергетики. После длительного сопротивления некоторых геологических и главным образом производственных организаций эти положения стали общепризнанными.

Основным направлением развития геотермальной технологии, теперь по общему мнению, является циркуляционный способ добычи тепловой энергии горных пород.

Циркуляционная технология представлена геотермальными циркуляционными системами (ГЦС) четырех типов: с естественными проницаемыми коллекторами, с преобразуемыми трещинными зонами, с искусственно создаваемыми коллекторами в слабопроницаемых скальных породах, с теплообменом в глубоких скважинах.

Геотермальная циркуляционная система (ГЦС) как горнодобывающее производство существенно отличается от горных предприятий по добыче традиционных топливно-энергетических ресурсов. В первую очередь следует отметить тесные технологическую и экономическую связи ГЦС и потребителя, их территориальную общность и производственную взаимозависимость.

ГЦС на базе естественных коллекторов состоят из систем добычных и нагнетательных скважин, вскрывающих пористый или трещиноватый пласт; и поверхностного энергетического центра (рис. 7.3). По нагнетательным скважинам геотермальный теплоноситель подается в пласт с естественной проницаемостью. Принудительно фильтруясь по пласту он нагревается за счет теплообмена с горными породами и поступает в добычные (водоподъемные) скважины. Под действием избыточного пластового давления, явления термолифта или депрессии, создаваемой откачивающим погружным насосом, геотермальный теплоноситель по добычным скважинам выводится на поверхность. Выданный теплоноситель направляется по теплотрассе в теплообменник, где нагревает сетевую воду, поступающую к потребителю. При высокой химической чистоте геотермального теплоносителя, что бывает чрезвычайно редко, он может подаваться сразу потребителю.

Весь технологический комплекс системы (станции) геотермального теплоснабжения (СГТ) может состоять из нескольких подсистем (рис. 7.3):

- модулей ГЦС, включающих замкнутые подземные и поверхностные контуры на базе двух (трех) скважин;
- догревающих котельных (топливных или электрических);
- термотрансформаторов (тепловых насосов);
- магистральных теплотрасс от ГЦС до потребителя;
- тепловых сетей потребителя;
- систем отопления и горячего водоснабжения жилых массивов;
- систем технологического теплоснабжения городских, промышленных, сельскохозяйственных и других объектов;

- систем утилизации геотермального флюида для бальнеологических целей, обеспечения спортивно-оздоровительных комплексов, извлечения полезных компонентов и др.

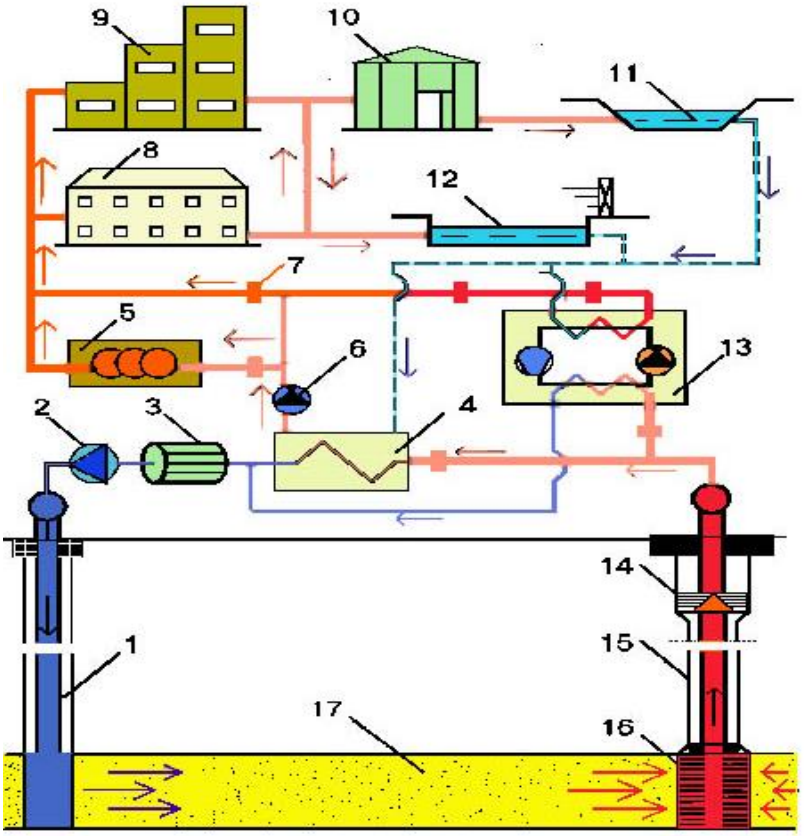


Рис. 7.3. Принципиальная схема станции (системы) геотермального теплоснабжения при разработке термоводоносного, проницаемого горизонта:
1 - нагнетательная скважина; 2 - наземная насосная установка; 3 - система водогазоочистки и водоподготовки; 4 - теплообменники; 5 - догревающая котельная; 6 - сетевой насос; 7 - магистральные теплотрассы; 8 - жилой массив; 9 - промышленные объекты; 10 - парниково-тепличный комбинат; 11 - рыбное хозяйство; 12 - бальнеологический и спортивно-оздоровительный комплекс; 13 - тепловые насосы; 14 - погружные насосы; 15 - добычная (водоподъемная) скважина; 16 - система прискважинных фильтров

Отработанный (охлажденный) геотермальный теплоноситель через устройства водоочистки и водоподготовки направляется по теплотрассам в насосную станцию и нагнетается снова в пласт. В условиях высокой проницаемости коллектора, необходимость в нагнетании под давлением может отпасть. При температурах геотермального теплоносителя, не отвечающих графикам потребителей, сетевая вода направляется в догревающие установки - пиковые котельные и (или) термотрансформаторы.

Циркуляционная технология разработки геотермальных месторождений с естественными коллекторами успешно применялась и применяется во

Франции, имеет промышленное распространение в Германии, на Украине (Крым), в Дании, Швеции, США, Польше, России (Чечня, Дагестан) и др.

Основными препятствиями широкого применения этой технологии можно считать:

1) высокие требования к геолого-геотермическим характеристикам естественного коллектора, определяющим экономическую целесообразность геотермального теплоснабжения: глубине, температуре, мощности и проницаемости;

2) сравнительно низкие температуры пород продуктивных горизонтов, требующие пикового догрева теплоносителя, а зачастую - обязательной термотрансформации за счет теплонасосных установок;

3) не повсеместность распространения геотермальных ресурсов соответствующих требованиям технологии.

ГЦС с искусственно создаваемыми коллекторами в слабопроницаемых скальных породах пока не вышли из стадии демонстрационно-опытных исследований. Геотермические условия России благоприятны для строительства энергетических установок на базе этой циркуляционной технологии.

Для иллюстрации рассмотрим одну из технологических схем геотермального теплоснабжения на базе ГЦС с искусственным коллектором (рис. 7.4). Отработанный теплоноситель поступает в нижнюю часть трещин гидроразрыва *1*; двигаясь по ним вверх под действием сил конвекции и давления нагнетания, он нагревается за счет теплообмена со стенками этих трещин и попадает в добычную скважину *2,* по которой выводится на поверхность.

При недостаточном давлении на устье добычных скважин дополнительная депрессия может создаваться погруженными насосами *3.* Добытый теплоноситель направляется в теплообменник ГЦС *8,* а из него через устройства водоочистки и водоподготовки *11* с помощью насосных установок *6* (при закрытых задвижках *7*) — в нагнетательную скважину *12.* Кроме этих основных технологических элементов ГЦС может включать породный теплоаккумулятор *4,* представляющий собой локализированный высокопроницаемый участок горного массива, в который закачивается избыточный теплоноситель при снижении теплопотребности обслуживаемого объекта, а при необходимости подачей холодной воды отбирается аккумулированная там теплота.

Для компенсации утечек теплоносителя в подземном коллекторе и поверхностных сооружениях, а также экспериментального или аварийного

сбросов в большинстве случаев требуется подпиточный резервуар *5*. Перечисленные технологические элементы замыкают горнодобывающий цикл общего технологического комплекса геотермального энергоснабжения и объединяются понятием «геотермальная циркуляционная система».

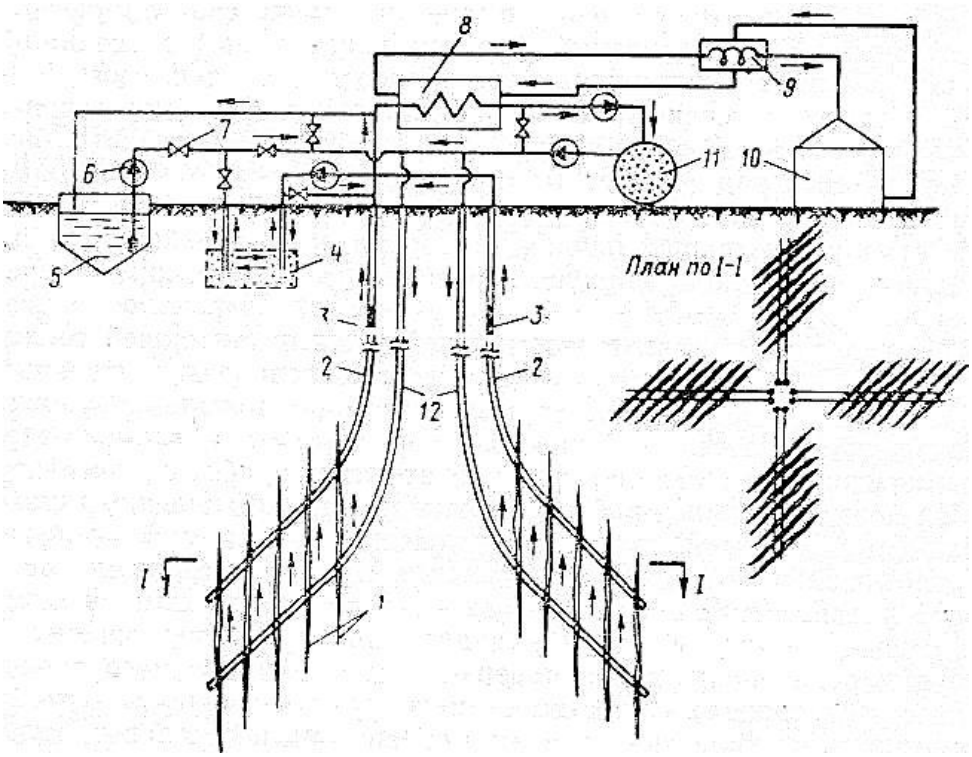


Рис. 7.4. Система геотермального теплоснабжения на базе ГЦС с искусственным коллектором. Объяснение *1—12* см. в тексте

Для обеспечения потребителя *10* теплотой требуются догревающая котельная или термотрансформатор *9,* роль которых состоит в повышении температуры теплоносителя до значений, соответствующих принятому режиму. Это внешний контур системы геотермального теплоснабжения. Его энергообеспечение может осуществляться за счет органического топлива (пиковая котельная), электроэнергии (тепловой насос), геотермальной энергии (термотрансформатор типа АБХМ).

ГЦС с преобразуемыми трещинными зонами была создана во Франции (площадь Соультс - Эльзас). Технико-экономические показатели опытно-промышленной установки из двух, а затем и из трех скважин, пробуренных в трещиноватый гранитный массив, свидетельствуют о ее неконкурентности на этом этапе технологического исполнения и состояния энергетического рынка.

7.3. СИСТЕМАТИЗАЦИЯ СПОСОБОВ, ПРИЕМОВ И СРЕДСТВ ГЛУБИННОЙ РАЗРАБОТКИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Основным требованием этой систематизации должно быть единство классифицирующих признаков на всех ее уровнях и подуровнях, т. е. в пределах класса, выделенного по главному признаку, должны последовательно действовать назначенные признаки подуровней. По этому принципу построены наиболее удачные классификации способов и систем разработки месторождений полезных ископаемых, и в частности наиболее строгая и логичная из них, прошедшая пятидесятилетние испытания, классификация разработки рудных месторождений М.И. Агошкова [6].

Первую развернутую классификацию способов извлечения геотермальных ресурсов создал Ю.Д. Дядькин [175]. По типам коллекторов, видам теплоносителей и средствам извлечения тепловой энергии классифицировал способы и системы разработки геотермальных ресурсов Ю.М. Парийский. Наряду с неоспоримыми достоинствами этих классификаций им присущи некоторые недостатки: в первой — включение гипотетических способов разработки; во второй — излишняя дробность, неоднозначность и некоторая запутанность классификационных признаков,

В предложенной автором классификации (табл. 7.1) в качестве главного признака принят источник энергии подъема (извлечения) теплоносителя на поверхность, в соответствии с которым выделены три класса. В качестве признака групп принят тип коллектора, а подгрупп — его характеристика.

7.3.1. Технологические процессы глубинной добычи теплоты недр

Четкого разграничения технологических процессов разработки геотермальных месторождений пока не существует. В виде предварительной попытки, по аналогии с месторождениями традиционных полезных ископаемых, можно выделить следующие технологические процессы:

- бурение и обустройство скважин — вскрытие месторождения;
- образование или интенсификация зоны теплоотбора — подготовительно-нарезные работы;
- движение теплоносителя в коллекторе с отбором теплоты пород — очистные работы;
- повышение температурного потенциала (термотрансформация) — обогащение продукции;
- передача теплоты техническому теплоносителю и канализация его к потребителю — транспортировка;

- водоочистка, водоподготовка, техническая защита оборудования — процессы экологической охраны поверхности и недр.

Таблица 7.1.

Классификация способов глубинной разработки геотермальных месторождений с извлечением теплоносителя на поверхность

Наименование и признак класса	Наименование и признак группы	Наименование и признак способа разработки
1. Фонтанный – используется упругая энергия коллектора (избыточное давление)	1.1. С естественным коллектором – горные породы обладают высокой проницаемостью в природных условиях	1.1.1. С естественным пористым коллектором – пористая проницаемость горных пород. 1.1.2. С естественным трещинным коллектором – трещинная проницаемость горных пород.
2. Циркуляционный – используется энергия нагнетания или откачки	2.1. С естественным коллектором – горные породы обладают высокой проницаемостью в природных условиях	2.1.1. С естественным пористым коллектором – пористая проницаемость горных пород. 2.1.2. С естественным трещинным коллектором – трещинная проницаемость горных пород.
	2.2. С искусственным коллектором – проницаемость горных пород создается технологическими приемами	2.2.1. С искусственным коллектором в виде трещин гидроразрыва – ориентированные трещины большой площади. 2.2.2. То же в виде зоны разрушенных горных пород – принудительное разрушение массива химическими, ядерными ВВ, термоупругими напряжениями и др. 2.2.3. То же в виде зоны сдвижения и обрушения после подработки – намеренно вызванное сдвижение и обрушение проходкой выработок, выщелачиванием, горением и др. 2.2.4. То же в виде полости – пройденные скважины, каналы, камеры и др.
3. Комбинированный – используется упругая энергия пласта и энергия нагнетания (откачки)	3.1. С естественным коллектором – горные породы обладают высокой проницаемостью в природных условиях	3.1.1. Фонтанный с откачкой теплоносителя – пористая или трещинная проницаемость горных пород. 3.1.2. Фонтанный с реинжекцией теплоносителя в гидравлически не связанные с коллектором зоны – пористая или трещинная проницаемость горных пород. 3.1.3. Циркуляционный за счет избыточного давления – пористая или трещинная проницаемость горных пород.
	3.2. С искусственным коллектором – проницаемость горных пород, создается технологическими	3.2.1. Периодического нагнетания и фонтанирования – создаются ориентированные трещины большой площади.

Перечисленные процессы не обязательны для всех способов разработки геотермальных месторождений. Так, при использовании естественных коллекторов нет надобности в создании искусственной зоны фильтрации, а для ряда потребителей или при высоком температурном градиенте может отсутствовать необходимость в повышении температурного потенциала добытого теплоносителя и т. д.

Бурение и обустройство скважин. Технической основой глубинной добычи теплоты недр служат глубокие скважины. В соответствии с этапами и технологией освоения геотермальных ресурсов к скважинам будут предъявляться различные, но все возрастающие требования. Можно условно выделить три таких технологических этапа: I — добыча термальных вод (парогидротерм) фонтанными способами; II — разработка геотермальных месторождений циркуляционными системами за счет избыточного давления пластовой жидкости в естественных коллекторах; III — добыча теплоты циркуляционными системами в условиях естественных и искусственных коллекторов.

Выполненные автором расчеты показывают, что по экономически целесообразной тепловой нагрузке на эксплуатационную скважину при различных геолого-геотермических условиях и конкретном состоянии экономики альтернативных топливно-энергетических ресурсов устанавливаются разные предельные глубины бурения скважин. Весьма укрупненно они отражены в таблице 7.2.

Таблица 7.2.

Предельные значения экономически целесообразных глубин бурения геотермальных скважин, км

Геотермический градиент, ºС/100 м	Этап		
	I	II	III
Низкий (до 2,5)	2-3	3-4	4-5
Средний (2,5—3,5) . . .	3 - 4	4 - 5	5 - 6
Повышенный (3,5—4,5) . .	4 - 5	5 - 6	6 - 7
Аномально высокий (>4,5)	5 - 6	6 - 7	7 - 8

Скважинные методы добычи полезных ископаемых получили самое широкое распространение. За последние годы объемы бурения в России существенно возросли. В мире ежегодно бурится более 100 тыс. скважин. Общий мировой фонд скважин достигал к 1980 г. нескольких миллионов [22] и условно делился на две группы: разведочные и эксплуатационные. В России

только нефтяных эксплуатационных скважин в 2010-2013 годы бурилось по 16,5-20,8 тыс. км/год (табл. 7.3). В каждой из групп большинство скважин имеют аналогичные конструкции и параметры, в частности диаметры последней ступени эксплуатационных скважин равны 0,15-0,25 м, а разведочных— 0,1-0,15 м.

Таблица 7.3.

Объемы эксплуатационного бурения на нефть в России за 2010-2013 гг. (тыс. м/год)

Компания	Годы			
	2110	2011	2012	2013
«Сургутнефтегаз»	4208	4530	4687	4994
«Роснефть»	2812	3451	4053	5505
«Лукойл»	2284	2489	3404	3555
«Газпромнефть»	2558	2221	2414	2885
ТНК-ВР	1636	1890	1657	-
«Славнефть»	941	781	693	1010
«Руснефть»	334	559	384	367
«Татнефть»	464	488	489	424
«Башнефть»	234	121	53	109
Другие	-	-	-	1741
Всего в России	**16522**	**17995**	**19734**	**20840**

Геотермальные скважины по конструкции и параметрам существенно не отличаются от остальных, однако они характеризуются специфическими особенностями. К таковым следует отнести необходимость в увеличении диаметра эксплуатационной колонны до 0,2—0,4 м с целью обеспечения значительно более высокого по сравнению с нефтяными скважинами дебита; возможность бурения, крепления и эксплуатации скважин в условиях высоких температур пород и циркулирующего теплоносителя (до 300°С); необходимость в направленно искривленных интервалах значительной протяженности и большого диаметра; продолжительный срок службы (до 30 лет); возможность очистки от минералообразований, профилактических, текущих и капитальных ремонтов и др.

Опыт строительства геотермальных скважин сравнительно невелик, их глубина, как правило, не превышает 3-4 км. Самый распространенный способ бурения — роторный; на последних, глубоких интервалах может применяться турбинный, а на верхних интервалах (под кондуктор и первую промежуточную колонну) - геологических условий (прочность пород, их проницаемость, пластовые давления и др.), глубины и конечного диаметра геотермальные

скважины могут быть одно-, двух- и трехколонными, а при больших глубинах или высоких пластовых давлениях количество ступеней может возрасти. В общем случае для глубин до 3-4 км характерна двухколонная конструкция. При выборе и обосновании конструкции скважины учитываются пластовые давления и давления гидроразрыва пород, слагающих разрез. Выделяются зоны совместимости условий бурения, участки крепления скважин, число обсадных колонн и глубины их спуска. Выбор диаметров долот обсадных колонн ведется снизу вверх с учетом прочностных характеристик обсадных труб, минимальных зазоров между стенками скважин и обсадными трубами, возможного использования потайных колонн, спуска обсадных колонн секциями и др.

Образование или интенсификация зоны теплоотбора. Создание искусственного или интенсификация природного коллектора - технологический процесс, необходимость которого определяется проницаемостью пород в зоне теплоотбора. Границы значений естественной проницаемости, достаточной для строительства ГЦС, оцениваются экономически в основном по затратам на электроэнергию для обеспечения вынужденной фильтрации теплоносителя в коллекторе.

Технология разрушения пород в зоне фильтрации должна отвечать ряду специальных требований:

- горные породы разрушаются на значительной глубине (> 2 км);
- средства разрушения размещаются в скважинах диаметром до 0,5 м, поэтому доступ человека или крупного механизма исключен;
- радиус зоны разрушения должен составлять от десятков до сотен метров;
- расстояние между отдельными трещинами не должно превышать 100 м;
- сейсмическое воздействие и экологические последствия не должны быть значительными.

Выбор наилучших способа и степени разрушения массива зависит от горнофизических, экономических и экологических результатов этих работ.

Самым перспективным можно считать способ гидравлического разрыва массива, технология которого хорошо освоена в нефтяной и газовой промышленности, где он применяется для повышения дебита скважин уже 50 лет. Известны примеры образования трещин гидроразрыва протяженностью до 1000 м и более в нефтяных, соляных и угольных пластах. Способ гидроразрыва гранитного массива на глубине 3 км реализован и в первой циркуляционной системе извлечения тепла слабопроницаемых пород (Фентон Хилл, США).

Для разрыва сплошности скважины выше и ниже намеченного участка устанавливаются герметичные уплотнения (пакеры), между которыми

высоконапорным насосом создают избыточное, по отношению к гидростатике, давление в 20-100 МПа. Развитие трещин производится дальнейшим нагнетанием жидкости гидроразрыва (обычно вода с утяжелителем). Ориентация трещины определяется соотношением горизонтальной и вертикальной составляющих геостатического давления с учетом прочности пород. Трещина развивается по нормали, к направлению минимальных суммарных значений давления и прочности.

Горизонтальные трещины характерны для пористых пластов и глубин менее 2-3 км. Они, как правило, имеют форму круга с центром в скважине. Вертикальные трещины прогнозируются тем увереннее, чем выше коэффициент Пуассона и больше глубина. По форме они близки к эллипсу, но возможно, что это фигура с разными фокальными радиусами, т. е. расширяющаяся кверху. Максимальное давление насос развивает в момент разрыва сплошности стенки скважины. Существует и предлагается ряд способов предварительного нарушения стенки скважины: механическое разрушение, взрывание под пакером метательных (порох) ВВ, термоупругое разрушение (быстрый нагрев или охлаждение участка стенки скважины) и др. Подробно методика расчета образования трещин гидроразрыва изложена в [98].

Реальным способом массового разрушения пород из глубоких скважин являются подземные взрывы достаточно крупных зарядов. К основным недостаткам подземных взрывов относятся сейсмическая опасность, повышенный диаметр зарядных скважин, необходимость их специальной забойки (бетонные мосты в комбинации с засыпками из рыхлых материалов) и последующего ее разбуривания. Методы расчета параметров образуемых зон приведены в [98].

Перспективным можно считать термодинамический способ разрушения, варианты которого с использованием медленно горящих порохов опробованы в нефтяной практике. Чередование генерации тепла и испарительного охлаждения пород делает возможным развитие трещин на значительное расстояние от скважин за счет термоупругих напряжений и газодинамических эффектов.

Определенную роль в будущем может играть гидродинамический способ, при котором трещины в горном массиве образуются импульсами высокого давления жидкости в скважине, возникающего за счет гидроудара, взрывания небольших зарядов или электрического разряда.

Значительный интерес представляет возможность использования сил горного давления для разрушения массива при его подработке в результате применения геотехнологических методов (растворение, выщелачивание,

расплавление и горение) или при вскрытии скважинами зон высокой концентрации упругой энергии.

Оригинальный синэргетический способ разрушения породного массива за счет концентрации энергии в «фокальной» области при коллективной суперпозиции акустических волн от значительного числа источников, размещенных в системе скважин, предложен в США. Однако при большой глубине скважин этот способ пока является слишком дорогим.

Предложение ЛГИ о создании зоны теплоотбора в виде продольных областей фильтрации [93] из попарно «сбитых» между собой, торпедированных на рабочих интервалах в 300-600 м «ветвей» основных скважин (многозабойное направленное бурение), вероятно, может оказаться приемлемым только при многократном взрывании жидких ВВ в этих «ветвях» и увеличении радиуса зоны трещин до 10-20 м.

Перечисленными способами, разумеется, не исчерпываются все возможные пути решения рассматриваемой проблемы. Не исключено также, что в ряде случаях наиболее перспективными окажутся различные комбинации этих способов.

Движение теплоносителя в коллекторе с отбором теплоты горных пород. Гидродинамические и тепловые процессы в зоне теплоотбора являются определяющими для получения главных, лимитируемых потребителем технических параметров: теплопроизводительности системы, температуры выведенного на поверхность теплоносителя, срока существования и пр. Кроме того, эти процессы характеризуют издержки производства: затраты электроэнергии на прокачку теплоносителя, величину его утечек в окружающий массив, сохранение экологического равновесия в подземном и поверхностном комплексах системы и пр.

Во многих работах [98, 99, 197, 224] достаточно подробно изложены методы расчета гидродинамических и тепловых процессов в зонах теплоотбора, представленных естественными (пористыми или трещинными) и искусственными (в виде зон разрушения или отдельных протяженных трещин) коллекторами; рассмотрены условия эксплуатации ГЦС в режимах срабатывания упругой энергии пласта, вытеснения пластовой жидкости нагнетанием или откачкой либо их совмещения.

В фонтанных системах при дебитах, не превышающих динамические запасы, т. е. при строго ограниченной теплопроизводительности водозабора, параметр, отражающий качество добываемой продукции, - температура теплоносителя - может оставаться практически неизменным в течение 25-30 лет.

В циркуляционных системах картина совершенно иная: основные параметры — теплопроизводительность, температура воды на выходе из зоны теплоотбора и срок службы - функционально взаимосвязаны. В меньшей мере изменение качества (температуры) при увеличении теплопроизводительности и срока службы присуще гранулярным коллекторам (рис. 7.5, а), в большей - коллекторам из отдельных протяженных трещин (рис. 7.5, б).

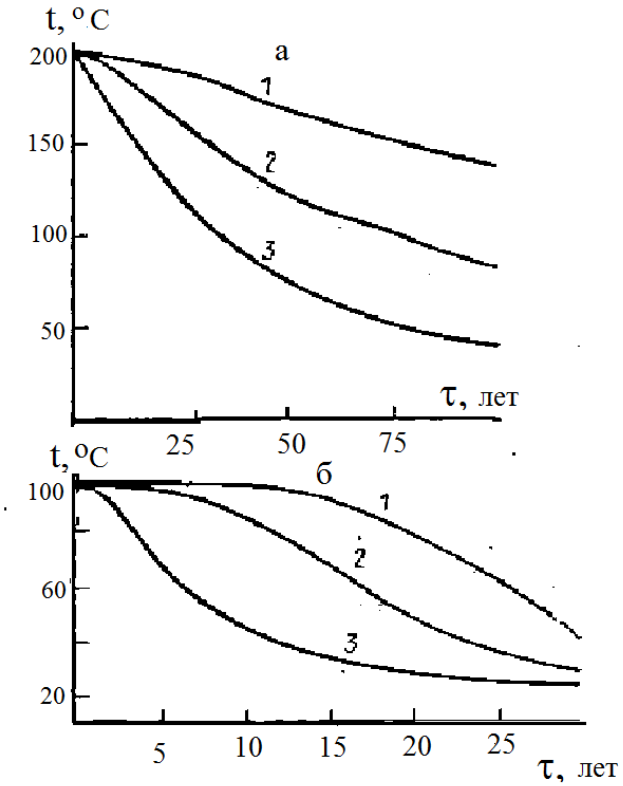


Рис. 7.5. Изменение во времени температуры воды на выходе из добычной скважины при одинаковых значениях температуры воды на входе в коллектор (20 °С)

а - в гранулярном коллекторе; б - в коллекторе из пяти трещин гидроразрыва. Расход, $м^3/с$: 1 - 0,028; 2 - 0,056; 3 - 0,11

Существующие методики расчета гидродинамических и тепловых процессов основываются на различных допущениях и ограничениях, идеализирующих условия и характер протекания этих процессов. В частности, поток теплоносителя рассматривается как одномерный или двумерный, с учетом или без учета естественной конвекции; кондуктивный теплоприток из окружающего массива принимается или не принимается во внимание; гидродинамическая и тепловая задачи решаются отдельно или совместно и т. д.

Аппарат инженерно-расчетных методов тоже весьма разнообразен: от аналитически полученных функционалов до критериальных и эмпирических уравнений, аппроксимированных на базе физического или математического

моделирования. Общая оценка этих методов, выполненная Ю.Д. Дядькиным [98], свидетельствует о вполне сопоставимых результатах и подтверждает принципиальный вывод о возможности длительной работы геотермальных систем с температурой теплоносителя, близкой к температуре пород в зоне теплоотбора.

Передача теплоты техническому теплоносителю. Добыча тепловой энергии горных пород может осуществляться геотермальными системами с разомкнутым и замкнутым контурами (рис. 7.6). Первый случай характерен в основном для фонтанных систем, а также циркуляционных систем с прямым использованием теплоносителя, например, для оттайки мерзлых пород, закачки в нефтяные пласты и др. Практика показала (опыт теплоснабжения г. Кизляра в Дагестане), что для сохранения работоспособности теплотехнического оборудования и поддержания экологического равновесия более целесообразна схема с замкнутым циркуляционным контуром. Передача энергии в этом случае чаще всего должна выполняться через теплообменные аппараты.

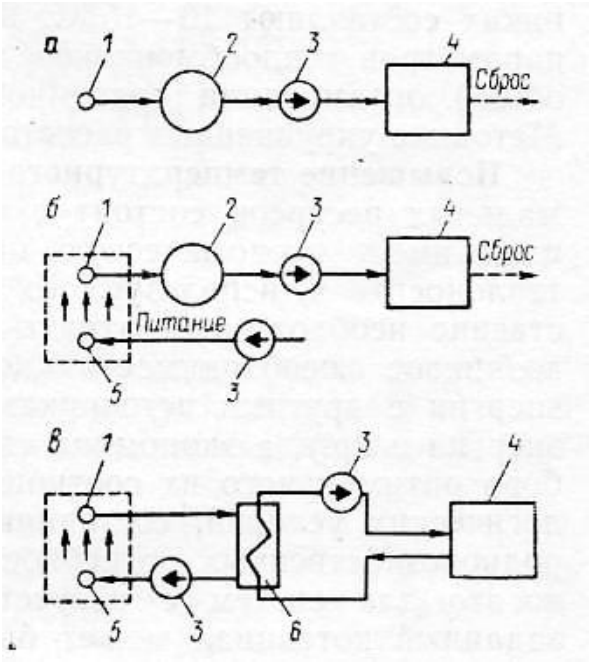


Рис. 7.6. Схемы подачи тепловой энергии потребителю

а - фонтанная система с разомкнутым контуром; б, в - циркуляционные системы с разомкнутым и замкнутым контурами. 1 - добычная скважина; 2 - бак-аккумулятор; 3 - насос; 4 - потребитель; 5 - нагнетательная скважина; 6 - теплообменник

Из трех основных типов теплообменников: рекуперативных, регенеративных и смесительных - геотермальным циркуляционным системам в наибольшей мере соответствуют рекуперативные. В этих аппаратах горячая и холодная жидкости текут одновременно, и теплота передается через

разделяющую стенку. Есть предложения применять новые конструкции смесительных аппаратов, в которых процесс теплопередачи происходит путем непосредственного контакта и смешения горячей и холодной жидкостей. Потери температурного потенциала в теплообменниках составляют 10-15 °С. В геотермальных системах выбор параметров теплообменников должен производиться с позиций общей оптимизации подземного и поверхностного комплекса. Методика укрупненных расчетов приведена в [98].

Повышение температурного потенциала. Специфика геотермальных ресурсов состоит в том, что температурный потенциал имеет экономическую ценность. Чем ниже температура теплоносителя, используемого потребителем, тем меньше общественно необходимые затраты на его добычу. В связи с этим возникает необходимость комплексирования геотермальной энергии с другими источниками (уголь, нефть, газ, солнечная, ветровая энергии и пр.), а экономика становится главным средством выбора оптимального их соотношения в зависимости от горногеологических условий, состояния энергетических ресурсов и народнохозяйственных потребностей региона. Особенно характерно это для систем с искусственным коллектором, в которых заданный потенциал может быть обеспечен либо глубиной образования зоны фильтрации, либо догревом геотермального теплоносителя за счет традиционного топлива.

Одним из наиболее простых способов повышения температурного потенциала геотермального теплоносителя в условиях переменного температурного графика потребителя, - например, теплоснабжение и горячее водоснабжение жилищных и промышленных объектов, - может служить пиковый догрев (рис. 7.7). Разработано и рекомендовано много схем включения пиковой котельной в общую систему при различных температурах и нагрузках горячего водоснабжения и отопления [117]. Обязательным при этом должно быть экономически оптимальное соотношение энергетических затрат геотермального и традиционных источников тепла.

В большинстве случаев, особенно в районах с дефицитом топливных ресурсов, целесообразно использование термотрансформаторов. Они могут применяться для повышения потенциала всего дебита геотермального теплоносителя или встраиваться в общую тепловую схему для обеспечения отдельных высокотемпературных потребителей (рис. 7.8).

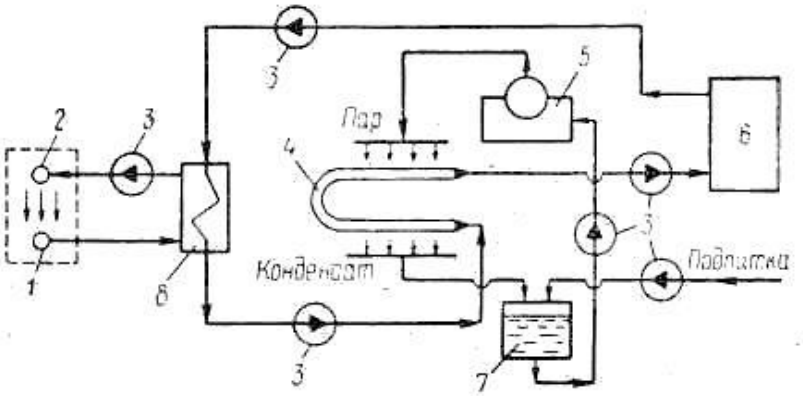


Рис. 7.7. Схема ГЦС с пиковой котельной

1, 2 — добычная и нагнетательная скважины; 3 — насос; 4— пароводяной теплообменник для пикового догрева; 5 — паровой котел; 6 — потребитель; 7 — бак для сбора конденсата; 8 — теплообменник первого контура

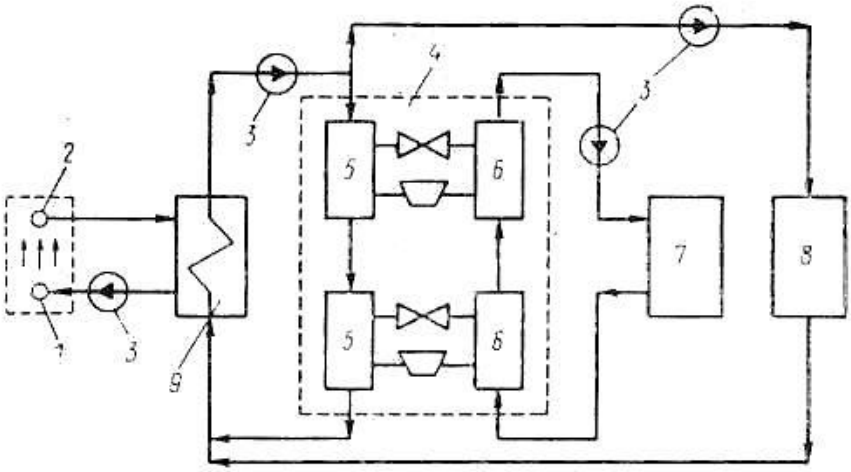


Рис. 7.8. Схема ГЦС с тепловым насосом

1,2— нагнетательная и добычная скважины; 3 — насос; 4 — термотрансформатор (теплонасосная установка); 5 —- испарители; 6 — конденсаторы; 7, 8 — потребители высокого и низкого потенциала; 9 — теплообменник

В качестве термотрансформаторов промышленностью достаточно хорошо освоены тепловые насосы. Повышение потенциала в них обеспечивается за счет расхода электроэнергии. В стадии внедрения находятся абсорбционно-литиевые термотрансформаторы, в которых переход на более высокий температурный потенциал осуществляется за счет тепла первичного теплоносителя. Например, получение 1 Дж с потенциалом 130-150 °С может потребовать затрат 2 Дж с потенциалом 90-100 °С. Необходимость и эффективность применения термотрансформаторов должны определяться в результате технико-экономической оптимизации геотермальных систем.

Канализация теплоносителя к потребителю. Специфическое отличие геотермальной энергии — ее нетранспортабельность на большие расстояния. Это придает особое значение вопросам канализации теплоносителя от места добычи до потребителя. Мировой опыт разработки геотермальных месторождений свидетельствует о возможности транспортировки теплоносителя на расстояние до 100 км. Тем не менее, канализация геотермальной энергии является, с одной стороны, ограничителем концентрации тепловой мощности для одного потребителя, а с другой, — препятствует увеличению радиуса теплоснабжения мелких потребителей от одной геотермальной установки.

Оптимальные диаметры трубопроводов в зависимости от расхода теплоносителя составляют 0,3-0,5 м в сетях приема его от скважин и 0,5-1,2 м для магистралей. Прокладка теплотрасс на территории разрабатываемого месторождения и до потребителя наземная: на опорах, мачтах или эстакадах. В городах и поселках, исходя из архитектурных требований, при разводке потребителям может применяться подземная прокладка тепловых сетей: бесканальная, в каналах и коллекторах общих коммуникаций. Гидродинамические и тепловые расчеты теплотрасс имеются в справочной литературе, а в формализованном для экономико-математического моделирования виде — в работе [98].

Водоочистка, водоподготовка, техническая защита оборудования, сохранение экологического состояния поверхности и недр. Добываемый теплоноситель может содержать различные примеси в виде газов (двуокись углерода, сероводород, метан, аммиак, хлор и др.), растворенных ядовитых веществ (мышьяк, ртуть, бор, фенолы и др.) и минералов. При изменении тепловых и гидродинамических условий на трубах эксплуатационной колонны, в теплотрассах теплообменниках и прочем теплотехническом оборудовании возможно интенсивное отложение карбонатов, сульфатов и механических примесей (частички пород коллектора). Доступ кислорода в систему создает условия для высокой коррозийной активности (скорость коррозии достигает 0,5-1 мм/год).

Технологические трудности и экологические последствия минерализации, газонасыщения и наличия ядовитых веществ в геотермальном теплоносителе в значительной мере зависят от способа разработки месторождения. Наибольшие сложности связаны с фонтанным способом — все примеси вместе с теплоносителем передаются потребителю, и ему в лучшем случае необходимо создавать целый комплекс сооружений водоочистки, обеспечивающий безопасный сброс термальных вод в природные или искусственные водоемы.

Циркуляционные системы с естественными коллекторами тоже характеризуются высокой минерализацией и газонасыщенностью теплоносителя, однако возможность закачки его в недра позволяет разрабатывать технологические приемы, обеспечивающие определенное равновесие газового и химического состава теплоносителя. Минимальные примеси содержатся в теплоносителе, циркулирующем в системах с искусственными коллекторами. Об этом свидетельствует эксперимент в Фентон Хилл, где вынос кремнезема составлял примерно 0,07 г/л. То же подтверждается геохимическими исследованиями в лаборатории и на полигоне ЛГИ. Степень минерализации зависит главным образом от подверженности пород коллектора выщелачиванию. В определенной мере этот процесс, очевидно, может регулироваться реагентами.

7.4. ПРИПОВЕРХНОСТНЫЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

Использование низкотемпературной геотермальной энергии малых глубин (до 200-300 м) можно рассматривать как некоторый технико-экономический феномен или реальную революцию в системе теплообеспечения. Меньше, чем за 20 лет в мире была разработана многовариантная технология и построены миллионы действующих систем теплоснабжения. Ежегодно вводится в строй более 100 тысяч новых. Успешно внедряется эта технология во многих странах мира: США, Швеции, Швейцарии, Канаде, Австрии, Германии и др.

7.4.1. Классификация технологических принципов геотермальных теплонасосных установок

Несмотря на широкое промышленное применение геотермальных тепловых насосов в Мире, технология извлечения и использования теплоты приповерхностных слоев недр еще полностью не устоялась и продолжается ее активное развитие. Это, прежде всего, связано с большим многообразием характеристик и типов приповерхностных геотермальных ресурсов. Существенное значение имеет быстрый темп развития и совершенствования теплонасосного оборудования. Важное значение имеет разработка новых конструкций и материалов скважинных теплообменников. Сказывается отсутствие серьезного опыта применения этой технологии в неблагоприятных природных условиях: весьма низкие зимние температуры и продолжительные периоды их стояния, условия вечной мерзлоты и др.

Кроме того, следует учитывать направления использования тепловой продукции и особенности потребителей. В этом отношении можно выделить:

- отопление и горячее водоснабжение индивидуальных домов;
- кондиционирование индивидуальных домов;
- теплоснабжение и кондиционирование многоэтажных жилых домов;
- теплоснабжение и кондиционирование школ, больниц и других муниципальных зданий;
- теплоснабжение и кондиционирование офисов, малых предприятий и др.
- теплоснабжение и кондиционирование жилых массивов или групповых строений;
- оттаивание снежного покрова на тротуарах и проезжей части дорог;
- другие направления использования.

В связи со всем этим трудно предложить завершенную классификацию технологии геотермальных теплонасосных установок. Можно попытаться создать классификацию технологических принципов геотермальных теплонасосных установок (рис. 7.9).

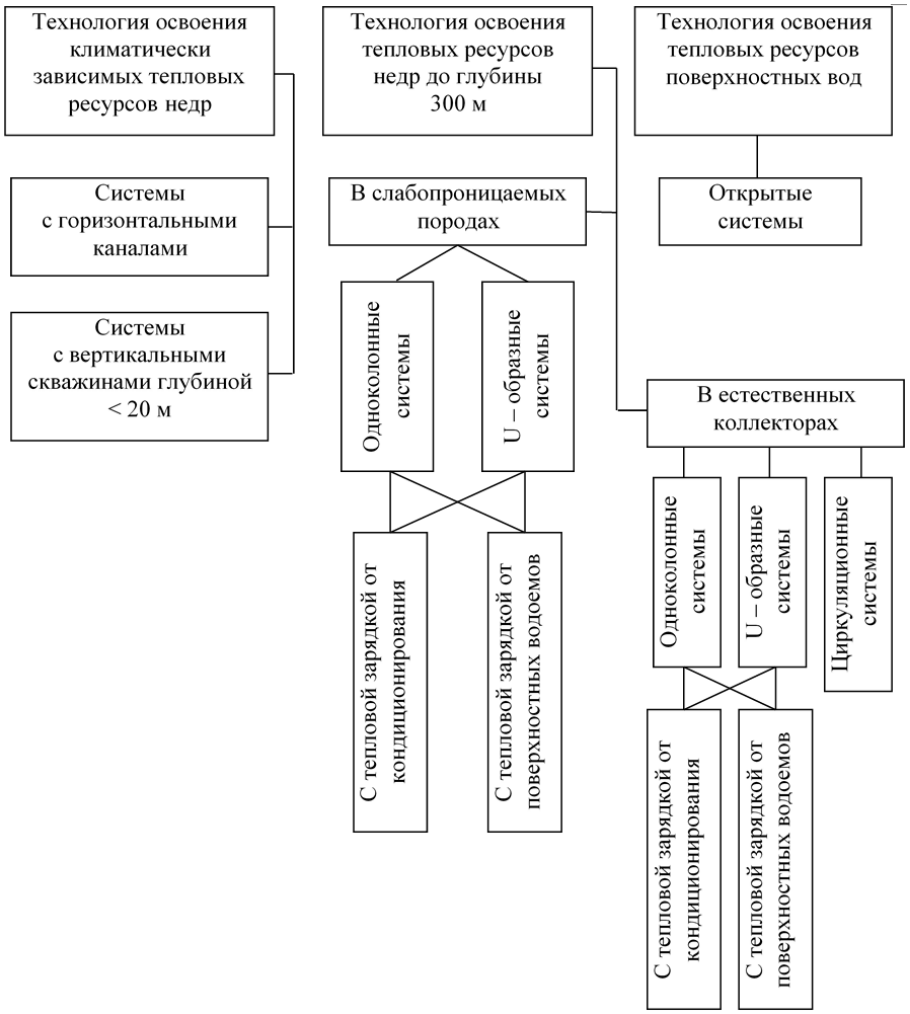
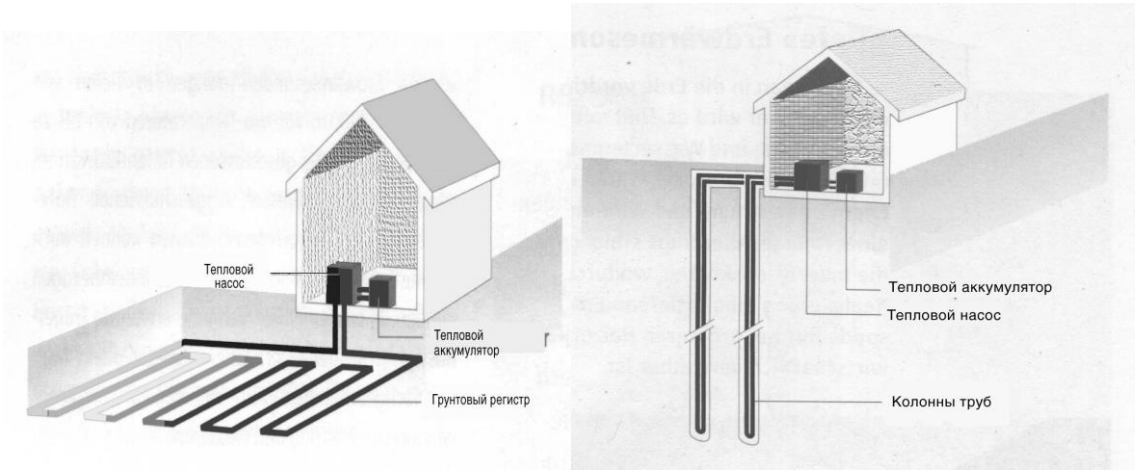


Рис. 7.9. Классификация технологических принципов геотермальных теплонасосных установок

7.4.2. Системы с теплообменом в скважинах и каналах (приповерхностные, малоглубинные)

Они используются для обогрева и охлаждения различных типов жилых домов (от очень дешевых до роскошных индивидуальных или многоквартирных), бензозаправок, супермаркетов, церквей, образовательных учреждений и т.д.

Суть рассматриваемых технологий заключается в создании на малой глубине скважинного или горизонтально расположенного подземного теплообменника, присоединенного к тепловому насосу (рис. 7.10). Эти системы используют не только геотермальную энергию, накопленную в горных породах (температура 5-15 ^{o}C) или в воде, но и солнечную. Конкретная доля той или иной энергии, зависит от глубины расположения теплообменника, климатических и гидрогеологических условий района.



а) б)

Рис. 7.10. Приповерхностная геотермальная система с теплообменом:
а - в горизонтальных каналах; б - в скважинах

В Приповерхностных системах геотермального теплоснабжения (ПСГТ) применяются две основных технологии: система, соединенная в грунте (закрытая петля) и грунтовая вода (открытая петля). Эти системы (рис. 7.11. и 7.12) могут быть установлены горизонтально, либо вертикально в породах или в водоемах (реках, озерах, морях). В приповерхностных слоях земли, целесообразно строить геотермальную установку если бурение скважин экономически выгодно или на участке уже есть скважины.

В системе закрытая петля, трубы размещается или горизонтально (на глубине 1 - 2 м) или вертикально (на глубине до 200-300 м). Теплообмен водного антифриза происходит через пластмассовые или металлические трубы, чтобы забрать теплоту грунта зимой и отдать теплоту грунту летом.

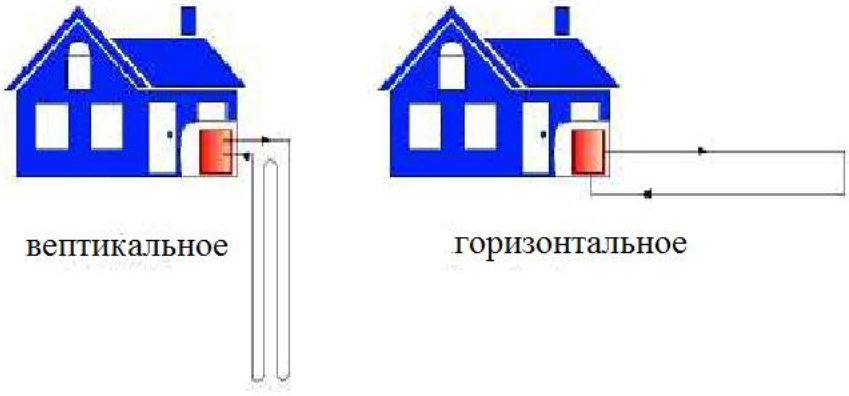


Рис. 7.11. Схема закрытая петля для ПСГТ

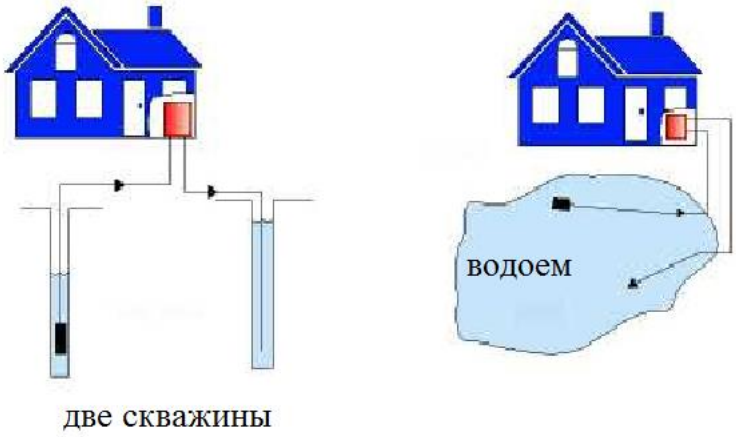


Рис. 7.12. Схема открытая петля для ПСГТ

Горизонтальный грунтовой теплообменник устраивается, как правило, рядом с домом на небольшой глубине (но ниже уровня промерзания грунта в зимнее время). Использование горизонтальных грунтовых теплообменников ограничено размерами имеющейся площадки. В странах Западной и Центральной Европы горизонтальные грунтовые теплообменники обычно представляют собой отдельные трубы, положенные относительно плотно и соединенные между собой последовательно или параллельно. Для экономии площади были разработаны усовершенствованные типы теплообменников, например, теплообменники в форме спирали, расположенной горизонтально или вертикально.

Вертикальные грунтовые теплообменники позволяют использовать низкопотенциальную тепловую энергию грунтового массива, лежащего ниже «нейтральной зоны» (10 - 20 м от уровня земли). Системы с вертикальными грунтовыми теплообменниками не требуют участков большой площади и не зависят от интенсивности солнечной радиации, падающей на поверхность. Они эффективно работают практически во всех видах геологических сред, за

исключением грунтов с низкой теплопроводностью, например, сухого песка или гравия.

Теплоноситель циркулирует по трубам (чаще всего полиэтиленовым или полипропиленовым), уложенным в вертикальных скважинах глубиной от 50 до 300 м. Обычно используется два типа вертикальных грунтовых теплообменников.

1. U-образный, представляющий собой две параллельные трубы, соединенные в нижней части. В одной скважине располагаются одна или две пары таких труб. Преимуществом такой схемы является относительно низкая стоимость изготовления.

2. Коаксиальный (концентрический) теплообменник. Простейший коаксиальный теплообменник представляет собой две трубы различного диаметра. Труба меньшего диаметра располагается внутри другой трубы.

Для увеличения эффективности теплообменников пространство между стенками скважины и трубами заполняется специальными теплопроводящими материалами. Системы с вертикальными грунтовыми теплообменниками могут использоваться для тепло- и холодоснабжения зданий различных размеров. Для небольшого здания достаточно одного теплообменника, для больших зданий может потребоваться устройство целой группы скважин с вертикальными теплообменниками. Самое большое в мире число скважин использовалось в системе тепло- и холодоснабжения «Richard Stockton College» в США. Вертикальные грунтовые теплообменники этого колледжа располагались в 400 скважинах глубиной 130 м.

В Европе наибольшее число скважин (154 скважины глубиной 70 м) использовались в системе тепло- и холодоснабжения центрального офиса Германской службы управления воздушным движением.

Частным случаем вертикальных замкнутых систем является использование в качестве грунтовых теплообменников строительных конструкций, например, фундаментных свай с замоноличенными трубопроводами. Грунтовой массив и строительные конструкции с грунтовыми теплообменниками могут использоваться не только как источник, но и как естественный аккумулятор тепловой энергии или «холода», например, тепла солнечной радиации.

Основная часть открытых систем – скважины, позволяющие извлекать грунтовые воды из водоносных слоев грунта и возвращать воду обратно в те же водоносные слои. Обычно для этого устраиваются парные скважины. Достоинством открытых систем является возможность получения большого количества тепловой энергии при относительно низких затратах. Однако такие

скважины требуют обслуживания. Кроме того, использование этих систем возможно не везде.

Главные требования к грунту и грунтовым водам таковы:

– достаточная водопроницаемость грунта, позволяющая пополняться запасам воды;

– хороший химический состав грунтовых вод (например, низкое железосодержание), позволяющий избежать проблем, связанных с образованием отложений на стенках труб и коррозией.

Открытые системы чаще используются для тепло- или холодоснабжения крупных зданий. Самая большая в мире геотермальная теплонасосная система использовала в качестве источника низкопотенциальной тепловой энергии грунтовые воды. Она располагалась в США, в г. Луисвилле, и использовалась для тепло- и холодоснабжения гостинично-офисного комплекса; ее мощность составляла примерно 10 МВт.

Иногда к приповерхностным системам относят и установки использующие низкопотенциальное тепло открытых водоемов, естественных и искусственных. Одно из перспективных направлений – использование в качестве источника низкопотенциальной тепловой энергии воды из шахт и туннелей. Температура этой воды постоянна в течение всего года. При этом вода из шахт и туннелей легко доступна.

Таким образом, в мире накоплен достаточный опыт, разработано несколько вариантов конструкций систем тепло- и холодоснабжения зданий, использующих низкопотенциальное тепло земли. Эти системы представляют собой надежный источник энергии, который может быть использован в течение достаточно длительного времени и повсеместно.

7.5. ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕНОСА ТЕПЛА В ТЕПЛООБМЕННОЙ СИСТЕМЕ ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ, НАХОДЯЩЕЙСЯ В НЕПРОНИЦАЕМОМ ПОРОДНОМ МАССИВЕ [5]

7.5.1. Физическая модель задачи о кондуктивном теплообмене

В данном разделе приводятся результаты математического моделирования процесса кондуктивного теплообмена в приповерхностных геотермальных установках [63].

[5] Раздел написан Н.Н. Смирновой, С.В. Егоровым с участием Э.И. Богуславского

Принципиальное устройство скважинного теплообменника приповерхностной геотермальной установки представляет собой U – образню трубку, помещенную в скважину, находящуюся в неограниченном непроницаемом массиве горных пород (рис. 7.13). Между стенкой обсадной колонны скважины и трубой находится слой засыпки. Теплофизические свойства засыпки практически не отличаются от свойств породного массива. Теплоноситель движется по трубе со скоростью *u*. Теплообмен происходит во время движения теплоносителя вниз по трубе. Этот участок отмечен незаштрихованной областью. Заштрихованная часть трубы соответствует теплоизолированному участку, на котором теплообмен с окружающей средой отсутствует. Теплоноситель поступает в трубу с температурой ниже температуры окружающих пород. На начальном не теплоизолированном участке он нагревается и через теплоизолированный участок возвращается наверх.

Интерес представляет процесс теплообмена носителя с окружающей средой при его движении вниз по не теплоизолированному участку трубы. Тепловым сопротивлением стенки трубы пренебрегается. Поскольку скважина окружена практически неограниченным породным массивом, его теплообмен с потоком теплоносителя, движущегося по трубе теплообменника, является нестационарным, с постепенно убывающей интенсивностью теплопереноса в зоне теплоотбора. Амплитуда, температурного возмущения затухает по мере удаления от границ раздела твердой и жидкой фаз.

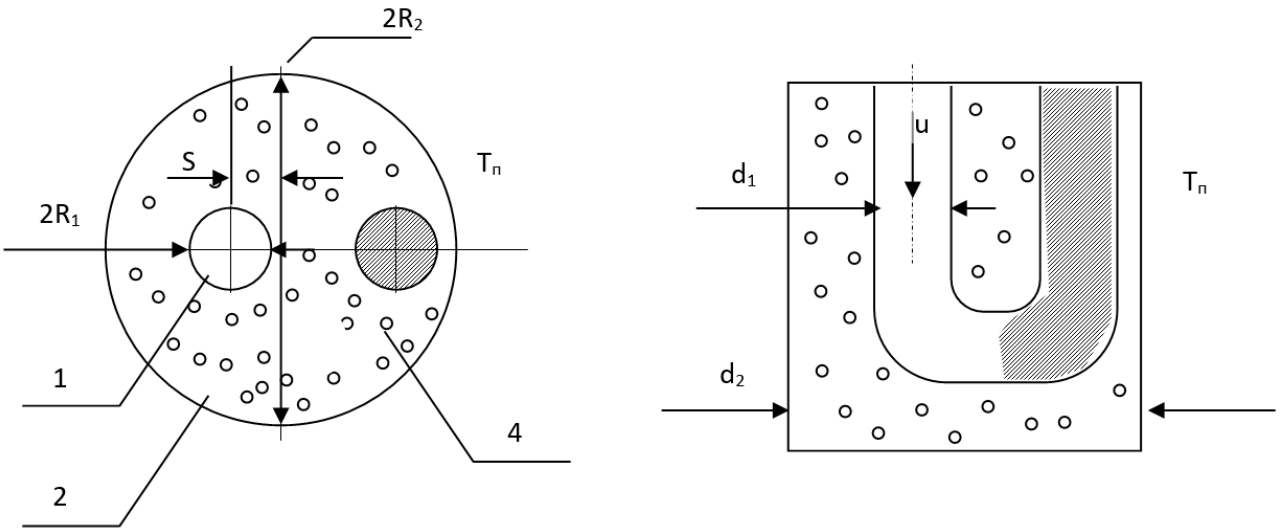


Рис. 7.13. Схема физической модели кондуктивного теплообмена в добычной скважине ПСГТ

1 - нагнетательная труба, 2 – скважина, 3 - засыпка между трубой и скважиной (песок-вода), R_1 – радиус нагнетательной трубы, d_1 – диаметр нагнетательной трубы, d_2 – диаметр скважины, u – скорость течения теплоносителя, $T_п$ – температура пород

Постановка задачи о кондуктивном теплообмене. Рассмотрим цилиндрический канал помещенный в среду с постоянной температурой $T_П = const$ (рис.7.14). На внутренней границе с радиусом R_1 происходит теплообмен. Среда (массив горных пород) непроницаема. Теплообмен на границе цилиндра и среды подчиняется закону Ньютона (граничные условия III рода) [137]. Температура теплоносителя $t(x,\tau)$ зависит от координаты x отсчитываемой вдоль канала и от времени τ. На входе в канал при $x = 0$ температура задается постоянной и равной $t(0,\tau) = t_0 = const$. В начальный момент времени температура теплоносителя в канале равна температуре окружающей среды $t(x,0) = T_П$.

Внутри канала осуществляется конвективный перенос тепла в жидкости. В массиве горных пород - кондуктивный перенос тепла. В любой момент времени τ в массиве горных пород имеется нестационарное распределение температуры $T=T(x,r,\tau)$ по радиусу r и по длине x, которое подлежит определению, как и температура теплоносителя $t=t(x,\tau)$ по длине x. Отметим, что зависимость температуры в канале от расстояния до центра канала не учитывалось.

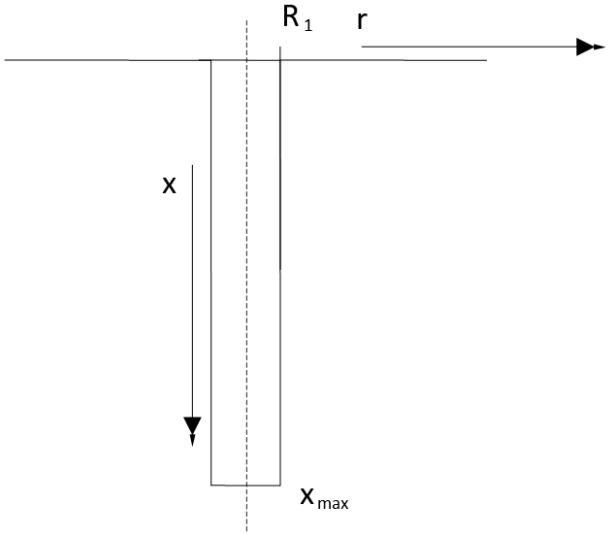


Рис. 7.14. Схема теплообменника приповерхностной геотермальной установки: x - вертикальная координата

Математическая модель процесса кондуктивного теплообмена. В этом случае дифференциальное уравнение для температуры теплоносителя в трубе запишется [166, 245]:

$$\frac{\partial t(x,\tau)}{\partial \tau} + u\frac{\partial t(x,\tau)}{\partial x} = \frac{\sigma}{c_1\rho_1}\alpha_1(t(x,\tau) - T(R_1,x,\tau)), \qquad (7.1)$$

Дифференциальное уравнение для температуры в массиве горных пород, определяется уравнением теплопроводности, которое в цилиндрических координатах имеет вид:

$$\frac{\partial T(x,r,\tau)}{\partial \tau} = \frac{\lambda_2}{\rho_2 c_2}\left(\frac{\partial^2 T(x,r,\tau)}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial T(x,r,\tau)}{\partial r}\right), \qquad (7.2)$$

Начальное условие

$$t(0,\tau) = t_0, \quad T(x,r,0) = T_{П}$$

Граничное условие

$$-\lambda_2 \left.\frac{\partial T}{\partial r}\right|_{r=R1} = \alpha_1 (t - T)\big|_{r=R_1}$$

Здесь u – скорость течения теплоносителя по трубе, $\sigma = 2/R_1$ отношение площади поверхности теплоносителя к его объему, R_1 - радиус трубы, α_1 – коэффициент теплоотдачи границы раздела теплоносителя и породы, который определяется геометрическими характеристиками системы и тепловыми свойствами засыпки, ρ_1, c_1 - плотность и теплоемкость теплоносителя, τ - время, t - текущая температура теплоносителя, T - температура в массиве горных пород, x - координата вдоль трубы, r - текущий радиус, λ_2, c_2, ρ_2 - теплопроводность, удельная теплоемкость и плотность пород в массиве.

Так как теплообмен между теплоносителем и массивом начинается с момента прихода гидродинамической волны в данную точку с координатой x, перейдем в систему отсчета x, $\tau^* = \tau - x/u$.

В новых координатах система дифференциальных уравнений и граничных и начальных условий запишется в следующем виде:

$$u\frac{\partial t(x,\tau^*)}{\partial x} = \frac{\sigma}{c_1 \rho_1}\alpha_1 (t(x,\tau^*) - T(R_1, x, \tau^*)) \qquad (7.3)$$

$$\frac{\partial T(x,r,\tau^*)}{\partial \tau^*} = \frac{\lambda_2}{\rho_2 c_2}\left(\frac{\partial^2 T(x,r,\tau^*)}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial T(x,r,\tau^*)}{\partial r}\right) \qquad (7.4)$$

граничное условие на границе пород

$$-\lambda_2 \left.\frac{\partial T}{\partial r}\right|_{r=R1} = \alpha_1 (t - T)\big|_{r=R_1}, \qquad (7.5)$$

начальное условие

$$t(0,\tau) = t_0, T(x,r,0) = T_{П}\,. \qquad (7.6)$$

Численное моделирование процесса кондуктивного теплообмена. Моделирование процесса кондуктивного теплообмена заключалось в согласованном численном решении системы дифференциальных уравнений (7.3), (7.4) с граничным условием (7.5) и начальным условием (7.6).

На рисунке 7.15. приводится сетка численной задачи. Труба вертикально расположена в породе. Координата *x* отсчитывается вдоль трубы в вертикальном направлении, координата *r* отсчитывается в горизонтальном направлении. Индекс, нумерующий узлы сетки по оси *x* обозначим *i*, а индекс нумерующий узлы сетки вдоль оси *r* - *j*, индекс нумерующий моменты времени обозначим *k*. Начальная точка оси *x* соответствует поверхности земли и обозначается x_0, конечная точка соответствует концу трубы и обозначается x_{max}. Длина трубы соответствует не теплоизолированному участку трубы теплообменника. Начальная точка вдоль оси *r* соответствует стенке трубы и обозначается r_0 . Шаги сетки вдоль оси *x* и вдоль оси *r* обозначаются Δx и Δr соответственно и задаются независимо. Процедура перехода к конечным разностям аналогична той, что описана в [157].

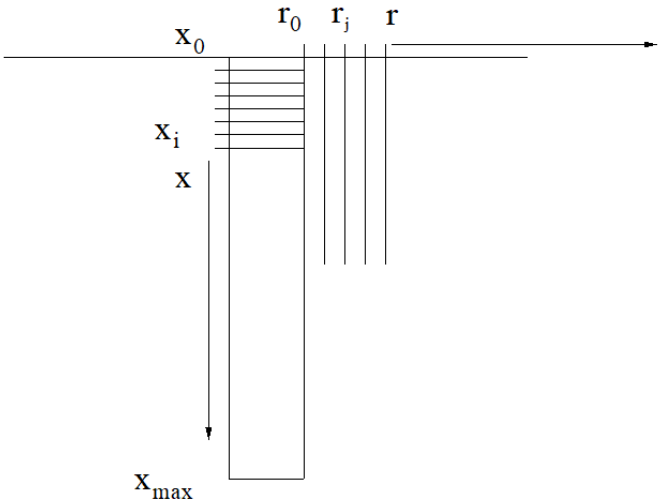


Рис. 7.15. Сетка математической численной модели процесса кондуктивного теплообмена

Первое уравнение решаемой системы, будучи записано в конечных разностях, имеет вид:

$$u\frac{(t(x_{i+1},\tau_k^*) - t(x_i,\tau_k^*))}{\Delta x} = \frac{\sigma}{c_1\rho_1}\alpha_1(t(x_i,\tau_k^*) - T(x_i,r_0,\tau_k)) \qquad (7.7)$$

второе уравнение:

$$\frac{T(x_i, r_j, \tau^*_{k+1}) - T(x_i, r_j, \tau^*_k)}{\Delta\tau^*} = \frac{\lambda_2}{\rho_2 c_2}\left(\frac{T(x_i, r_{j+1}, \tau^*_k) - 2T(x_i, r_j, \tau^*_k) + T(x_i, r_{j-1}, \tau^*_k)}{\Delta r^2} + \right.$$

$$\left. + \frac{1}{r_j}\frac{T(x_i, r_{j+1}, \tau^*_k) - T(x_i, r_j, \tau^*_k)}{\Delta r}\right). \qquad (7.8)$$

Граничное условие принимает вид:

$$-\lambda_2 \frac{(T(x_i, r_1, \tau^*_k) - T(x_i, r_0, \tau^*_k))}{\Delta r} = \alpha_1 (t(x_i, \tau^*_k) - T(x_i, r_0, \tau_k)). \qquad (7.9)$$

Начальные условия принимают вид: $t(x_0, \tau^*_k) = t_0$ при любых k, $T(x_i, r_j, \tau^*_0) = T_П$ при любых i, j.

Из первого уравнения данной системы мы можем получить:

$$t(x_{i+1}, \tau^*_k) = \frac{\sigma\Delta x}{c_1 \rho_1 u}\alpha_1 (t(x_i, \tau_k{}^*) - T(x_i, r_0, \tau_k)) + t(x_i, \tau_k{}^*), \qquad (7.10)$$

из второго:

$$T(x_i, r_j, \tau^*_{k+1}) = \frac{\lambda_2 \Delta\tau^*}{\rho_2 c_2}\left(\frac{T(x_i, r_{j+1}, \tau^*_k) - 2T(x_i, r_j, \tau^*_k) + T(x_i, r_{j-1}, \tau^*_k)}{\Delta r^2} + \right.$$

$$\left. + \frac{1}{r_j}\frac{T(x_i, r_{j+1}, \tau^*_k) - T(x_i, r_j, \tau^*_k)}{\Delta r}\right) + T(x_i, r_j, \tau^*_k). \qquad (7.11)$$

Граничное же условие дает нам:

$$T(x_i, r_0, \tau^*_k) = T(x_i, r_1, \tau^*_k) + \alpha_1 \frac{\Delta r}{\lambda_2}(t(x_i, \tau^*_k) - T(x_i, r_0, \tau_k)). \qquad (7.12)$$

Эти формулы позволяют моделировать временную динамику температурного поля пород сопровождающую движение теплоносителя в трубе а также моделировать изменение температуры самого теплоносителя по мере его движения. Процесс непрерывного перемещения теплоносителя дискретизируется. Считаем, что теплоноситель двигается вдоль оси X дискретно с шагом Δx. При этом температура теплоносителя меняется, и это изменение задается формулой (7.10). Сопутствующее изменение температуры стенки трубы определяется формулой (7.12). По формуле (7.11) рассчитывается изменение во времени температуры в массиве пород. При этом шаг по времени

$\Delta\tau^*$ берется равным интервалу продвижения фронта теплоносителя на величину Δx. Скорость теплоносителя равна u. Отсюда имеем $\Delta\tau^* = \Delta x / u$.

Изначально температура массива пород равна $T_П$. Это дает возможность рассчитать изменение температуры теплоносителя при первоначальном прохождении гидравлического фронта по трубе по формуле (7.10). Очевидно, что эффективное время τ_k^* будет одинаково для всех точек x_i (i = 0,1,…i_{max}), здесь i_{max} определяется числом шагов по сетке и задается произвольно. Поскольку это τ_k^* соответствует моменту прихода фронта теплоносителя и началу процесса теплообмена на уровне x_i, логично обозначить его τ_0^*. Тогда температура в трубе может определяться по формулам (7.13):

$$
\begin{aligned}
t(x_1,\tau_0^*) &= \frac{\sigma\Delta x}{c_1\rho_1 u}\alpha_1(t(x_0,\tau_0^*) - T(x_0,r_0,\tau_0^*)) + t(x_0,\tau_0^*) \\
t(x_2,\tau_0^*) &= \frac{\sigma\Delta x}{c_1\rho_1 u}\alpha_1(t(x_1,\tau_0^*) - T(x_1,r_0,\tau_0^*)) + t(x_1,\tau_0^*) \\
t(x_N,\tau_0^*) &= \frac{\sigma\Delta x}{c_1\rho_1 u}\alpha_1(t(x_{N-1},\tau_0^*) - T(x_{N-1},r_0,\tau_0^*)) + t(x_{N-1},\tau_0^*).
\end{aligned}
\tag{7.13}
$$

Здесь N – число узлов на оси X. Температура $T(x_i,r_0,\tau_0^*)$ берется равной $T_П$ при любом i. Зная распределение по глубине температуры в трубе можно рассчитать распределение по глубине температуры стенки (формула 7.12).

$$
\begin{aligned}
T(x_0,r_0,\tau_0^*) &= T(x_0,r_1,\tau_0^*) + \alpha_1\frac{\Delta r}{\lambda_2}(t(x_0,\tau_0^*) - T(x_0,r_0,\tau_0^*)) \\
T(x_1,r_0,\tau_0^*) &= T(x_1,r_1,\tau_0^*) + \alpha_1\frac{\Delta r}{\lambda_2}(t(x_1,\tau_0^*) - T(x_1,r_0,\tau_0^*)) \\
T(x_N,r_0,\tau_0^*) &= T(x_N,r_1,\tau_0^*) + \alpha_1\frac{\Delta r}{\lambda_2}(t(x_N,\tau_0^*) - T(x_N,r_0,\tau_0^*)).
\end{aligned}
\tag{7.14}
$$

Зная изменение температуры стенки трубы рассчитываем изменение температуры массива по (7.11):

$$
\begin{aligned}
T(x_0,r_j,\tau_1^*) &= \frac{\lambda_2\Delta\tau^*}{\rho_2 c_2}\Big(\frac{T(x_0,r_{j+1},\tau_0^*) - 2T(x_0,r_j,\tau_0^*) + T(x_0,r_{j-1},\tau_0^*)}{\Delta r^2} + \\
&+ \frac{1}{r_j}\frac{T(x_0,r_{j+1},\tau_0^*) - T(x_0,r_j,\tau_0^*)}{\Delta r}\Big) + T(x_0,r_j,\tau_0^*) \\
T(x_1,r_j,\tau_1^*) &= \frac{\lambda_2\Delta\tau^*}{\rho_2 c_2}\Big(\frac{T(x_1,r_{j+1},\tau_0^*) - 2T(x_1,r_j,\tau_0^*) + T(x_1,r_{j-1},\tau_0^*)}{\Delta r^2} +
\end{aligned}
$$

$$+\frac{1}{r_j}\frac{T(x_1,r_{j+1},\tau_0^*)-T(x_1,r_j,\tau_0^*)}{\Delta r})+T(x_1,r_j,\tau_0^*) \qquad (7.15)$$

$$T(x_N,r_j,\tau_1^*)=\frac{\lambda_2\Delta\tau^*}{\rho_2 c_2}(\frac{T(x_N,r_{j+1},\tau_0^*)-2T(x_N,r_j,\tau_0^*)+T(x_N,r_{j-1},\tau_0^*)}{\Delta r^2}+$$

$$+\frac{1}{r_j}\frac{T(x_N,r_{j+1},\tau_0^*)-T(x_N,r_j,\tau_0^*)}{\Delta r})+T(x_N,r_j,\tau_0^*).$$

Значение индекса j определяется числом шагов по оси r. В итоге мы получаем распределение температуры в массиве пород на 1-м шаге по времени. Шаг по времени берется равным $\Delta\tau^*=\Delta x/u$. Отметим, что формулы (7.15) могут быть применены к любому узлу сетки в массиве пород кроме первого и последнего узла. Первый узел сетки соответствует стенке, а ее температура рассчитывается с помощью формул (7.14). В последнем узле температура приравнивается к температуре пород. По окончании этих вычислений мы имеем распределение температуры теплоносителя в трубе и температурное поле в породе через время $\Delta\tau^*=\Delta x/u$ после прохождения фронта теплоносителя. Следующий шаг аналогичен описанному выше, но при этом на входе его используется распределение температуры полученное на выходе предыдущего. Этот процесс повторяется произвольно заданное число раз.

Восстановление температурного поля. Рассматривалась также обратная задача, а именно: восстановление температурного поля пород после остановки прокачки теплоносителя. В этом случае происходит нагрев пород в зоне прилежащей к нагнетательной трубе теплообменника под действием теплообмена с породами удаленными от нее и не подвергшимися охлаждению. Тогда поведение системы описывается следующими уравнениями:
уравнение теплопроводности для теплоносителя в трубе:

$$\frac{\partial t(x,r,\tau)}{\partial\tau}=\frac{\lambda_1}{\rho_1 c_1}\left(\frac{\partial^2 t(x,r,\tau)}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial t(x,r,\tau)}{\partial r}\right); \qquad (7.16)$$

уравнение теплопроводности пород:

$$\frac{\partial T(x,r,\tau)}{\partial\tau}=\frac{\lambda_2}{\rho_2 c_2}\left(\frac{\partial^2 T(x,r,\tau^*)}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial T(x,r,\tau^*)}{\partial r}\right); \qquad (7.17)$$

и граничные условия на границе нагнетательной трубы:

$$-\lambda_1\left.\frac{\partial t(x,r,\tau)}{\partial r}\right|_{r=R_{11}}=-\lambda_2\left.\frac{\partial T(x,r,\tau)}{\partial r}\right|_{r=R_{11}} \qquad (7.18)$$

7.5.2. Результаты математического моделирования.

Результаты математического моделирования охлаждения массива горных пород представлены на рисунках 7.16. - 7.20. Все расчеты выполнены для теплообменников длиной 200 м. Радиус нагнетательной трубы R_1 составляет 0,05 м. Коэффициент теплоотдачи на границе нагнетательной трубы α_1 = 21 Вт/(м^2×град). В нашем случае в качестве теплоносителя была взята вода. Температура теплоносителя на входе в теплообменник t_0 равняется 1 °С, температура пород $T_П$ равняется 10 °С. В таблице 7.4. приводятся численные параметры теплоносителя и пород использованные в расчетах.

Таблица 7.4.

Численные значения свойств теплоносителя и пород

	Теплопроводность λ, Вт/(м×град)	Теплоемкость с, Дж/(кг×К)	Плотность ρ, кг/м^3
Вода	0.57	4190	1000
Порода	2.5	1300	2400

Результаты моделирования температурного поля на глубине 200 м для скорости прокачки теплоносителя 0,2 м/с, что соответствует расходу теплоносителя 5,71 м^3/час (рис. 7.16) и скорости прокачки 0,14 м/с, соответственно расхода 4,00 м^3/час (рис. 7.17) показывают, что после прокачки в течение 2 часов отклонение от исходной температуры пород существенно только на расстоянии 5 радиусов нагнетательной трубы от ее центра (25 см).

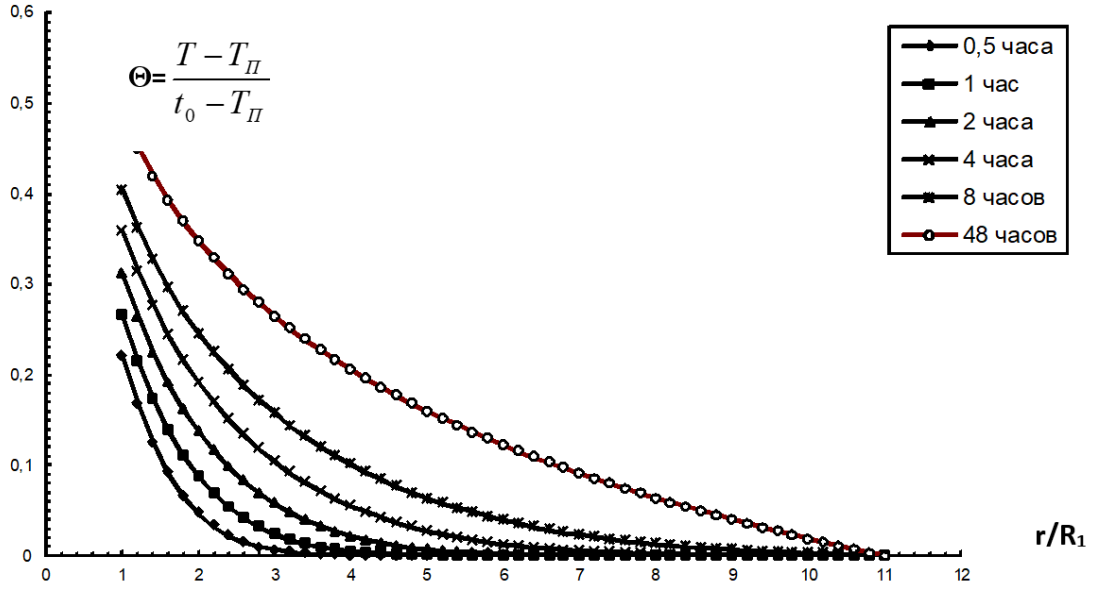


Рис. 7.16. Распределение температурного поля вокруг теплообменника на глубине 200м в разное время после начала нагнетания теплоносителя.

Скорость прокачки теплоносителя u=0,2 м/с.

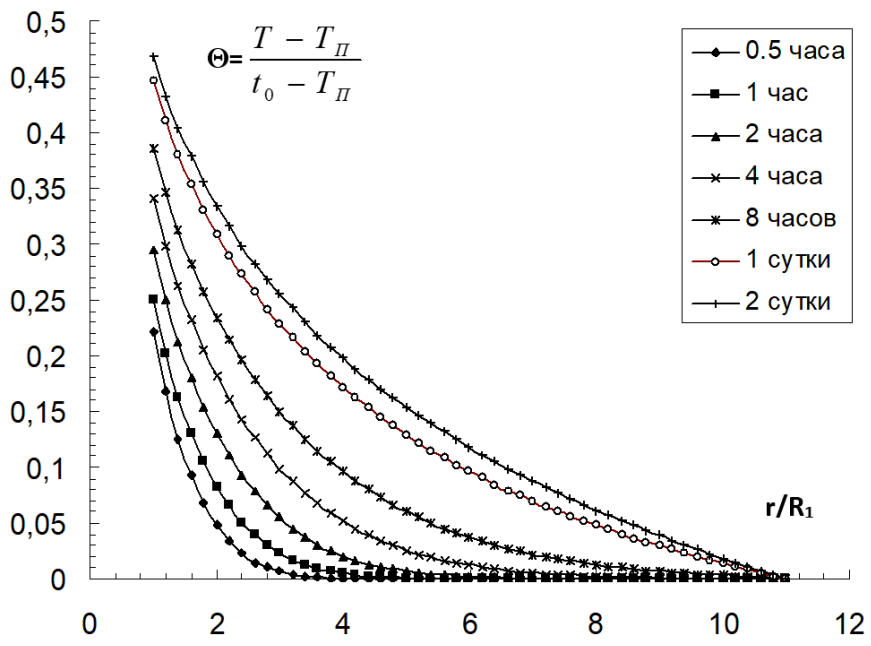


Рис. 7.17. Распределение температурного поля вокруг теплообменника на глубине 200 м в разное время после начала нагнетания теплоносителя.

Скорость прокачки теплоносителя u=0,14 м/с, α_1 = 21 Вт/(м^2×град)

Это расстояние примерно одинаково как для скорости прокачки 0,2 так и для скорости 0,14 м/с. После прокачки теплоносителя в течение 4 часов возмущение температурного поля пород распространяется на расстояния примерно равные 8 радиусам нагнетательной трубы, что в нашем случае составляет 40 см.

На рисунках 7.18, 7.19. приводятся результаты по моделированию восстановления температурного поля пород и температуры теплоносителя в нагнетательной трубе. Видно, что после двух суток прокачки теплоносителя температурное поле пород почти восстанавливается за сутки. При этом температура теплоносителя в трубе растет.

На рисунке 7.20. приводится зависимость температуры теплоносителя на выходе из нагнетательной трубы теплообменника от числа Фурье $Fo = \frac{a \cdot \tau}{R_1^2}$ [137], где $a = \frac{\lambda}{c\rho}$ - температуропроводность теплоносителя, а R_1 – радиус нагнетательной трубы. Наиболее существенные изменения температуры теплоносителя происходят на начальном этапе прохождения теплоносителя по трубе. Этот участок соответствует наиболее эффективному теплосъему. В дальнейшем температура меняется мало и режим теплообмена носит почти стационарный характер. Характерные значения чисел Фурье, когда изменения температуры теплоносителя становятся малыми, составляют от 2 до 4.

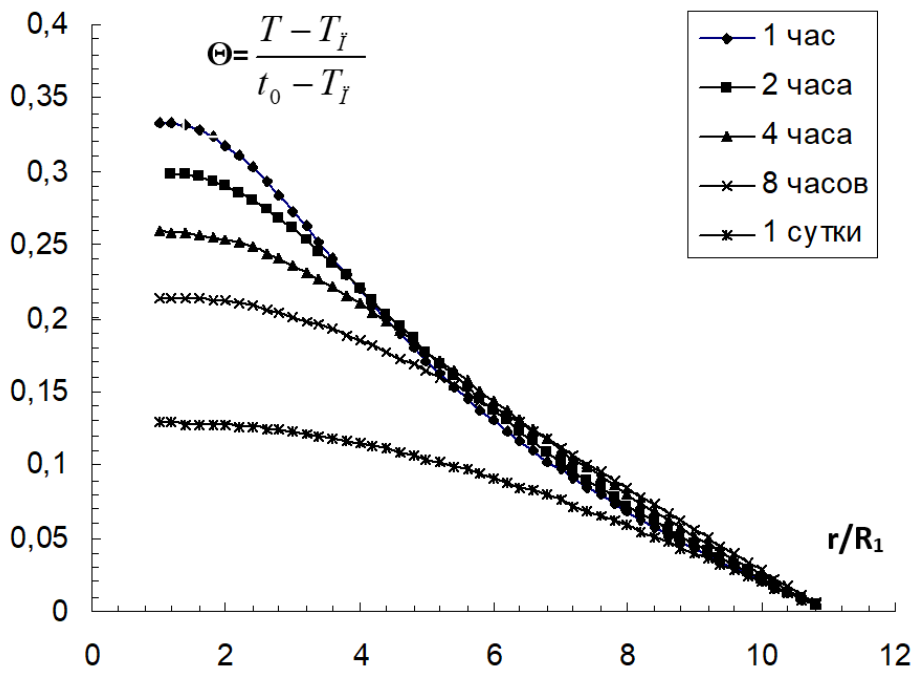


Рис. 7.18. Восстановление температурного поля пород после прокачки теплоносителя через нагнетательную трубу со скоростью 0,2 м/с в течение 2 суток. Время восстановления указано справа вверху, α_1 = 21 Вт/(м^2×град)

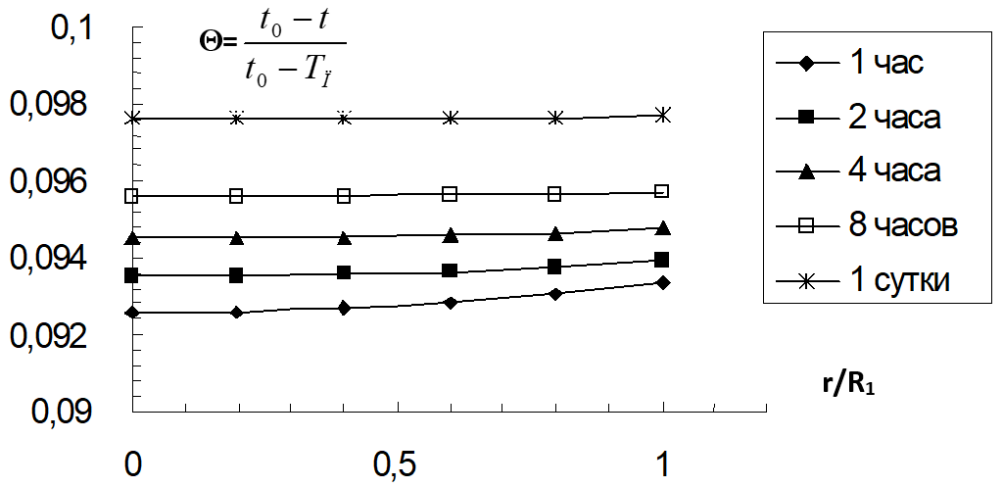


Рис. 7.19. Температура теплоносителя в трубе на глубине 200 м как функция расстояния от центра нагнетательной трубы после прокачки теплоносителя со скоростью 0,2 м/с в течение 2 суток. Время восстановления указано справа вверху, α_1 = 21 Вт/(м^2×град)

Выполненное математическое моделирование процесса кондуктивного теплообмена в приповерхностных геотермальных установках показало, что за время прокачки теплоносителя не превышающее 4 часов возмущение температурного поля пород распространяется на расстояния примерно равные 8 радиусам нагнетательной трубы.

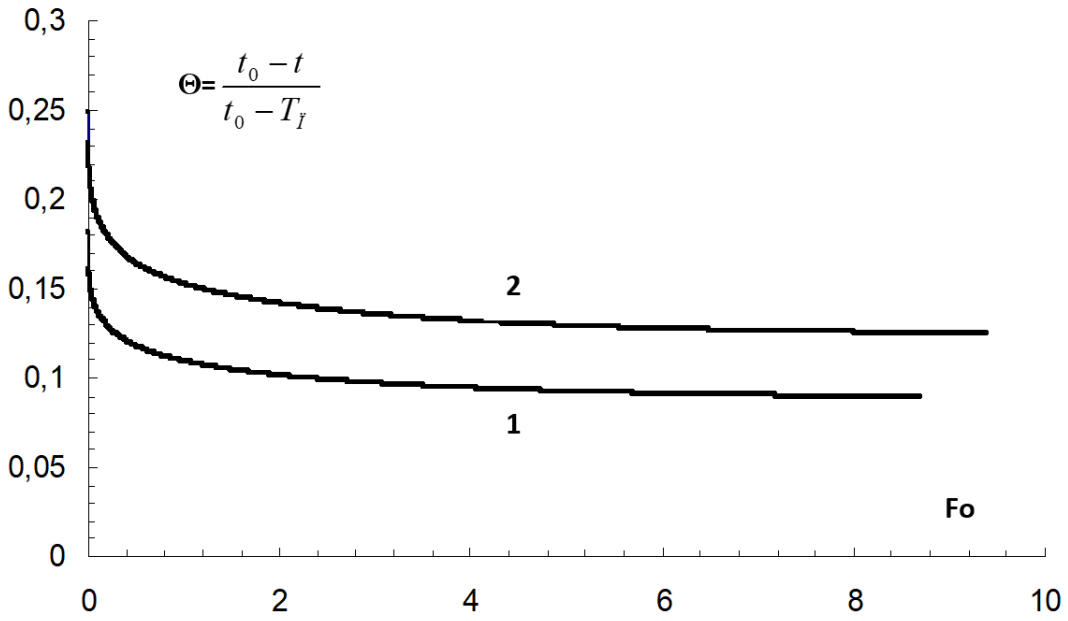


Рис. 7.20. Зависимость обобщенной температуры теплоносителя на выходе из нагнетательной трубы геотермальной установки глубиной 200 м от числа Фурье. Кривая 1 соответствует скорости прокачки теплоносителя равной 0,14 м/с, кривая 2 – 0,2 м/с. Коэффициент теплообмена α_1 = 21 Вт/(м^2×град).

Охлаждение теплоносителя наиболее быстро происходит на начальном этапе прокачки теплоносителя, далее его температура меняется слабо. Характерные значения чисел Фурье, после которых изменения температуры теплоносителя становятся малыми и не превышают 4.

7.6. ИССЛЕДОВАНИЕ КОНВЕКТИВНОГО ТЕПЛООБМЕНА В ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ПРИ ОБТЕКАНИИ СКВАЖИНЫ ФЛЮИДОМ В ПРОНИЦАЕМЫХ ГОРНЫХ ПОРОДАХ [6]

7.6.1. Постановка задачи с условием постоянного теплового потока на стенке скважины

Физическая модель задачи. Полый вертикальный цилиндр с толстой стенкой, находящийся в неограниченном проницаемом массиве горных пород. Стенка многослойная, состоит из трех слоев: стенка трубы, слой засыпки, стенка обсадной колонны. Внутри цилиндра движется теплоноситель. В поперечном направлении происходит обтекание цилиндра фильтрационным потоком жидкости (рис. 7.21).

[6] Раздел написан Н.Н. Смирновой, С.В. Егоровым с участием Э.И. Богуславского

Постановка задачи. Цилиндр помещен в среду с постоянной температурой $T_П = const$. На внутренней границе с радиусом R_1 происходит теплообмен при течении жидкости в круглом канале. Так как среда (массив горных пород, или пористый пласт) проницаема, то на внешней границе цилиндра с радиусом R_2 осуществляется теплообмен при его поперечном обтекании фильтрующейся со скоростью $\bar{\upsilon}$ жидкостью постоянной температуры, равной температуре пород $T_П$.

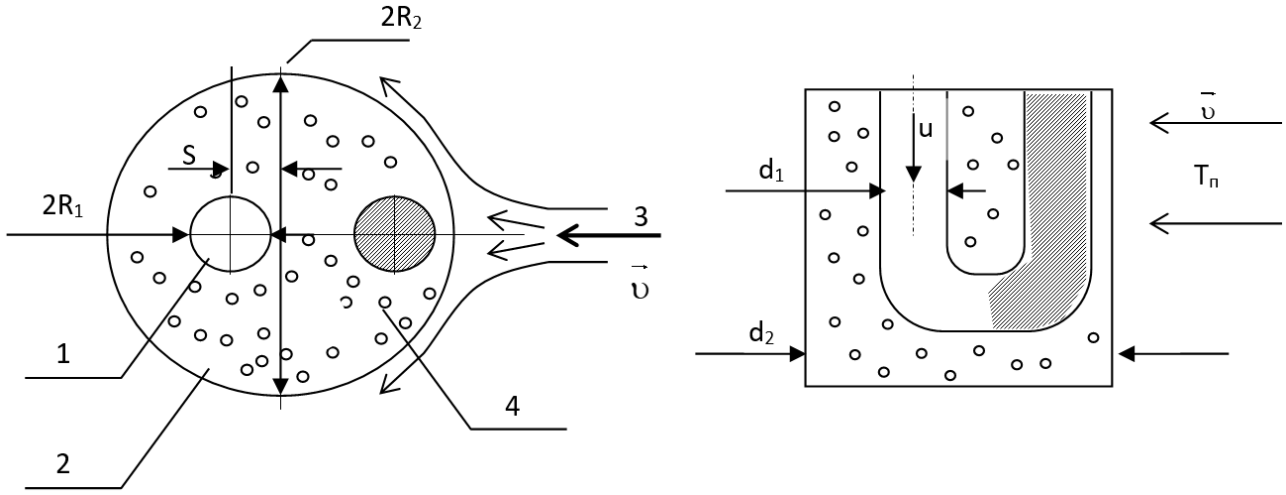


Рис. 7.21. Схема физической модели конвективного теплообмена при обтекании скважины флюидом в проницаемых горных породах

1 – нагнетательная труба, 2 – скважина, 3 – фильтрационный поток в проницаемом пласте горных пород, 4 – засыпка между трубой и скважиной (песок - вода), d_1, R_1 – диаметр и радиус трубы, d_2, R_2 – диаметр и радиус скважины, S – смещение центров

Теплообмен на внутренней и внешней границе цилиндра подчиняется закону Ньютона (граничные условия III рода). Теплопередача от массива к теплоносителю осуществляется через многослойную стенку переменной толщины (в зависимости от размещения труб в скважине). Температура на входе в канал при $x = 0$ задается постоянной $t\,(0, r, \tau) = t_0 = const$. В начальный момент времени температура теплоносителя в канале равна температуре окружающего массива $t\,(x, r, 0) = T_П$. Внутри канала осуществляется конвективный и кондуктивный перенос тепла в жидкости. То есть имеется распределение температуры по радиусу r и по длине x канала $t = t(x,\ r,\ \tau)$, которое подлежит определению.

Математическая формулировка задачи. Дифференциальное уравнение теплопроводности для теплоносителя:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} + u\frac{\partial t}{\partial x} = a_1\left(\frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial t}{\partial r}\right), \quad \left(\begin{array}{c} \tau > \dfrac{x}{u},\ \ x > 0, \\ 0 < r < R_1 \end{array}\right) \tag{7.19}$$

Начальные и граничные условия:

$$t = T_{ї} \text{ , при } \tau \le \frac{x}{u}$$
$$t = T_{ї} \text{ , } t = t_0 \text{, при } x = 0 \qquad (7.20)$$
$$t \ne \infty \text{, при } r = 0$$
$$t \ne \infty \text{, } -\frac{\partial t}{\partial r} + \frac{\alpha}{\lambda_1}(T_{П} - t) = 0 \text{, при } r = R_1$$

Условие симметрии:

$$\frac{\partial t}{\partial r} = 0 \text{, при } r = 0$$

где α – коэффициент теплоотдачи от пород к теплоносителю на единицу площади поверхности канала, a_1– коэффициент температуропроводности теплоносителя, который определяется следующим образом:

$$a_1 = \frac{\lambda_1}{\rho_1 \cdot c_1}$$

где λ_1, c_1, ρ_1– коэффициент теплопроводности, теплоёмкости и плотность теплоносителя,

Так как теплообмен между теплоносителем и массивом начинается с момента прихода гидродинамической волны в данную точку *x*, перейдем в систему отсчета *x*, $\tau^* = \tau - \frac{x}{u}$

В новой системе: $\frac{\partial t}{\partial \tau} = \frac{\partial t}{\partial x}\frac{\partial x}{\partial \tau} + \frac{\partial t}{\partial \tau^*}\frac{\partial \tau^*}{\partial \tau} = \frac{\partial t}{\partial \tau^*}$, $u\frac{\partial t}{\partial x} = u\left[\frac{\partial t}{\partial x} + \frac{\partial t}{\partial \tau^*}\frac{\partial \tau^*}{\partial x}\right] = u\frac{\partial t}{\partial x} - \frac{\partial t}{\partial \tau^*}$

Уравнения (7.1) и (7.2) в системе отсчета *x*, τ^* примут следующий вид:

$$u\frac{\partial t}{\partial x} = a_1\left(\frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\cdot\frac{\partial t}{\partial r}\right), \quad \begin{pmatrix} \tau^* > 0, \quad x > 0, \\ 0 < r < R_1 \end{pmatrix} \qquad (7.21)$$

$$t = T_{ї} \text{ , при } \tau^* \le 0$$
$$t = T_{ї} \text{ , } t = t_0 \text{, при } x = 0 \qquad (7.22)$$
$$t \ne \infty \text{, при } r = 0$$
$$t \ne \infty \text{, } -\frac{\partial t}{\partial r} + \frac{\alpha}{\lambda_1}(T_{П} - t) = 0 \text{, при } r = R_1$$

Условие симметрии:

$$\frac{\partial t}{\partial r}=0\text{, при } r=0 \tag{7.23}$$

Введем новые обозначения (безразмерные переменные):

$$\mathrm{X}=\frac{\lambda_1}{\rho_1 c_1 u}\cdot\frac{x}{R_1^2},\ R=\frac{r}{R_1},\ Bi=\frac{\alpha\cdot R_1}{\lambda_1},\ \theta=\frac{t-t_0}{T_{\Pi}-t_0},\ F_0^*=\frac{\mathrm{a}_1\tau^*}{R_1^2} \tag{7.24}$$

Уравнение и граничные условия в безразмерных переменных:

$$\frac{\partial\theta}{\partial\mathrm{X}}=\left(\frac{\partial^2\theta}{\partial R^2}+\frac{1}{R}\frac{\partial\theta}{\partial R}\right) \tag{7.25}$$

$$\begin{gathered}\theta=1\text{, при } F_0^*\le 0\\ \theta=1,\ \theta=0\text{, при } \mathrm{X}=0\\ \theta\ne\infty\text{, при } R=0\\ \theta\ne\infty,\ -\frac{\partial\theta}{\partial R}+\frac{\alpha}{\lambda_1}(1-\theta)=0\text{, при } R=1\end{gathered} \tag{7.26}$$

Решение системы уравнений (7.25) и (7.26) получено операционным методом Лапласа [130] и имеет вид:

$$\theta=\frac{t-t_0}{T_{\Pi}-t_0}=1-\sum_{n=1}^{6}\mathrm{A_n}\cdot\mathrm{J}_0(\mu_\mathrm{n}\cdot R)\cdot\exp\left[-(\mu_\mathrm{n})^2\cdot\mathrm{X}\right],\ F_0^*>0 \tag{7.27}$$

Коэффициенты A_n (начальные тепловые амплитуды) рассчитываются по формуле:

$$A_n=\frac{2Bi}{\left[(Bi+1)J_1(\mu_n)+\mu_n J_1^{'}(\mu_n)\right]\mu_n}=\frac{2J_1(\mu_n)}{\mu_n\left[J_0^2(\mu_n)+J_1^2(\mu_n)\right]} \tag{7.28}$$

или после использования рекуррентных соотношений:

$$A_n=\frac{2Bi}{J_0(\mu_n)\left[\mu_n^2+Bi^2\right]} \tag{7.29}$$

Коэффициенты μ_n являются корнями трансцендентного уравнения.

Характеристическое уравнение имеет вид:

$$\frac{J_0(\mu)}{J_1(\mu)} = \frac{1}{Bi}\mu \tag{7.30}$$

При вычислениях использовано 6 первых корней [137] для вычисления суммы в формуле для θ.

Здесь: $J_0(\mu)$ – функция Бесселя первого рода нулевого порядка, $J_1(\mu)$ – функция Бесселя первого рода первого порядка, $J'_1(\mu)$ – производная данной функции.

Средняя по сечению трубы температура теплоносителя:

$$\bar{\theta} = \frac{\bar{t} - t_0}{T_П - t_0} = \frac{2}{R_1^2}\left[\int_0^{R_1} r \cdot \left[1 - \sum_{n=1}^{6} \mathrm{A_n} \cdot \mathrm{J0}\left(\mu_\mathrm{n} \cdot \frac{r}{R_1}\right) \cdot \exp\left[-(\mu_\mathrm{n})^2 \cdot \mathrm{X}\right]\right] dr\right] \tag{7.31}$$

Теплообмен при поперечном обтекании цилиндрического канала жидкостью, фильтрующейся через неподвижный проницаемый слой, определяется формулой [129]:

$$Nu_Ф = 0{,}45 \cdot \mathrm{Re}_ф^{\,0{,}7} \cdot \mathrm{Pr}^{0{,}4} \tag{7.32}$$

Числа Нуссельта $\mathrm{Nu}_ф$ и Рейнольдса $\mathrm{Re}_ф$ рассчитываются по диаметру элемента засыпки. Формула справедлива в диапазоне чисел: для числа Прандтля Pr = 0,7÷2000; для числа Рейнольдса $\mathrm{Re}_ф$ = 1÷1000.

Здесь $\mathrm{Nu}_ф = \frac{\alpha_2 \cdot d_ч}{\lambda_ф}$, $\mathrm{Re}_ф = \frac{\upsilon \cdot d_ч}{\nu}$, $\mathrm{Pr} = \frac{\nu}{a_1}$

Коэффициент теплоотдачи при внешнем обтекании цилиндрического канала:

$$\alpha_2 = \frac{\mathrm{Nu}_ф \cdot \lambda_ф}{d_ч} \tag{7.33}$$

Для расчета теплоотдачи при течении жидкости в канале круглого сечения в случае теплообмена с внутренней поверхностью можно использовать приближенные аппроксимационные формулы [129]:

при $x<L_{H.T}$

$$Nu \approx A\left(\frac{Pe}{\bar{x}}\right)^{1/3} \qquad (7.34)$$

где $\bar{x}$ - относительная длина, Pe - критерий Пекле

$$\bar{x} = \frac{x}{d_1}, \; Pe = \mathrm{Re}\cdot\mathrm{Pr} = \frac{ud_1}{\mathrm{a}_1} \qquad (7.35)$$

при $x > L_{H.T}$, $Nu = const$ и для круглого канала с $T_{cò} = const$, $Nu = 3{,}66$
где x - расстояние от входа в канал, L_T - длина участка тепловой стабилизации, которая определяется по формуле:

$$L_T = d_1 B_T \cdot Pe \qquad (7.36)$$

Коэффициенты в формулах соответственно равны [129]: $B_T = \frac{1}{12}$, $A = 1{,}61$.

Коэффициент теплоотдачи на внутренней поверхности:

$$\alpha_1 = \frac{Nu\lambda_1}{d_1}. \qquad (7.37)$$

В случае осе симметричного расположения скважины и трубы, коэффициент теплопередачи на единицу длины скважины k_T вычисляется следующим образом:

$$k_T = 2\pi\left[\frac{1}{\alpha_1 R_1} + \frac{1}{\lambda_ф}\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right) + \frac{1}{\lambda_T}\ln\frac{R_T}{R_1} + \frac{1}{\alpha_2 R_2}\right]^{-1} \qquad (7.38)$$

Если центры смещены на величину S, то k_T вычисляется по формулам:

$$k_T = 2\pi\left[\frac{1}{\alpha_1 R_1} + \frac{1}{\lambda_ф}\ln\left(\frac{P_1 + P_2}{P_1 - P_2}\right) + \frac{1}{\lambda_T}\ln\frac{R_T}{R_1} + \frac{1}{\alpha_2 R_2}\right]^{-1} \qquad (7.39)$$

$$P_1 = \sqrt{\left(R_1^2 + R_2^2\right) - S^2}, \; P_2 = \sqrt{\left(R_2^2 - R_1^2\right) - S^2}$$

Так как λ_T достаточно велико, то термическое сопротивление металлической стенки трубы много меньше, чем сопротивления на контурах и в слое засыпки. Поэтому в формулах (7.38) и (7.39) его можно не учитывать.

Если $\alpha_2 \rangle\rangle \alpha_1$, то внешней теплоотдачей можно пренебречь по сравнению с внутренней.

Критерий Био *Bi* в формулах (7.28) и (7.30) вычисляется по формуле:

$$Bi = \frac{\alpha R_1}{\lambda_1} \tag{7.40}$$

где: α – коэффициент теплоотдачи в постановке с граничными условиями III рода, учитывающий сопротивление слоя между скважиной и трубой, теплоотдачу на внутренней и внешней поверхности.

Коэффициент α при этом включает все условности постановки задачи и должен быть определён. В классической постановке поток тепла к теплоносителю определяется формулой:

$$\lambda_1 \left.\frac{\partial t}{\partial r}\right|_{R_1} = \alpha_1 \left(t_{R_1} - \bar{t}\right) \tag{7.41}$$

где: α_1 – классический коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности канала, t_{R_1}- температура на внутренней стенке при $r = R_1$, $\bar{t}$ - средняя температура теплоносителя по сечению канала.

Следовательно, в граничных условиях формулы (7.22),

$$\alpha\left(T_{\Pi} - t_{R_1}\right) = \alpha_1\left(t_{R_1} - \bar{t}\right) \tag{7.42}$$

Так как тепловой поток к теплоносителю определяется теплопередачей через слой сопротивления, то:

$$\alpha_1\left(t_{R_1} - \bar{t}\right) = \frac{k_T}{2\pi R_1}\left(T_{\ddot{I}} - \bar{t}\right) = \frac{k_T}{2\pi R_1}\left[\left(T_{\ddot{I}} - t_{R_1}\right) + \left(t_{R_1} - \bar{t}\right)\right] \tag{7.43}$$

Коэффициент теплопередачи на единицу поверхности трубы:

$$k = \frac{k_{\grave{O}}}{2\pi R_1}.$$

Тогда

$$\alpha_1\left(t_{R_1}-\bar{t}\right)=\frac{k}{\left(1-\frac{k}{\alpha_1}\right)}\left[T_{\ddot{I}}-t_{R_1}\right] \qquad (7.44)$$

Сравнивая (7.43) и (7.44) получили выражения для коэффициента теплоотдачи α в постановке с граничными условиями формулы (7.22)

$$\alpha=\frac{k}{\left(1-\frac{k}{\alpha_1}\right)} \qquad (7.45)$$

Результаты математического моделирования. Вычисления по полученным формулам выполнены в программе Mathcad 2001 Professional. Графический материал представлен на рисунках (7.22 – 7.25). На основании моделирования в широком диапазоне определяющих параметров были получены аппроксимационные зависимости для средней по сечению трубы безразмерной температуры теплоносителя, которые могут быть использованы в инженерной практике.

Зависимости $\bar{\theta}(\mathrm{X})$ от безразмерного комплекса X при различных значениях критерия Био *Bi*.

$$\boldsymbol{Bi \approx 2}\ \bar{\theta}(\mathrm{X})=-7{,}8983\cdot\mathrm{X}^2+3{,}2698\cdot\mathrm{X}+0{,}0027 \qquad (7.46)$$

$$\boldsymbol{Bi \approx 3}\ \bar{\theta}(\mathrm{X})=-13{,}527\cdot\mathrm{X}^2+4{,}4287\cdot\mathrm{X}+0{,}0043 \qquad (7.47)$$

$$\boldsymbol{Bi \approx 4}\ \bar{\theta}(\mathrm{X})=-18{,}818\cdot\mathrm{X}^2+5{,}3554\cdot\mathrm{X}+0{,}0072 \qquad (7.48)$$

$$\boldsymbol{Bi \approx 5}\ \bar{\theta}(\mathrm{X})=-8{,}0562\cdot\mathrm{X}^2+4{,}4753\cdot\mathrm{X}+0{,}0377 \qquad (7.49)$$

$$\boldsymbol{Bi \approx 6}\ \bar{\theta}(\mathrm{X})=-9{,}0085\cdot\mathrm{X}^2+4{,}7309\cdot\mathrm{X}+0{,}0474 \qquad (7.50)$$

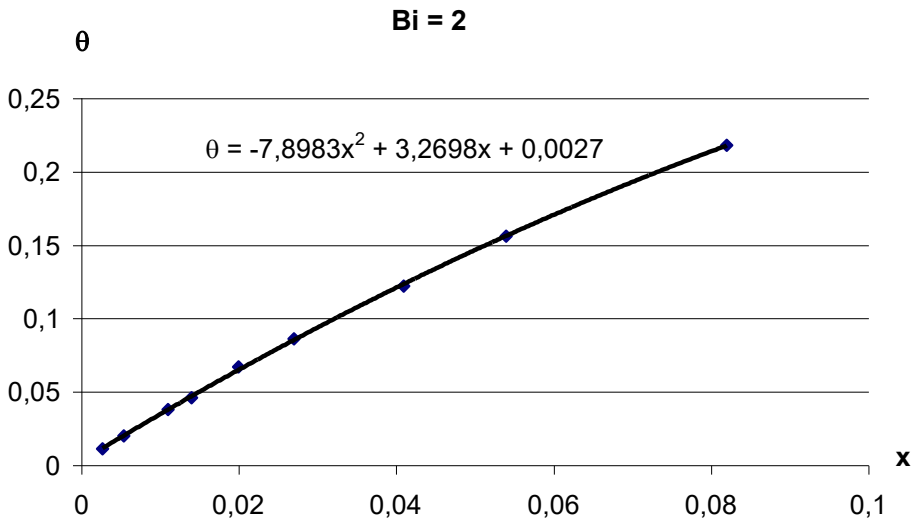


Рис. 7.22. Изменения безразмерной температуры теплоносителя в нагнетательной трубе от безразмерного комплекса X при значении критерия Био Bi = 2

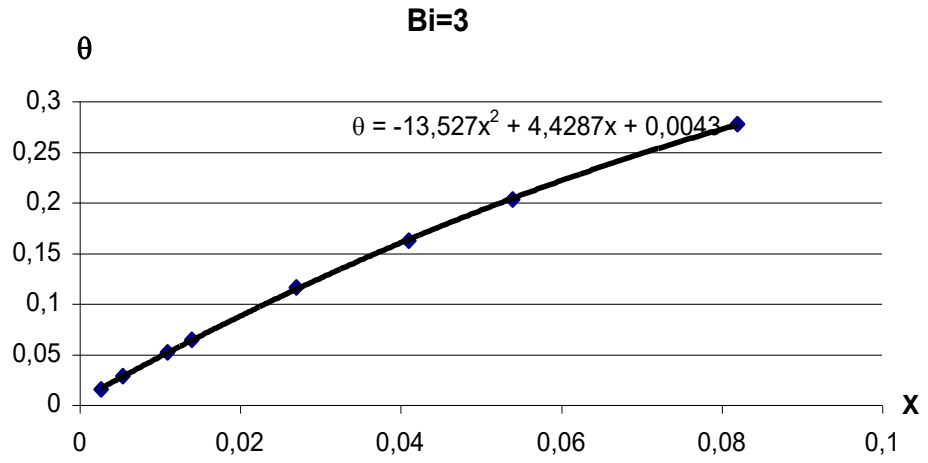


Рис. 7.23. Изменения безразмерной температуры теплоносителя в нагнетательной трубе от безразмерного комплекса X при значении критерия Био Bi = 3

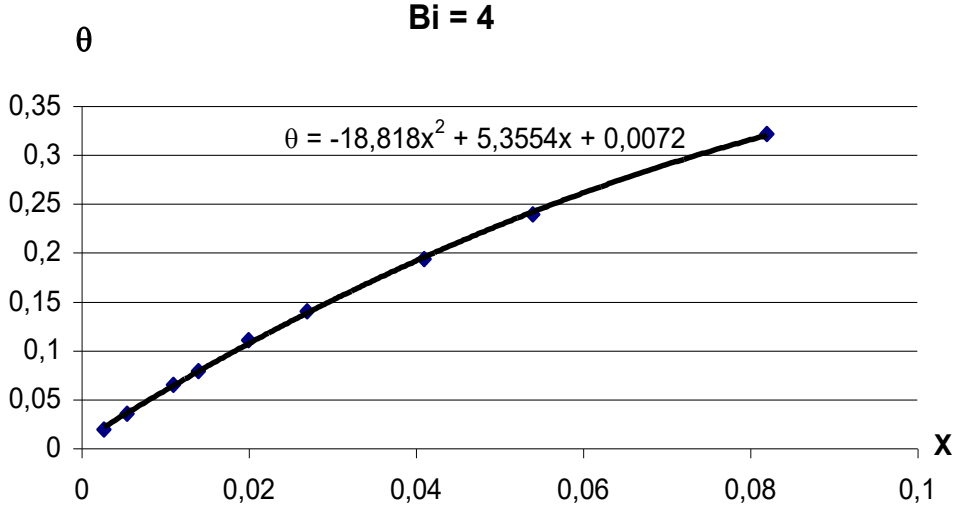


Рис. 7.24. Изменения безразмерной температуры теплоносителя в нагнетательной трубе от безразмерного комплекса X при значении критерия Био Bi = 4

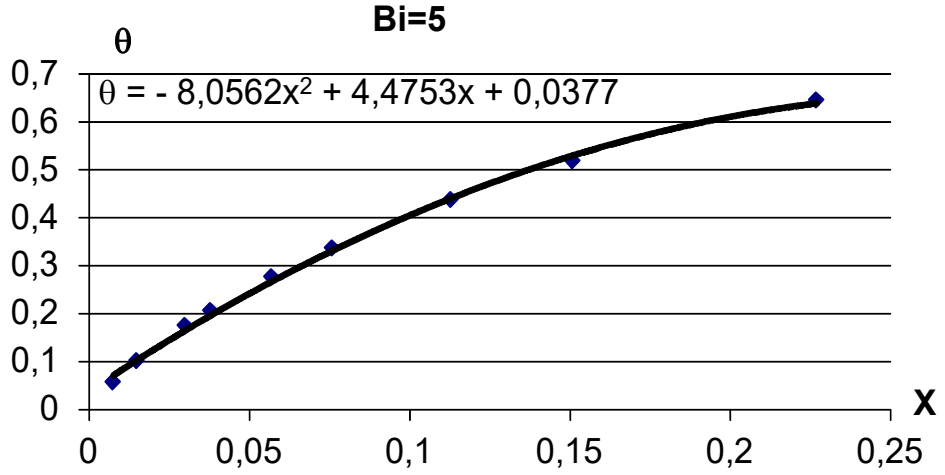


Рис. 7.25. Изменения безразмерной температуры теплоносителя в нагнетательной трубе от безразмерного комплекса X при значении критерия Био Bi = 5

7.6.2. Инженерная методика и пример вычисления

Условные обозначения.

T – температура теплоносителя в скважине;

u – скорость движения теплоносителя в скважине;

υ – скорость фильтрации в слое;

x – координата по направлению движения теплоносителя;

r – текущий радиус скважины;

$\bar{t}$ – среднее значение температуры теплоносителя в скважине;

t_0 – температура теплоносителя на входе;

t_R – температура на внутренней стенке скважины;

$T_П$ – температура пород;

ρ_1 – плотность жидкости;

λ_1, λ_T, $\lambda_ф$ – теплопроводность теплоносителя, материала трубы и окружающих фильтрующих пород;

C_1, $C_ф$ – удельные теплоемкости жидкости в скважине и в окружающих породах;

d_1, R_1 – внутренний диаметр и радиус трубы;

d_2, R_2 – внутренний диаметр и радиус контура отбора тепла (скважины);

q^* - удельный тепловой поток из массива;

$\delta_ф$ – толщина зазора между трубой и скважиной;

μ – коэффициент динамической вязкости жидкости;

k_T – коэффициент теплопередачи на единицу длины трубы;

α_1 - коэффициент теплоотдачи от внутренней стенки трубы;

α_2- коэффициент теплоотдачи между внешней стенкой скважины и набегающим потоком в проницаемой среде;

ν – коэффициент кинематической вязкости;

a_1 – коэффициент температуропроводности теплоносителя;

a_2 – коэффициент температуропроводности породы;

$\theta = \dfrac{t - t_0}{T_П - t_0}$ - безразмерная температура теплоносителя;

В таблице 7.5. представлены исходные данные к расчетам по изложенной методике.

Таблица 7.5.

Исходные данные к вычислениям

Физическая величина	Значение	Физическая величина	Значение
$T_П$	любые	L	200 м
t_0	любые	$C_ф$	1300 Дж/кг·К

Физическая величина	Значение	Физическая величина	Значение
υ	$0{,}116\cdot10^{-3}$ (10 м/сутки)	C_1	4190 Дж/кг·К
u	0.057 и 0,20 м/с	a_1	$1{,}36\cdot10^{-7}$ м^2/с
W	$0{,}45\cdot10^{-3}$ и $1{,}67\cdot10^{-3}$ м^3/с (1,6 м^3/ч и 6 м^3/ч)	a_2	$8{,}0\cdot10^{-7}$ м^2/с
d_1	0,1 м	μ	$1\cdot10^{-3}$ Па·с
R_1	0,05 м	ν	10^{-6} м^2/с
$d_ч$	0,03 м	λ_1	0,57 Вт/м·К
R_2	0,125 м;	$\lambda_ф$	2,6 Вт/(м·К)
d_2	0,25м;	ρ_1	10^3 кг/м^3
R_T	0,053	λ_T	70 Вт/м·К

Вычисления по изложенной методике:

1. Определение критерия Прандтля.

$$\mathrm{Pr} = \frac{\nu}{\mathrm{a}_1} = \frac{10^{-6}}{1.36\cdot10^{-7}} = 7{,}35$$

2. Определение критерия Рейнольдса.

$$\mathrm{Re}_{\phi} = \frac{\upsilon\cdot d_r}{\nu} = \frac{0{,}116\cdot10^{-3}\cdot0{,}05}{10^{-6}} = 5.8$$

3. Вычисление числа Нуссельта.

$$Nu_{\Phi} = 0{,}45\cdot\mathrm{Re}_{\phi}{}^{0{,}7}\cdot\mathrm{Pr}^{0{,}4} = 0{,}45\cdot5{,}8^{0{,}7}\cdot7{,}35^{0{,}4} = 0{,}45\cdot3{,}42\cdot2{,}22 = 3{,}42$$

4. Вычисление коэффициента теплоотдачи при фильтрационном обтекании скважины.

$$Nu_{\Phi} = \frac{\alpha_2\cdot d_ч}{\lambda_{\Phi}}$$

$$\alpha_2 = \frac{Nu_{\Phi}\cdot\lambda_{\Phi}}{d_ч} = \frac{3{,}42\cdot2{,}6}{0{,}03} = 296\frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{с К}}$$

5. Вычисление коэффициента теплоотдачи от внутренней стенки скважины. Критерий Пекле.

$$\mathrm{Pe} = \mathrm{Re}\cdot \mathrm{Pr} = \frac{ud_1}{\mathrm{a}_1} = \frac{0{,}057\cdot 0{,}1}{1{,}36\cdot 10^{-7}} = 41{,}9\cdot 10^3$$

6. Вычисление длины участка тепловой стабилизации

$$L_т = в_т\cdot d_т\cdot \mathrm{Pe} = 0{,}1\cdot 41{,}9\cdot 10^3/12 = 349$$

7. Сравнить x и $L_т$

8. Если $x > L_т$,то число Нуссельта Nu = 3,66

9. Коэффициент теплоотдачи

$$\alpha = \frac{Nu\cdot \lambda_1}{d_1} = \frac{3{,}66\cdot 0{,}57}{0{,}1} = 20{,}86 \approx 21\frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{сК}}$$

10. Если $x < L_т$,то

11. $\bar{x} = \frac{x}{d_1} = \frac{200}{0.1} = 2000$

12. Число Нуссельта $Nu = A\cdot(\mathrm{Pe}/\bar{x})^{1/3} = 1{,}61\cdot(41{,}9\cdot 10^3/2000)^{1/3} = 4{,}43$

13. Коэффициент теплоотдачи

$$\alpha = \frac{Nu\cdot \lambda_1}{d_1} = \frac{4{,}43\cdot 0{,}57}{0{,}1} = 25{,}25\frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{с К}}$$

14. Если скважина и труба осе симметричны, то то k_T и k вычисляется по формулам (пункт 15 и 16).

15. Вычисление коэффициента теплопередачи на единицу длины трубы.

$$k_T = 2\pi\left[\frac{1}{\alpha_1 R_1} + \frac{1}{\lambda_ф}\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right) + \frac{1}{\alpha_2 R_2}\right]^{-1} = 2\cdot\pi\left[\frac{1}{25.25\cdot 0{,}05} + \frac{1}{2{,}6}\ln\left(\frac{0{,}125}{0{,}05}\right) + \frac{1}{296\cdot 0{,}125}\right]^{-1} =$$

$$= 6{,}28\frac{1}{0{,}79 + 0{,}352 + 0{,}027} = \frac{6{,}28}{1.169} = 5.37\frac{\text{Дж}}{\text{м с К}}$$

16. Вычисление коэффициента теплопередачи на единицу площади поверхности трубы:

$$k = \frac{k_T}{2\pi R_1} = \frac{5.37}{2\cdot 3{,}14\cdot 0{,}05} = 17.1\ \frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{с}\cdot\text{К}}$$

17. Вычисление коэффициента теплоотдачи от пород к теплоносителю.

$$\alpha = \frac{k}{\left(1 - \frac{k}{\alpha_1}\right)} = \frac{17.1}{\left(1 - \frac{17.1}{25.25}\right)} = \frac{17.1}{0.323} = 52{,}9\ \frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{с}\cdot\text{К}}$$

18. Если центры смещены на величину S=0,05, то k_T и k вычисляется по формулам (пункт 19 – 20).

19. Вычисление вспомогательных величин.

$$P_1 = \sqrt{\left(R_1^2 + R_2^2\right) - S^2} = \sqrt{\left(0{,}05^2 + 0{,}125^2\right) - 0{,}05^2} = 0{,}125$$
$$P_2 = \sqrt{\left(R_2^2 - R_1^2\right) - S^2} = \sqrt{\left(0{,}125^2 - 0{,}05^2\right) - 0{,}05^2} = 0{,}103$$

20. Вычисление коэффициента теплопередачи на единицу длины трубы.

$$k_T = 2\pi\left[\frac{1}{\alpha_1 R_1} + \frac{1}{\lambda_\text{ф}}\ln\left(\frac{P_1 + P_2}{P_1 - P_2}\right) + \frac{1}{\alpha_2 R_2}\right]^{-1} = 6{,}28\left[\frac{1}{25.25\cdot 0{,}05} + \frac{1}{2{,}6}\ln\left(\frac{0{,}103 + 0{,}125}{0{,}125 - 0{,}103}\right) + \frac{1}{\alpha_2 R_2}\right]^{-1} =$$
$$= \frac{6{,}28}{\left[0{,}79 + \frac{2{,}3}{2{,}6} + 0{,}027\right]} = \frac{6{,}28}{0{,}79 + 0{,}88 + 0{,}027} = \frac{6{,}28}{1{,}69} = 3.7\ \frac{\text{Дж}}{\text{м с К}}$$

21. Вычисление коэффициента теплопередачи на единицу площади поверхности трубы.

$$k = \frac{3.7}{6{,}28\cdot 0{,}05} = 11.8\frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{с}\cdot\text{К}}$$

22. Вычисление коэффициента теплоотдачи от пород к теплоносителю.

$$\alpha = \frac{11.8}{\left(1 - \frac{11.8}{25.25}\right)} = 22\ \frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{с}\cdot\text{К}}$$

23. Если нет обсадной колонны, то k_T и k вычисляется по формулам (пункт 24 – 25).

24. Вычисление коэффициента теплопередачи на единицу длины трубы.

$$k_T = 2\pi\left[\frac{1}{\alpha_1 R_1} + \frac{1}{\lambda_T}\ln\frac{R_T}{R_1} + \frac{1}{\alpha_2 R_2}\right]^{-1} = 2\pi\left[\frac{1}{25.25\cdot 0{,}05} + \frac{1}{70}\ln\frac{0{,}053}{0{,}05} + \frac{1}{\alpha_2 R_2}\right]^{-1}$$

$$= \frac{6{,}28}{0{,}79 + 0{,}0008 + 0{,}027} = 7{,}66\,\frac{\text{Дж}}{\text{м}\cdot\text{с}\cdot\text{К}}$$

25. Вычисление коэффициента теплопередачи на единицу площади поверхности трубы.

$$k = \frac{7.66}{6{,}28\cdot 0{,}05} = 24.4\,\frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{с}\cdot\text{К}}$$

26. Вычисление коэффициента теплоотдачи от пород к теплоносителю.

$$\alpha = \frac{24{,}4}{\left(1 - \frac{24{,}4}{25{,}25}\right)} = 718\,\frac{\text{Дж}}{\text{м}^2\text{с}\cdot\text{К}}$$

27. Вычисление критерия *Bi*, если есть обсадная колонна

$$Bi = \frac{\alpha R_1}{\lambda_1} = \frac{52{,}9\cdot 0{,}05}{0{,}57} = 4{,}64 \approx 5\,,\ Bi = 5$$

$$\text{или}\ Bi = \frac{\alpha R_1}{\lambda_1} = \frac{22\cdot 0{,}05}{0{,}57} = 1{,}93 \approx 2\,,\ Bi = 2$$

28. Если нет обсадной колонны

$$Bi = \frac{\alpha R_1}{\lambda_1} = \frac{718\cdot 0{,}05}{0{,}57} = 63$$

29. Вычисление безразмерного комплекса X

$$\text{X} = \frac{\lambda_1\cdot x}{c_1\cdot\rho_1\cdot u\cdot R_1^2} = \frac{0{,}57\cdot 200}{4190\cdot 10^3\cdot 0{,}057\cdot 0{,}05^2} = 0{,}19$$

30. Вычисление средней по сечению трубы безразмерной температуры теплоносителя $\bar{\theta}$ для варианта с *Bi*=5

$$\bar{\theta} = -8{,}0562\text{X}^2 + 4{,}4753\text{X} + 0{,}0377 = 0{,}6$$

31. Вычисление средней по сечению трубы температуры теплоносителя

$$t_{вых} = \theta(T_{П} - t_0) + t_0 = 0{,}6 \cdot 9 + 1 = 6{,}4\ ^0C$$

32. Количество тепла полученное в единицу времени.

$$Q_в = \rho_1 c_1 w(\bar{t}_{вых} - t_0) = 10^3 \cdot 4190 \cdot 0{,}45 \cdot 10^{-3}(6{,}4 - 1) = 10182 \frac{Дж}{с}$$

33. Вычисление тепловой мощности на один метр длины скважины

$$N = \frac{Qв}{L} = \frac{10182}{200} = 50{,}9\ Вт/м = 0{,}051\ кВт/м$$

34. Количество тепла за время Δτ = 1800 с = 0,5 ч

$$Q = \rho_1 c_1 w \Delta\tau(\bar{t}_{вых} - t_0) = Q_в \Delta\tau = 10182 \cdot 1800 = 18{,}33 \cdot 10^6\ Дж$$

В таблице 7.6. представлены результаты вычислений по данной методике при различных расходах теплоносителя.

Таблица 7.6.

Результаты вычислений тепловых параметров по данной методике

w, 10^{-3} м^3/ч	w, 10^{-3} м^3/с	u, м/с	θ	$t_{вых}$, ^{0}C	$Q_в$, Дж/с	Q·10^6, Дж	N, Квт/м
1,6	0,45	0,057	0,6	6,4	10,181	18,33	0,051
2,7	0,746	0,095	0,403	4,627	11333	20,4	0,057
4	1,099	0,14	0,31	3,79	12847	23,13	0,064
6	1,67	0,2	0,257	3,31	16164	29,1	0,081

8. ГЕОТЕРМАЛЬНАЯ ЭКОНОМИКА

8.1. СОСТОЯНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Положение и структура ТЭК России, видимо, самые сложные в мире: на нашу страну приходится около 10% производства мировой первичной энергии, 12% мирового экспорта энергоресурсов, 6% мировых инвестиций в ТЭК и при этом лишь 3% мирового ВВП и 2% населения. На инвестиции в энергетику приходится, по разным оценкам, 4-6% ВВП России — весьма значительная величина [153]. Энергетическая статистика по России за 2013-2014 годы (табл. 8.1) характеризует состояние ТЭК в последние годы.

Таблица 8.1.

Энергетическая статистика ТЭК России за 2013-2014 гг.

Показатели	Един. измерен.	Декаб. 2013	Январь 2014	Феваль 2014	Март 2014	Апрель 2014	Май 2014
Нефть							
Добыча	млн. т	45,0	44,9	40,4	44,7	43,1	44,5
Экспорт	млн. т	19,5	19,3	17,3	18,9	19,7	19,1
Переработка	млн. т	24,0	23,2	22,2	24,3	22,3	24,4
Природный газ							
Добыча	млрд. $м^3$	64,6	65,6	57,8	56,8	52,0	53,0
Экспорт	млрд. $м^3$	22,9	21,6	17,5	17,6	16,4	17,2
Потребление	млрд. $м^3$	50,2	54,7	48,1	44,8	36,4	27,4
Уголь							
Добыча	млн. т	33,2	28,5	28,1	28,8	26,8	26,6
Экспорт	млн. т	12,4	12,3	11,4	12,1	12,6	13,6
Электроэнергия (ЭЭ) и тепло							
Выработка ЭЭ	млрд. кВт·ч	101,6	101,4	93,5	93,8	84,7	80,1
Произ-во тепла	млн. Гкал	64,7	73,6	64,2	54,3	45,9	23,3

Долгосрочные инвестиции в ТЭК России

В проекте Энергостратегии на период до 2035 года даются оценки по потребностям в инвестициях с 2011 до 2035 годы, приведенные в соответствии с нуждами экономики и с планируемым изменением производственных показателей отраслей ТЭК [162]. Объем инвестиций в документе в зависимости от сценария оценивается в 2,8-3,2 трлн. долл. (в ценах 2010 года), таким образом, ожидается, что инвестиции в ТЭК и энергоснабжение экономики

России должны составлять 114-127 млрд. долл. ежегодно на период до 2035 года (табл. 8.2), что существенно превышает текущий уровень капиталовложений. Так, по оценкам ИНЭИ РАН, приведенным в Прогнозе развития энергетики мира и России до 2040 года, инвестиции в ТЭК в России в 2010 году составляли около 90 млрд. долл.

Таблица 8.2.

Прогноз инвестиций в ТЭК России на период до 2035 года, млрд. долл. (в ценах 2010 года)

Показатели	2011-2020	2021-2025	2026-2035	Всего, 2011-2035	В среднем за год
Всего ТЭК России	973-1008	591-638	1283-1522	2846-3168	114-127
Нефтяная промышленность	413-416	229-239	510-560	1152-1216	46-49
Газовая промышленность	237-239	134-142	316-340	687-720	27-29
Угольная промышленность	27-28	18-19	44-48	89-95	3,6-3,8
Электроэнергетика	174-194	140-157	261-376	576-727	23-29
ВИЭ*	6	5-7	14-24	24-37	1-1,5
Централизованное теплоснабжение	61-63	32-33	62-64	156-160	6,2-6,4
Автономная энергетика	11-12	8-9	22-25	41-47	1,6-1,9
Энергосбережение	43-51	25-32	54-84	122-166	5-7

За последние десятилетия ТЭК обеспечивал потребности России в топливе и энергии, провел структурные преобразования (приватизацию, либерализацию, глобализацию) согласно рыночным основам хозяйствования, в целях обеспечения энергобезопасности, эффективного ресурсопользования (недра, водные объекты, охрана природы и фауны, земли). С точки зрения макроэкономической ситуации, ТЭК обеспечивает 1/4 ВВП, 1/3 объема промышленного производства и доходов консолидированного бюджета РФ и 1/2 доходов федерального бюджета, экспорта и валютных поступлений [73]. Такое «масштабное» положение ТЭК обуславливает его давление на потенциалы роста других технологий и производств, особенно наукоемких. И пока такая диспропорция формирования ВВП РФ сохраняется, ждать «инновационных», «наукоемких» прорывных технологий, без широкой государственной поддержки не приходится.

Капиталоемкость добычи традиционных видов топлива характеризуется удельными капиталовложениями на единицу введенной производственной мощности (табл. 8.3). В выполненных расчетах они определялись как отношение капитальных вложений предыдущего периода (пятилетки, года) к вводу новой мощности в данном периоде.

Анализ удельных капиталовложений в топливные отрасли промышленности свидетельствует о том, что с 1970 по 1980 годы уровень капиталовложений на единицу продукции - тонну условного топлива - определялся главным образом нефтедобывающей промышленностью. Соотношение удельных капиталовложений в угледобывающую, нефтедобывающую и газодобывающую отрасли за этот период составляет примерно 2:1:0,7. Определенное изменение этого соотношения в пользу газодобычи за последующие годы убедительно подтвердили то, что скважинные способы разработки менее капиталоемкие в сопоставлении с угледобычей.

Таблица 8.3.

Удельные капиталовложения на ввод производственных мощностей по добыче органического топлива (в расчете на 1 т у. т.)

Расчетный период	Средние по топливу, руб.	Уголь		Нефть		Природный газ	
		руб.	% от средних	руб.	% от средних	руб.	% от средних
1966-1970	47,1	85,7	182	47,5	101	20,1	43
1971-1975	50,1	94,2	188	43,8	87	33,4	67
1976	72,0	208,9	290	72,7	101	41,1	57
1977	77,9	155.5	200	71,1	91	59.1	76
1978	70,4	111,2	158	77,6	110	42,7	61
1979	87,6	155,9	178	88,0	100	58,5	68
1980	96,8	196,7	203	90,8	94	70,9	73

Добыча тепловой энергии недр тоже относится к скважинным способам разработки, поэтому удельные капиталовложения на строительство геотермальных систем должны быть сопоставимы с добычей природного газа. Однако с увеличением глубины зоны теплоотбора абсолютное значение капиталовложений (рис. 8.1) быстро возрастает, и поэтому повышение качества полезного ископаемого (температуры теплоносителя), в отличие от традиционных видов топлива, достигается за счет повышения капиталоемкости и себестоимости.

Величина капиталовложений на строительство геотермальных систем складывается из двух составляющих: затрат на подземный комплекс (бурение,

крепление и обустройство скважин, образование или стимуляция зоны теплоотбора) и затрат на поверхностные сооружения (насосные станции, теплообменники, пиковые котельные, термотрансформаторы, теплотрассы для коммутации скважин, сооружения и устройства для водоочистки, водоподготовки, дегазации, борьбы с солеотложениями, коррозией и др.).

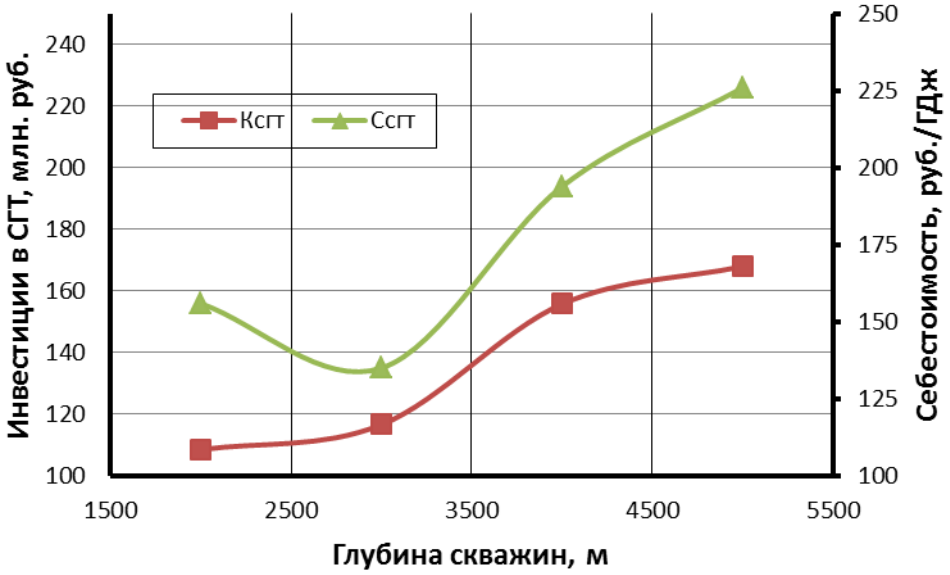


Рис. 8.1. Зависимость капиталовложений (Ксгт) на строительство систем геотермального теплоснабжения и себестоимости (Ссгт) добычи теплоты недр от глубины размещения термального коллектора при геотермическом градиенте G = 20 ºС/км и максимальной тепловой нагрузкой 60 ГДж/час

Кроме прямых капиталовложений на перечисленные объекты в ряде случаев следует учитывать сопряженные затраты на: магистральные теплотрассы, резервные водохранилища, водоводы, ЛЭП, ЛЭС, дополнительные коммуникации, автодороги, жилые поселки и др. По предпроектным данным на строительство одной СГТ с максимальной тепловой нагрузкой 60 ГДж/час на поселок с населением 8000 жителей в европейской части России, при не очень благоприятных геотермических условиях (G = 20 ºС/км) в зависимости от глубины расположения коллектора от 2 до 5 км требуется от 110 до 170 млн. руб. при проходке от 10 до 4 пар глубоких скважин (табл. 8.4)

Размер капиталовложений определяется в процессе проектирования сметно-финансовыми расчетами исходя из действующих прейскурантов цен на оборудование, здания, сооружения, районных норм и расценок на все виды работ, норм накладных расходов, плановых накоплений и т. п.

Таблица 8.4.

Предпроектные технико-экономические показатели СГТ с максимальной тепловой нагрузкой 60 ГДж/час

Температура пород на забое скважины, °С	40	60	80	100
Дебит добычной скважины, $м^3$/час	75	75	75	75
Глубина добычной скважины, м	2000	3000	4000	5000
Диаметр добычной скважины	0,2	0,2	0,2	0,2
Максимальное количество пар скважин, шт.	10	7	6	4
Инвестиции на строительство скважин, млн. руб.	50,2	69,9	115,2	140,3
Капиталовложения в СГТ, млн. руб.	108,5	116,6	155,8	168,0
Себестоимость производства теплоты СГТ, руб./ГДж	155,96	135,22	194,26	225,82

Для технико-экономических расчетов и определения оптимальных параметров и показателей СГТ, а также решения ряда других задач в ЛГИ (с 19.04.2016 – ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет») в 1971 г. проанализированы полученные в проектных институтах или разработаны пообъектные сметы, учитывающие изменения главных действующих на экономику СГТ факторов. Статистический анализ позволил аппроксимировать приближенные корреляционные зависимости капитальных затрат на все основные объекты и сооружения геотермальных систем.

8.2. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

Скважины – это самый капиталоемкий объект геотермальной системы. В основных производственных фондах на стоимость скважин приходится от 50 до 90%. При капиталовложениях на СГТ теплопроизводительностью 60 ГДж/час (теплоснабжение 8000 жителей) в европейской части России от 100-120 до 150-200 млн. руб. затраты на строительство пары скважин составляют от 5 до 40 млн. руб.

Эксплуатационный фонд скважин за последние 15 лет возрос более чем вдвое, а годовой объем бурения составляет десятки тысяч километров. Это свидетельствует о наличии мощной промышленной базы для скважинных методов разработки месторождений полезных ископаемых, большом опыте глубокого бурения и накопленном достоверном материале по проектной и фактической стоимости строительства скважин.

Для определения затрат на бурение скважин в зависимости от их протяженности, конструкции, конечного диаметра, буримости пород и экономических условий района в 1971 г. анализировалась проектно-сметная

документация более 150 скважин в различных регионах страны: Ставропольском и Краснодарском краях, ДагАССР, БашАССР, ТатАССР, Омской, Новосибирской, Тюменской, Магаданской областях и др. Рассматривались разведочные и эксплуатационные скважины на нефть и газ. Кроме того, для этих регионов по материалам буровых организаций и институтов ВНИГРИ, ВНИИОЭНГ, ВНИИБТ и др. были собраны отчетные фактические данные по строительству около 500 скважин различной глубины и диаметра.[7]

При обработке данных построены семейства кривых, отражающих функциональную связь затрат на проходку 1 м скважины с ее глубиной (протяженностью) L_c , конечным диаметром эксплуатационной колонны d_c , категорией крепости пород и районным коэффициентом сметных надбавок φ. В качестве примера приведена парная корреляционная зависимость затрат от глубины (рис. 8.2).

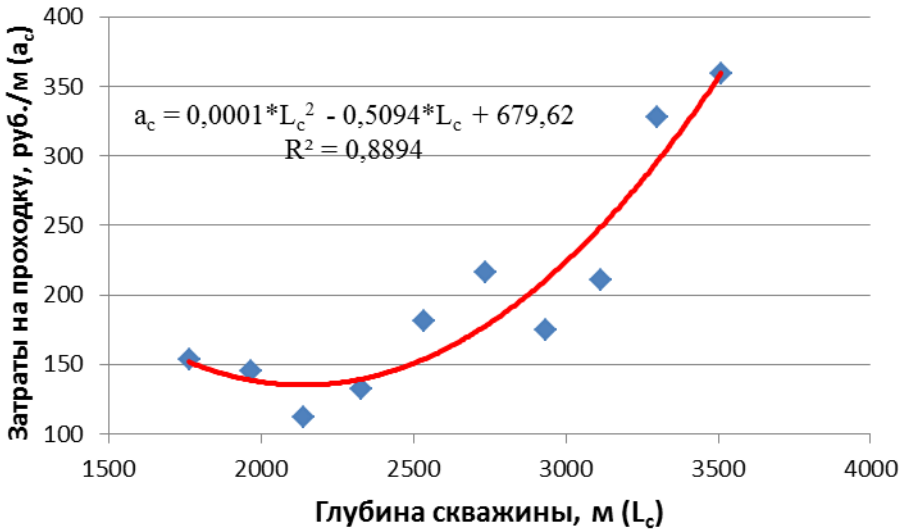


Рис. 8.2. Зависимость затрат на проходку 1 м скважины диаметром 0,145 м от ее глубины в условиях Восточной Сибири

По данным разных регионов США тенденция роста затрат на строительство глубоких скважин коррелирует с результатами отечественного анализа (табл. 8.5) и (рис. 8.3).

С использованием методов математической статистики автором [24] было аппроксимировано обобщающее выражение (8.1).

$$a_c = \varphi\psi\alpha_н\alpha_ц * (13d_c)^{(1+5*10^{-5}L_c)} * (6*10^{-6} * L_c^{\ 2} - 1.5*10^{-2} * L_c + 63) \quad (8.1)$$

[7] В сборе исходных данных принимала участие Т.А. Тарабаринова

где a_c - средние по длине скважины расчетные затраты на ее строительство, руб./м; ψ - коэффициент, учитывающий изменение скорости бурения в зависимости от усредненной по разрезу категории крепости пород (ниже V категории он равен 0,75; для V-VI — 1,0; VII-VIII — 1,25; выше VIII — 1,5); $\alpha_н$ - коэффициент назначения скважины (1,0-1,6); $\alpha_ц$ - поправочный коэффициент прогнозируемого изменения цен на материалы, энергию и оборудование (>1,5).

Таблица 8.5.

Затраты на бурение глубоких скважин в регионах США [223]

Регионы США	Количество скважин	Средняя		Средняя стоимость, $/фут
		Глубина, фут	Стоимость скажины, ($)	
Техас	7 204	7 286	741 174	101,73
Калифорния	2 075	2 420	227 493	93,99
Аппалачи	2 014	4 236	155 014	36,59
Оклахома	1 781	6 872	547 088	79,61
Луизиана	1 516	9 405	3 422 732	363,92
Новый Вайоминг	1 212	5 745	588 586	102,45
Мексика	1 074	6 769	537 191	79,36
Канзас	872	4 976	210 823	42,37
Колорадо	706	4 826	314 220	65,11
Кентукки	480	2 595	102 417	39,47
Аляска	130	10 011	3 109 685	310,63

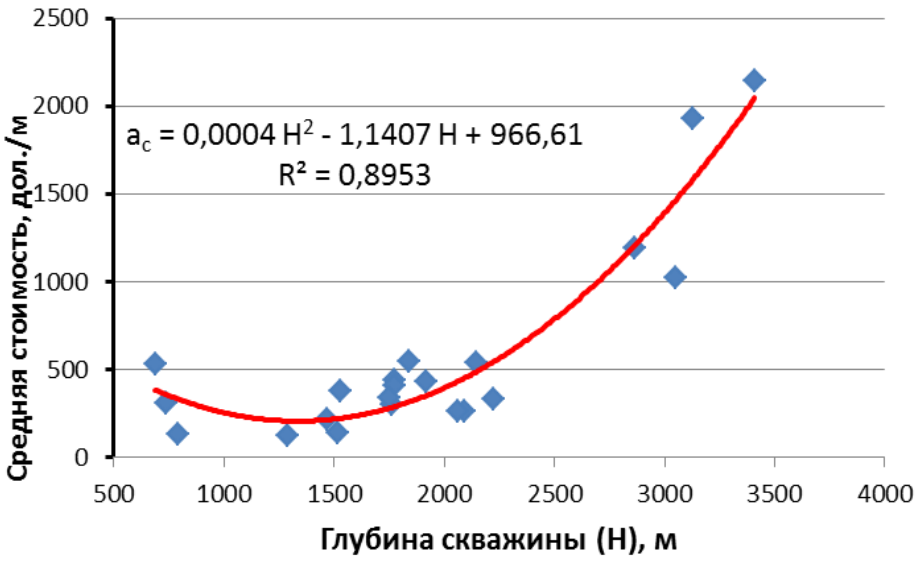


Рис. 8.3. Средняя стоимость (a_c) проходки 1 м глубоких скважин в зависимости от их протяженности (H) по данным 11 регионов США

Поясной коэффициент удорожания сметной стоимости φ является собирательным показателем, учитывающим поясные доплаты и надбавки, дополнительные затраты на грузоперевозки и складирование материалов и оборудования, а также дополнительные расходы на жилищные и культурно-бытовые нужды. В каждом конкретном случае он определялся по данным проектных институтов, работающих для этого региона.

При укрупненных расчетах, выполненных в ЛГИ в 1971-1973 гг., φ определялся по методике института Дальстройпроект и составлял: для районов европейской части СССР — от 1 до 1,3; для Урала — 1,1-1,4; Западной Сибири — 1,5-2; Восточной Сибири и Камчатки — 2-2,5; Якутии и Магаданской области — 2,5-3,5; Чукотки и удаленных районов Крайнего Севера — 3,5-4. При наличии или отсутствии в оцениваемом районе (на объекте) трудовых и материальных резервов, коммуникаций и централизованного электроснабжения φ мог меняться на 10-30% в ту и другую сторону.

Коэффициент, учитывающий назначение скважины $\alpha_н$, характеризует величину затрат на испытания и исследования в скважинах, а также увеличение стоимости проходки в связи с уменьшением скорости бурения. Для параметрических скважин с отбором керна, испытаниями пластов на продуктивность, комплексом геолого-геофизических, гидродинамических и геотермических исследований $\alpha_н$ составляет 1,2-1,6, для обычных разведочных скважин 1,0-1,2, для одиночных эксплуатационных 0,8-1,0, а для массового бурения на одной площади (практически без испытаний и исследований) 0,6-0,8.

Определению затрат на бурение скважин были посвящены исследования, выполненные в 70-х годах для различных районов СССР [7, 132, 187 и др.], однако они чаще всего позволяли учитывать только один фактор: глубину бурения (И.М. Алехин, Б.Н. Хахаев, П.Н. Ригер, А.Ш. Мейланов и др.) или диаметр скважины (Г.И. Гайдаров и др.) либо глубину и коммерческую скорость бурения (Г.Ф. Лисковская), при этом, как правило, в привязке к отдельным регионам.

Сопоставление затрат, полученных по указанным методам, с проектными данными СевКавНИПИнефть и методикой автора (рис. 8.4) свидетельствует о наибольшей сходимости проектных расчетов и предложенной методики.

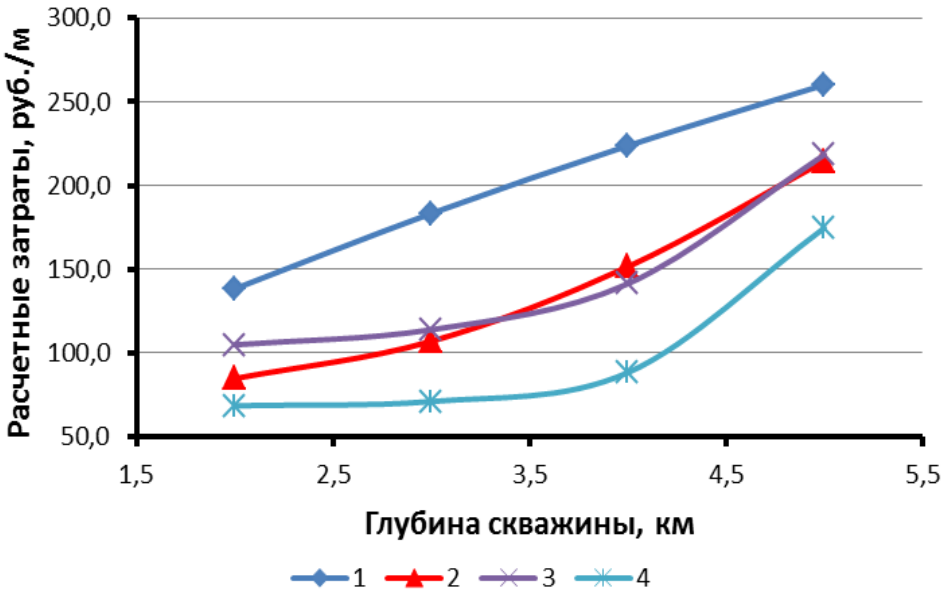


Рис. 8.4. Расчетные затраты на проходку скважин диаметром 0,145 м при различной их глубине

1 – по П.Н. Ригеру, 2 – по Э.И. Богуславскому, 3 - по проектным данным СевКавНИПИнефть, 4 – по г.Ф. Лисковской

Результаты расчетов по предложенной автором корреляционной зависимости (8.1) приведены на рисунке 8.5.

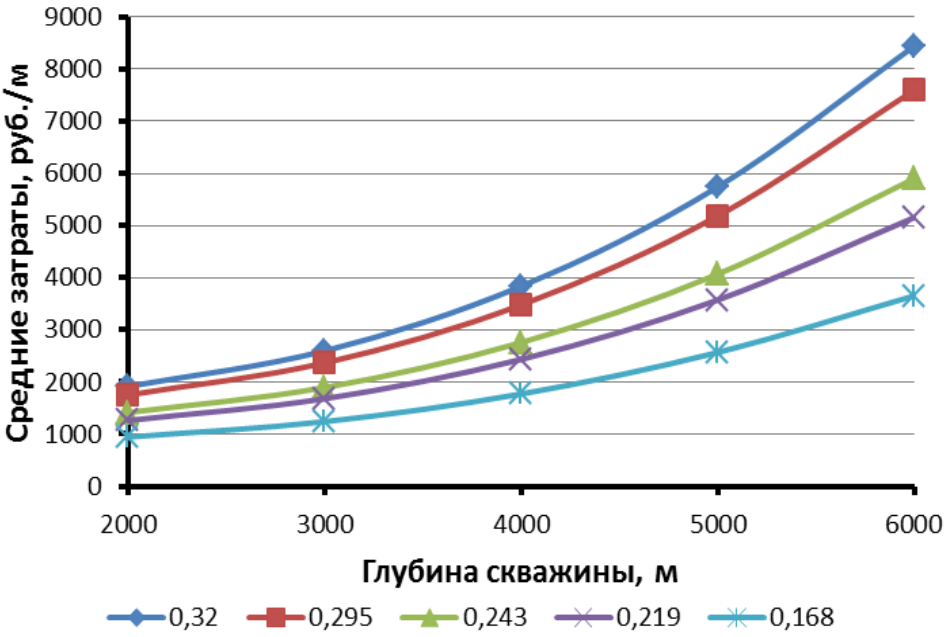


Рис. 8.5. Средние расчетные затраты на бурение эксплуатационных скважин при различной их глубине и диаметре.

Диаметр скважины, м: 0,32; 0,295; 0,243; 0,219; 0,168.

8.3. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ НА ОБРАЗОВАНИЕ ИЛИ СТИМУЛЯЦИЮ ЗОНЫ ТЕПЛООТБОРА

Из перечисленных ранее способов образования или стимуляции зоны теплоотбора промышленную освоенность пока имеет только гидравлический разрыв. Затраты на создание искусственного коллектора занимают существенную долю в капиталовложениях на строительство геотермальной циркуляционной системы.

Гидроразрыв широко применяется в нефтяной и газовой промышленности. Выполняется он насосными агрегатами различного типа, например 4АН-700, развивающими давление до 70 МПа и производительность 0,026 $м^3/с$ при мощности двигателя 589 кВт; насосными установками Н2501-10 с мощностью двигателя 1670 кВт (2250 л.с.), максимальным давлением 105 МПа и максимальной производительностью 1800 л/мин; установками YLC140-2080 (2800) с мощностью двигателя 2235 кВт (3000 л.с.) и максимальным давлением до 140 МПа; насосная установка для гидроразрыва пласта ГРП Loadcraft MAGNUM 2300-Q BHP 2250 HORSE POWER FRAC PUMP TRAILER; насосная установка для гидроразрыва пластов C.A.T. GmbH модели FC2551 на автошасси Mercedes Benz Actros 4151 8x8, фирмы ООО "Пакер Сервис" и др.

Последовательность работы оборудования следующая: агрегаты высокого давления подают в скважину жидкость гидроразрыва для образования в породах трещины, которое отмечается по резкому снижению давления на агрегатах. После этого переходят на увеличенную подачу жидкости гидроразрыва, происходит новый подъем давления и соответственно развитие трещины. Затем в нее закачивается заранее подготовленная пескосмесителем смесь песка с жидкостью - песконосителем (пульпой). Пульпа подается в трещину при относительно небольшом давлении. При этом трещина закрываются под действием горного давления. Затем эту порцию пульпы проталкивают буферной жидкостью при большом давлении в раскрываемую трещину. Для увеличения объема подачи рабочей жидкости в скважину одновременно используются 2-5 и более агрегатов. Стоимость одного насосного агрегата 3,5-7,5 млн. руб.

Затраты на образование трещины гидроразрыва существенно зависят от времени, нужного для производства монтажно-демонтажных работ $\tau_м$ (спуск компрессорной колонны, установка пакеров и др.) и для нагнетания рабочей жидкости в подпакерное пространство — $\tau_{гр}$, последнее (в сутках) определяется [109] необходимым для разрыва пород давлением нагнетания $P_{гр}$ (Па) и производительностью насосного агрегата $W_а$ ($м^3/ч$):

$$\tau_{гр} = S_{тр}\,\delta_{тр} / 24 W_a\, n_a\, \eta_a;\;\; \lambda_{гр} = 2\sqrt[4]{2\,\mu_{гр}\, W_a\, b_{тр}\,(1-\nu) / E_{10}}; \qquad (8.2)$$

$$W_a = 16135 / P_{гр};\;\; P_{гр} = P_\tau - 9{,}81\,\rho_{ж}\, H_{гр};$$

$$P_\tau = 1{,}1\left[\sigma_p + 9{,}81 H_{гр}\,(\frac{\nu}{1-\nu})\,\rho_п + \rho_{пл})\right], \qquad (8.3)$$

где $S_{тр}=0{,}5\pi b_{тр}^2$ - площадь трещины гидроразрыва эллиптической формы с малой полуосью $b_{тр}$ (10^5-10^6 м^2); $\delta_{тр}$ - среднее раскрытие трещины (0,001-0,01 м); P_τ - давление гидроразрыва пород, Па; $n_а$ - количество задействованных насосных агрегатов; $\eta_а$ - коэффициент одновременности работы (0,2-0,6); $\rho_ж$ - плотность жидкости гидроразрыва (1300-1800 кг/м^3); $H_{гр}$ - глубина установки пакеров; $\sigma_р$ - предел прочности пород на растяжение, Па; ν - коэффициент Пуассона; $\rho_п$ - плотность пород; $\rho_{пл}$ - плотность пластовой жидкости, $\mu_{гр}$ - вязкость жидкости гидроразрыва, Па.с. Утечки жидкости гидроразрыва учтены коэффициентом 1,1.

По статьям затрат сметная стоимость трещины складывалась из заработной платы ($З_{гр}$), затрат на топливо ($Э_{гр}$), материалы ($М_{гр}$), амортизационных отчислений ($А_{гр}$) и транспортных расходов. Накладные расходы, плановые накопления, оплата непредвиденных работ, дополнительные затраты и др. учтены единым коэффициентом (1,25-1,4) к прямым расходам:

$$З_{гр} = \varphi\, n_{гр}\, z_{гр}\,(\tau_{гр} + \tau_м)(\sqrt{n_a} / 305); \qquad (8.4)$$

$$Э_{гр} = a_т\, \tau_{гр}\, n_a\, W_т + 0{,}3\tau_м\, \omega_э;\;\; M_{гр} = 0{,}1 Э_{гр} + \varphi\, S_{тр}\, \delta_{тр}\, a_{ж}; \qquad (8.5)$$

$$A_{гр} = \varphi(1{,}2\, Ц_a\, n_a\, A_a + Ц_в\, A_в)[(\tau_{гр} + \tau_м) / 305]; \qquad (8.6)$$

где (по ценам и нормативам 1970-1980 гг.) $n_{гр}$ - количество рабочих на обслуживании гидроразрывного комплекса (6-10 в сутки); $z_{гр}$ - годовая зарплата одного рабочего (2,5-3,5 тыс. руб.); $a_т$ - отпускная цена дизельного топлива (30-100 руб./т); $W_т$ - суточный расход топлива (для 4АН-700 - 5,6 т/сут); $a_ж$ - стоимость жидкости гидроразрыва (0,5-6 руб./м^3); $Ц_а$ - цена насосного агрегата; $Ц_в$ - затраты на вышкостроение; ($\omega_э$ - суточные затраты на электроэнергию по буровому комплексу, руб./сут; $А_а$ и $А_в$ - амортизационные отчисления по насосному агрегату и вышке.

Сметные расчеты показывают, что затраты на трещину гидроразрыва (рис. 8.6) зависят от ее размеров, глубины установки пакеров и массовости проведения работ. В частности, для условий Закарпатья полная сметная

стоимость одной трещины составляет от 5 до 50 тыс. руб. (по ценам и нормативам 1970-1980 гг.).

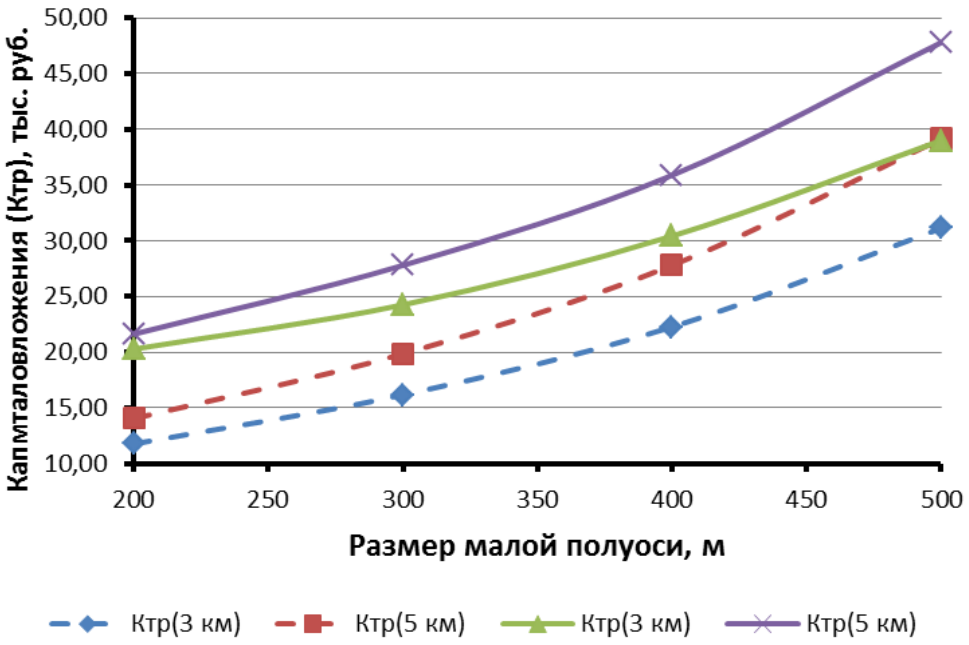


Рис. 8.6. Зависимость затрат на образование эллиптической трещины гидроразрыва от размера малой полуоси и глубины
Глубина: Ктр(3 км) – 3000 м; Ктр(5 км) – 5000 м. При малом количестве трещин — сплошная линия; при массовом производстве работ — пунктирная

8.4. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ НА ПОВЕРХНОСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ

Для строительства. поверхностных сооружений ГЦС необходимы затраты на насосную установку ($К_{нас}$), теплообменники ($К_{то}$) и внутреннюю теплотрассу для коммутаций скважин ($К_{в.т}$). В ценах 1970-1980 гг. они могут определяться по предлагаемым эмпирическим выражениям:

$$K_{нас} = 10^3 \varphi \alpha_ц (\beta W_{нас} + 9{,}6 n_{нас})(1 + 0{,}3 P_н); \quad (8.7)$$

$$K_{то} = \varphi \alpha_ц K'_{то} F_{то}; \quad (8.8)$$

$$K_{в.т} = \varphi \alpha_ц L_{в.т} [(340 d_{в.т})/(1 + d_{в.т}) + 0{,}5 a_{из} \pi \delta_{из} (d_{в.т} + 0{,}5 \delta_{из}) + 30]; \quad (8.9)$$

где β - коэффициент, учитывающий необходимость применения специальных сталей, материалов и оборудования при высоких температурах и коррозионных

свойствах теплоносителя (100-200); $W_{нас}$ - суммарный расход теплоносителя через насосные станции, м^3/с; $n_{нас}$ - количество насосных станций в контуре или системе; $P_н$ - давление, развиваемое насосом, МПа; $К'_{то}$- средняя стоимость 1 м^2 теплообменной поверхности ($F_{то}$) типовых водонагревателей (для МВН-2052 – 18-20 руб./м^2); $d_{в.т}$, $L_{в.т}$ - диаметр и длина внутренней теплотрассы, м; $\delta_{из}$ - толщина слоя изоляции (0,03-0,1); $a_{из}$ - средняя стоимость нанесения 1 м^3 изоляционного материала (для матов из минеральной ваты 50-60 руб./м^3).

Капиталовложения на насосные станции второго контура (внешнего) оцениваются по выражению (8.7). Капиталовложения на строительство догревающих (пиковых) котельных могут определяться по формулам (8.10), полученным в результате, аппроксимации нормативов удельных капиталовложений в строительство промышленных, промышленно-отопительных и отопительных котельных, разработанных и откорректированных институтами Промэнергопроект и ВНИПИэнергопром (в ценах 1970-1980 гг.):

$$K_{у.д.к} = 24{,}5\varphi\varphi_{пр}Q_{д.к}^{-0{,}12};\ K_{д.к} = 24{,}5\cdot 10^3\varphi\varphi_{пр}Q_{д.к}^{0{,}79}; \qquad (8.10)$$

где $\varphi_{пр}$ - коэффициент прогнозируемого увеличения сметной стоимости; $Q_{Д.К}$ - средняя за отопительный период теплопроизводительность котельной, ГДж/ч.

Тепловые насосы и термотрансформаторы для глубинных СГТ широкого распространения в отечественной промышленности пока не получили, поэтому капиталовложения по ним могут определяться составлением смет применительно к конкретным условиям.

При определении сопряженных затрат капиталовложения на магистральные теплотрассы могут оцениваться по выражению (8.9), сметы на резервные водохранилища, водопроводы, ЛЭП, ЛЭС, автодороги, жилые поселки составляются укрупненно в зависимости от вида, географического положения и экономической характеристики потребителя.

Для весьма ориентировочной усредненной оценки величины капиталовложений (в ценах 1970-1980 гг.) при строительстве геотермальной системы из двух скважин с искусственным коллектором в европейской части России можно пользоваться расчетной диаграммой, приведенной на рисунке 8.7.

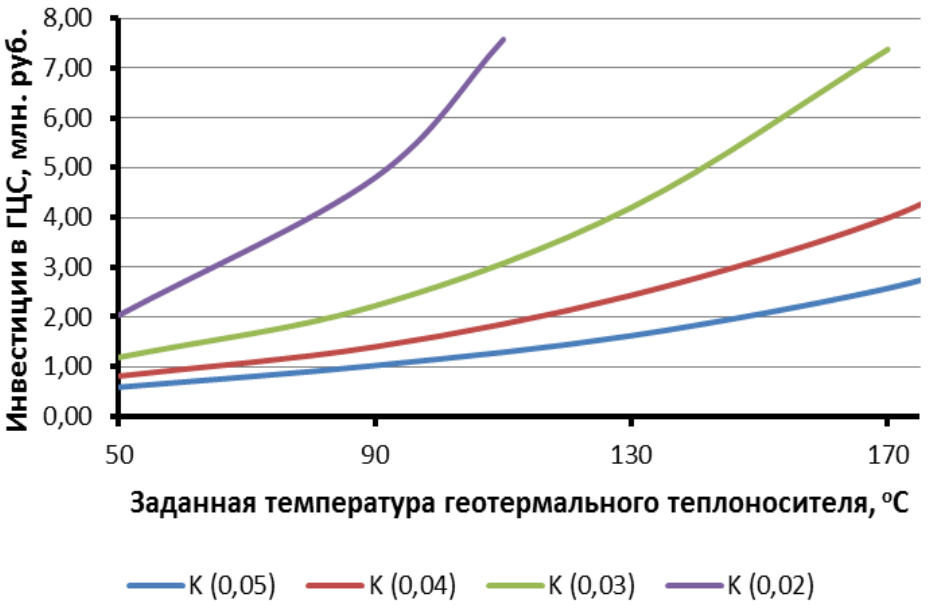


Рис. 8.7. Зависимость капиталовложений (К) на строительство ГЦС из двух скважин при заданной температуре воды на выходе и геотермических условиях района. Геотермический градиент, °С/м*: 0,02; 0,03; 0,04; 0,05.*

8.5. СЕБЕСТОИМОСТИ ДОБЫЧИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ

Себестоимость добычи теплоты недр - один из важнейших показателей эффективности этого производства. Он должен быть базовым при определении цен на тепловую энергию и лежать в основе планирования прибыли и рентабельности.

Фактическая себестоимость добычи термальных вод в 1970-1980 годы составляла от 4 до 20 коп./м^3, т. е. от 0,15 до 0,6 руб./ГДж. В Дагестане за 1980 г. она равнялась 8,8 коп./м^3 и 0,39 руб./ГДж [174]. Следует отметить, что в то время себестоимость готовой продукции действующих Управлений по использованию тепла Земли определялась на 1 м^3 отпущенной горячей воды без должной дифференциации ее по качеству - температуре, степени минерализации, наличию вредных примесей и др. Естественно, что на эту же продукцию устанавливались и оптовые цены.

В такой ситуации поставщик, т. е. добывающее предприятие, и в целом Министерство газовой промышленности совершенно не были заинтересованы в качестве продукции и даже ее количестве, поскольку они продавали геотермальную воду, а не реальную продукцию — теплоту горных пород, которую использовал потребитель. Это положение создалось в процессе развития геотермики как подотрасли в министерстве. Ее основные фонды складывались преимущественно из скважин, пройденных на нефть и газ, но не давших планируемую продукцию. При наличии в них промышленного дебита

геотермальных вод и соответствия предельных кондиций по температуре, минерализации, содержанию газов и вредных примесей эти скважины по значительно сниженной балансовой стоимости передавались в эксплуатацию Управлениям по использованию тепла Земли.

Их собственные капиталовложения состояли, как правило, из затрат на обвязку скважин, монтаж тепловых сетей и бурение сравнительно небольшого количества дополнительных геотермальных скважин. При фонтанном способе разработки гидрогеотермальных месторождений в эксплуатационных затратах очень мала доля расходов на электроэнергию и доминируют амортизационные отчисления, хотя основные фонды искусственно занижены.

Существующие в те годы методы расчета эксплуатационных затрат и себестоимости продукции при добыче теплоты недр совершенно не соответствовали новой технологии разработки геотермальных месторождений циркуляционными способами (в том числе с поддержанием пластового давления, с реинжекцией и др.). Это подтвердилось и первым в СССР опытом эксплуатации Ханкальской циркуляционной системы (г. Грозный), где при использовании действующих методов расчета себестоимость опять-таки 1 $м^3$ геотермальной воды вдвое превысила тогдашнюю отпускную цену Мингазпрома.

Автором была предпринята попытка создать методику укрупненного определения издержек производства на добычу единицы теплоты и сформировать структуру ее себестоимости при циркуляционных способах разработки петрогеотермальных месторождений. Особая сложность решения поставленной задачи состояла в необходимости учесть существующие тогда различные отраслевые подходы методик определения себестоимости продукции. С одной стороны, нужно было учесть специфику добывающих отраслей и в первую очередь функционирующих на базе скважинных способов разработки, т. е. нефте- и газодобывающей. При этом следовало иметь в виду особенности угледобывающей отрасли, так как энергетический уголь являлся замыкающим топливом, расходуемым на нужды теплоснабжения. С другой стороны, результатом добычных работ являлась продукция, традиционная для энергетики, - тепловая энергия, и поэтому нужно было учитывать специфику формирования себестоимости в указанной отрасли.

В промышленности себестоимость продукции исчисляется по экономическим элементам и калькуляционным статьям затрат. Группировка по экономическим элементам целесообразна при определении потребности предприятия в материальных, трудовых и денежных ресурсах. Поэтому для технико-экономических расчетов, связанных с прогнозированием,

планированием и поиском оптимальных решений, представляющих основную задачу автора, обычно принимается группировка по экономическим элементам.

С учетом отмеченных особенностей формирования в те годы себестоимости в топливных и энергетической отраслях промышленности [15, 113, 182, 192, 199] и специфики геотермальных ресурсов расчет себестоимости добычи тепловой энергии недр предлагалось вести по следующим экономическим элементам затрат: вспомогательные материалы и вода, топливо, электроэнергия со стороны, заработная плата основная и дополнительная, отчисления на социальное страхование, амортизация основных средств, прочие расходы.

Для проведения технико-экономических расчетов на стадиях прогнозных оценок, планирования, предпроектных и проектных работ автором были предложены корреляционные зависимости, позволяющие определить денежные затраты (на уровне 1970-1980 годов) по указанным экономическим элементам.

Вспомогательные материалы и вода. В этой группе затрат учитывались расходы на приобретение вспомогательных материалов, необходимых в процессе эксплуатации циркуляционной системы. К ним относятся смазочные материалы для обеспечения работы насосных установок, реактивы для химической очистки и подготовки теплоносителя, материалы для текущего обслуживания насосов, теплообменников, теплотрасс, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы и др.

Вода на первичное заполнение геотермальной циркуляционной системы и компенсацию утечек теплоносителя может подаваться самой ГЦС или покупаться. В первом случае затраты на воду распределяются по другим группам (электроэнергия, заработная плата, амортизация и пр.), во втором - включаются в данную группу в виде (8.11):

$$B = (\sum W_г / \tau + 3600\ W_г\, \eta_у\, \tau_г)\, a_в; \qquad (8.11)$$

где $\Sigma W_г$ - объем начального заполнения системы, м^3; $\eta_у$ - коэффициент утечек теплоносителя; $W_г$ - расход циркулирующего теплоносителя, м^3/с; $\tau_г$ - число часов работы ГЦС в году; $a_в$ - отпускная цена на воду, руб./м^3.

Укрупненный расчет затрат по этому элементу мог выполняться по формуле (8.12):

$$M = 10^{-3}\, K_{гц} + 0{,}05\, K_{нас} + B; \qquad (8.12)$$

где $К_{гц}$ и $К_{нас}$ — капиталовложения на ГЦС и насосные станции, руб.

Топливо. Затраты на топливо при производстве тепловой энергии ГЦС практически отсутствуют, так как обогрев, кондиционирование и горячее водоснабжение зданий и сооружений обеспечиваются за счет работы самой системы и учитываются как собственные нужды.

В определенной мере дискуссионным является вопрос о том, куда отнести расходы топлива на догрев геотермального теплоносителя до заданной потребителем температуры. Если этот процесс считать составной частью производства геотермального тепла, то рассматриваемый элемент затрат оказывается одним из самых значимых и может достигать 60-70% в структуре себестоимости тепловой энергии. В этом случае величина затрат на топливо может определяться по формуле (8.13):

$$T_{у.т} = (V - V_г)\,\eta_{у.т}\,a_{у.т}; \qquad (8.13)$$

где V, $V_г$ - общий годовой отпуск теплоты потребителю и отпуск ему теплоты геотермальной циркуляционной системой, ГДж/ч; $\eta_{у.т}$ - удельный расход органического топлива на выработку тепловой энергии, т у.т./ГДж (0,043-0,041); $a_{у.т}$ — оптовая цена на используемое топливо, руб./т у.т.

Электроэнергия со стороны. Этот элемент себестоимости является денежным выражением расходов электроэнергии на обеспечение циркуляции теплоносителя, т. е. прокачку его через скважины, зону теплоотбора, теплообменник, устройства для водоочистки и т. д. Величина затрат по этой статье может меняться в очень широком диапазоне. В ряде случаев они могут отсутствовать — при действии эффекта термолифта (подъем теплоносителя за счет уменьшения плотности при нагревании) — или учитываться через собственные нужды ГеоТЭС, а иногда достигать значений 75-85%. Однако в оптимальных вариантах затраты по этой статье колеблются от 5 до 50% в зависимости от расхода и температуры теплоносителя, глубины и проницаемости зоны теплоотбора, диаметра скважин, расстояния между ними, действующих районных тарифов на электроэнергию и др. (рис. 8.8).

Суммарная мощность $N_н$ электродвигателей насосных установок, практически единственных в циркуляционной системе потребителей электроэнергии, определяется по потерям давления (напора) P_i при прокачке воды через скважины, зону теплоотбора, теплотрассу, теплообменники и др. и расходам (с учетом плотности) теплоносителя W_i через эти элементы системы. Затраты на электроэнергию $Э_э$ определяются по годовому графику работы циркуляционной системы (количество часов работы $\tau_г$ — от 3000 до 8760) и

тарифу на электроэнергию (оплата за установленную и потребляемую мощность) $a_э$ (8.14):

$$N_н = 1{,}1\sum_{i=1}^{i=n}(W_i P_i / \eta_н \eta_п); \;\; Э_э = N_н \tau_г a_э; \qquad (8.14)$$

где $\eta_н$ и $\eta_п$ - КПД насосов и передач.

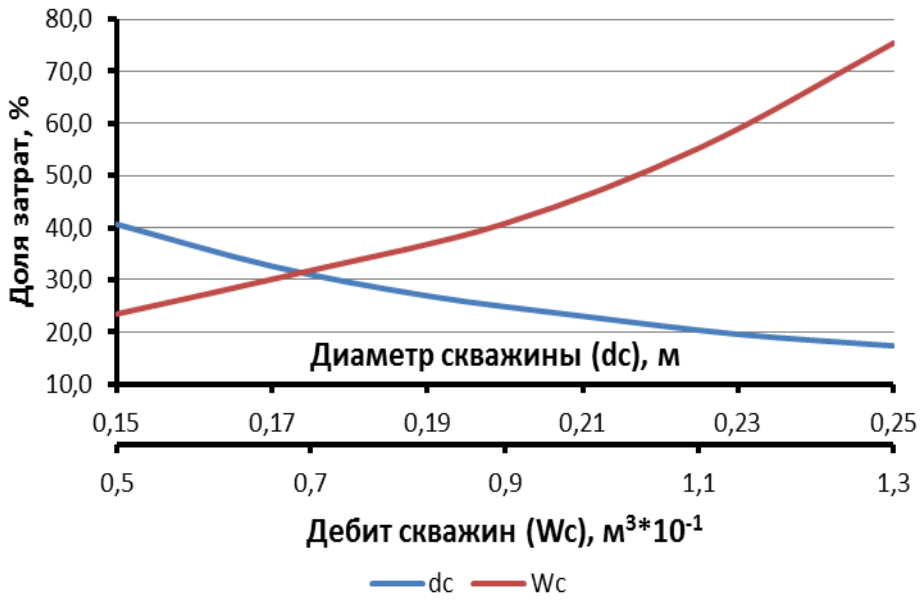


Рис. 8.8. Доля затрат на электроэнергию в себестоимости добычи тепла недр ГЦС с естественным коллектором проницаемостью 2,5*10^{-13} м^2. Зависимости от: Wc — дебита скваж*ин;* dc — их диаметра

Заработная плата и отчисления на социальное страхование. В укрупненных технико-экономических расчетах показателей добычи теплоты недр в 1970-1980 годах структурно выделенные элементы себестоимости: основная и дополнительная заработная плата и отчисления на социальное страхование - могли быть объединены в одну группу. По аналогии с энергетикой (6,6%) и угледобывающей отраслью (9,3%) [113] можно принять отчисления в фонд социального страхования в размере 7—10% от основной и дополнительной зарплаты. С учетом этого основная и дополнительная заработная плата и отчисления на социальное страхование для рабочих профилактически-ремонтной и контрольной служб при эксплуатации ГЦС рассчитывалась по тарифным ставкам в зависимости от расхода теплоносителя в циркуляционных системах $W_г$ и их количества в геотермальной установке $n_г$. Статистическая обработка позволила получить эмпирическое выражение (8.15):

$$З = \varphi z (6 + 15\sqrt{W_г n_г}); \qquad (8.15)$$

где φ - комплексный коэффициент всех доплат, для упрощения расчетов он может приниматься равным коэффициенту районных сметных надбавок; z - среднегодовая заработная плата одного рабочего (2-3 тыс. руб. по уровню 1970-1980 годов); выражение в скобках соответствует произведению штатного коэффициента на установленную мощность [113, 199].

Амортизационные отчисления. Этот вид затрат при плановом характере ведения народного хозяйства в бывшем Советском Союзе представлял собой плановое погашение стоимости основных фондов по мере их износа за счет перенесения ее на продукцию, т. е. включение в себестоимость добываемой тепловой энергии. В основные фонды при разработке геотермальных месторождений входят: эксплуатационные скважины, трещины гидроразрыва, теплотрассы, теплообменники, термотрансформаторы, пиковые котельные, насосные станции, системы водоочистки и водоподготовки. Амортизационный фонд после реализации продукции расходовался на частичное и полное восстановление основных фондов. В себестоимости добычи тепловой энергии недр эта статья занимала одно из доминирующих положений и составляла от 30 до 80%.

Отчисление на амортизацию производилось по единым, утвержденным нормам. В экономических оценках, выполняемых ранее в ЛГИ и в ряде других организаций, по методу аналогий были приняты нормы, утвержденные для нефтяной, газовой и энергетической отраслей. Это обосновывалось идентичностью оборудования, подземных и поверхностных сооружений, технологических принципов скважинного способа разработки и сравнительно близкими условиями эксплуатации. Следует отметить, что диссонанс в полную аналогию вносила определенная специфика геотермальной отрасли: высокие температуры перекачиваемого теплоносителя, его минеральные, газовые и другие включения.

Норма амортизационных отчислений включала две части: первая шла на капитальный ремонт и модернизацию основных фондов, вторая - на их реновацию (восстановление). Действующие тогда нормы были дифференцированы по видам (элементам) основных фондов в соответствии со сроками их службы и периодичностью капитальных и средних ремонтов, а также модернизации оборудования. Главную часть основных фондов при разработке геотермальных месторождений составляли скважины. Амортизационные отчисления на их реновацию при геологоразведочных

работах производили в размере 16-20% [198], при добыче нефти - 6,7%, газа - 8,3% [182] в течение соответственно 5-6, 15 и 12 лет. На капитальный ремонт скважин отчисления по геологоразведочной отрасли составляли 7-11%, нефтяной 1-2,4%, газовой 1-2%. Учитывая специфику разработки геотермальных месторождений, существующую тогда норму при фонтанном способе разработки - 9,3% [174], а также увеличение размеров амортизационных отчислений и стремление к обновлению основных фондов, можно было принять норму амортизации на скважины в размере 10-15%.

Основные фонды, представляющие технологическое оборудование, могли быть условно разделены на две группы: теплотрассы и теплотехнические сооружения (теплообменники, пиковые котельные, термотрансформаторы и др.). Затраты на капитальный ремонт теплотрасс составляли 1,4% балансовой стоимости, а на реновацию - в среднем 3,3%, т. е. норма амортизации могла быть принята в размере 4-5% [113, 170]. Годовые отчисления на теплотехнические сооружения определялись отдельно: по строительной части - 3,2% от стоимости зданий, и по оборудованию 7,2-8,9% его стоимости (для газовой и угольной котельных) [170]. В целом, с учетом пересмотра норм и их усреднения, для перечисленных видов поверхностных теплотехнических сооружений ГЦС амортизационные отчисления могли приниматься в размере 4-8%. Для насосных установок норма амортизации при раздельном ее определении по зданиям и оборудованию составляла 8-12%.

Следовательно, расчет амортизационных отчислений $А_{о.г}$ при определении затрат на добычу геотермальной энергии циркуляционными системами можно было выполнить по формуле (8.16):

$$A_{о.г} = \sum_{i=1}^{i=n} A_i K_i; \qquad (8.16)$$

где $А_i$ - норма амортизации для каждого из объектов системы; $К_i$ - балансовая стоимость основных фондов по каждому объекту.

Однако в оценочных и оптимизационных расчетах зачастую решающее значение имел срок существования циркуляционной системы, ибо он функционально связан с ее теплопроизводительностью. С одной стороны, при условно постоянной величине запасов теплоты возможна быстрая их отработка (менее 10 лет) высокопроизводительной системой со сравнительно малыми издержками производства. С другой стороны, при умеренных расходах теплоносителя система могла работать до 20-30 лет и скважины не были бы разрушены и ликвидированы. Это значило, что жестко установленная норма

амортизации препятствует получению объективной картины при выборе правильного технического решения. Поэтому для ряда оценочных и оптимизационных задач (без учета сопряженных затрат) могло быть принято выражение (8.17):

$$A_{о.г} = (K_с + K_{гр})/\tau + (4 \div 8)10^{-2} K_{т.с} + (4 \div 5)10^{-2} K_{в.т} + (8 \div 12)10^{-2} K_{нас}; \quad (8.17)$$

где Кс, Кгр, Кт.с, Кв.т, Кнас - балансовая стоимость (укрупненно капиталовложения) соответственно скважин, трещин гидроразрыва, теплотехнических сооружений, теплотрассы, насосных станций и комплексов водоочистки и водоподготовки.

Прочие расходы. Эта часть затрат в себестоимости добычи тепловой энергии включала нераспределенные прямым путем денежные расходы. В укрупненных технико-экономических расчетах сюда относись затраты на текущий ремонт, услуги вспомогательных производств и сторонних организаций, общестанционные (цеховые или общезаводские) расходы, затраты на охрану труда, технику безопасности и др.

Затраты на текущий ремонт покрывают расходы на замену быстро изнашивающихся деталей, ремонт отдельных узлов и конструкций для обеспечения нормальной эксплуатации основных фондов. Эти работы довольно трудоемки и зачастую требуют остановки производственного процесса. В нефтяной и газовой промышленности доля таких расходов в себестоимости составляла от 1 до 12%. Для определения затрат на текущий ремонт при добыче теплоты недр рекомендовалось пользоваться упрощенным выражением (8.18):

$$P_{тк} = (0{,}01 \div 0{,}2)\, A_{о.г}; \quad (8.18)$$

Услуги вспомогательных производств включали стоимость работ, выполняемых механическими мастерскими, лабораториями и другими собственными подсобными производствами. Кроме того, в эту группу затрат включалась оплата сторонних специализированных организаций, выполняющих геофизические, геолого-геотермические, гидрогеологические, исследования, испытания кернов, тампонажные работы и др. В зависимости от геологической и промышленной характеристики района, стадии разработки геотермального месторождения и материально-технической базы предприятия по добыче тепла эти затраты могли существенно меняться и составлять с

учетом транспортных расходов от 2 до 15%. Для укрупненных оценок можно было пользоваться выражением (8.19):

$$У_в = (0{,}1 \div 0{,}3)\, З + (0{,}05 \div 0{,}15)\, Э_э + (0{,}03 \div 0{,}1)\, A_{о.г}; \qquad (8.19)$$

Общестанционные расходы включали затраты на содержание управленческого персонала, отчисления на целевые затраты, т. е. оплату исследовательских, опытно-конструкторских работ и внедрение новой техники; непроизводительные затраты на штрафы, порчу материалов и др. По аналогии с добывающими отраслями эти затраты с учетом расходов на охрану труда и технику безопасности могли приниматься в размере 5-9% от суммы затрат по остальным элементам.

Расчетная на 1970-1980 годы себестоимость добычи тепловой энергии геотермальными системами с искусственным коллектором в европейской части СССР представлена на рисунке 8.9, который позволял ориентировочно оценить ее значение при заданной температуре теплоносителя и необходимой глубине образования коллектора. Затраты по элементам в структуре себестоимости при различных природных условиях и требованиях объекта теплоснабжения могли меняться в широких пределах, средние их значения и границы отклонений приведены ниже (в% от себестоимости).

Вспомогательные материалы и вода	3	2—6
Топливо	30	0—70
Электроэнергия со стороны	30	0—75
Заработная плата (основная и дополнительная) и отчисления на соцстрах	7	5—10
Амортизация основных средств	44	30—70
Прочие расходы	16	10—21

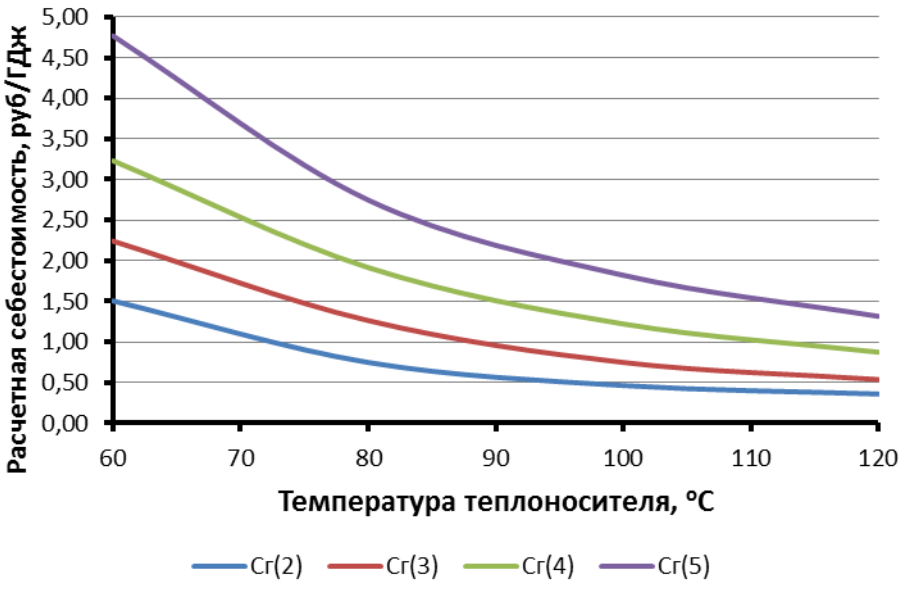


Рис. 8.9. Расчетная себестоимость добычи тепловой энергии ГЦС с искусственным коллектором из трещин гидроразрыва при заданной, постоянной в течение года температуре теплоносителя.
Глубина коллектора, км: Сг(2) - 2; Сг(3) - 3; Сг(4) – 4; Сг(5) – 5

9. ИМИТАЦИОННЫЕ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОПТИМАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОЦЕНКИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

9.1. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

9.1.1. Общие понятия и классификация экономико-математических моделей

Моделирование как метод познания зародилось в глубокой древности. До начала XX века оно служило в основном естественным наукам (физике, химии, техническому конструированию, строительству и др.), а с середины XX века получило бурное развитие в общественных науках и особенно в экономике.

Термин «модель» имеет широкое значение, в общем смысле его можно трактовать как условный образ объекта, материально или мысленно его копирующий. В области научного познания модель - это материальное (вещественное) или знаковое (математическое, графическое) отображение изучаемого объекта, процесса, явления, которое создается исследователем для замены оригинала с целью получения новых знаний о нем.[8]

Моделирование - процесс построения и изучения моделей с перенесением результатов на сам объект, т. е. метод его опосредованного познания с помощью созданной исследователем замены. Этот метод не является единственным в области познания, однако при решении многих проблем без него обойтись нельзя. Речь идет об объектах, которые невозможно исследовать непосредственно, так как они недосягаемы, либо реально не существуют, либо их изучение требует значительных затрат времени и средств.

По характеру моделирование - процесс циклично-спиральный (рис. 9.1), т. е. на базе определенных знаний субъект создает гипотетическое представление об объекте исследований, затем в соответствии с их задачами и требованиями подобия строит модель, изучает ее и, получив дополнительные знания, использует их для принятия решения либо уточнения представления об объекте с возможным последующим циклом на новом уровне спирали познания.

В приложении к естественным наукам можно выделить три класса методов моделирования: физические (материальные), абстрактные (знаковые) и комбинированные. Пример предложенной автором классификации методов моделирования в горных науках [66] приведен на рисунке 9.2.

---

[8] Определение автора близко к содержащимся в работах [81, 90, 150, 203]

Рис. 9.1. Схема процесса моделирования

1. Физическое моделирование - это метод экспериментального изучения различных объектов, процессов, явлений (далее объектов), основанный на их физическом подобии. Он широко применяется во всех направлениях научной деятельности исследователя. Наиболее характерны следующие причины его использования:

- невозможность предвидения и прогнозирования поведения и функционирования нового объекта;
- отсутствие надежных и достоверных инженерных методов расчета параметров и показателей объектов;
- отсутствие точного математического описания объекта на данном уровне развития науки, либо оно слишком громоздко и требует для расчётов большого объёма исходных данных, получение которых затруднительно;
- воспроизведение исследуемого физического явления в реальных масштабах невозможно, нежелательно, опасно или слишком дорогостояще.

Сущность метода состоит в создании лабораторной или натурной физической модели объекта в уменьшенных масштабах и проведении экспериментов на этой модели. Полученные результаты и данные переносятся на объект в реальных масштабах. Этот метод моделирования обеспечивает объективные и надёжные результаты, только при соблюдении физического подобия реального явления и модели. Оно достигается за счёт равенства значений критериев подобия - безразмерных чисел, зависящих от геометрических и физических параметров объекта и модели. Результаты физического моделирования распространяются на реальный объект также с учётом критериев подобия.

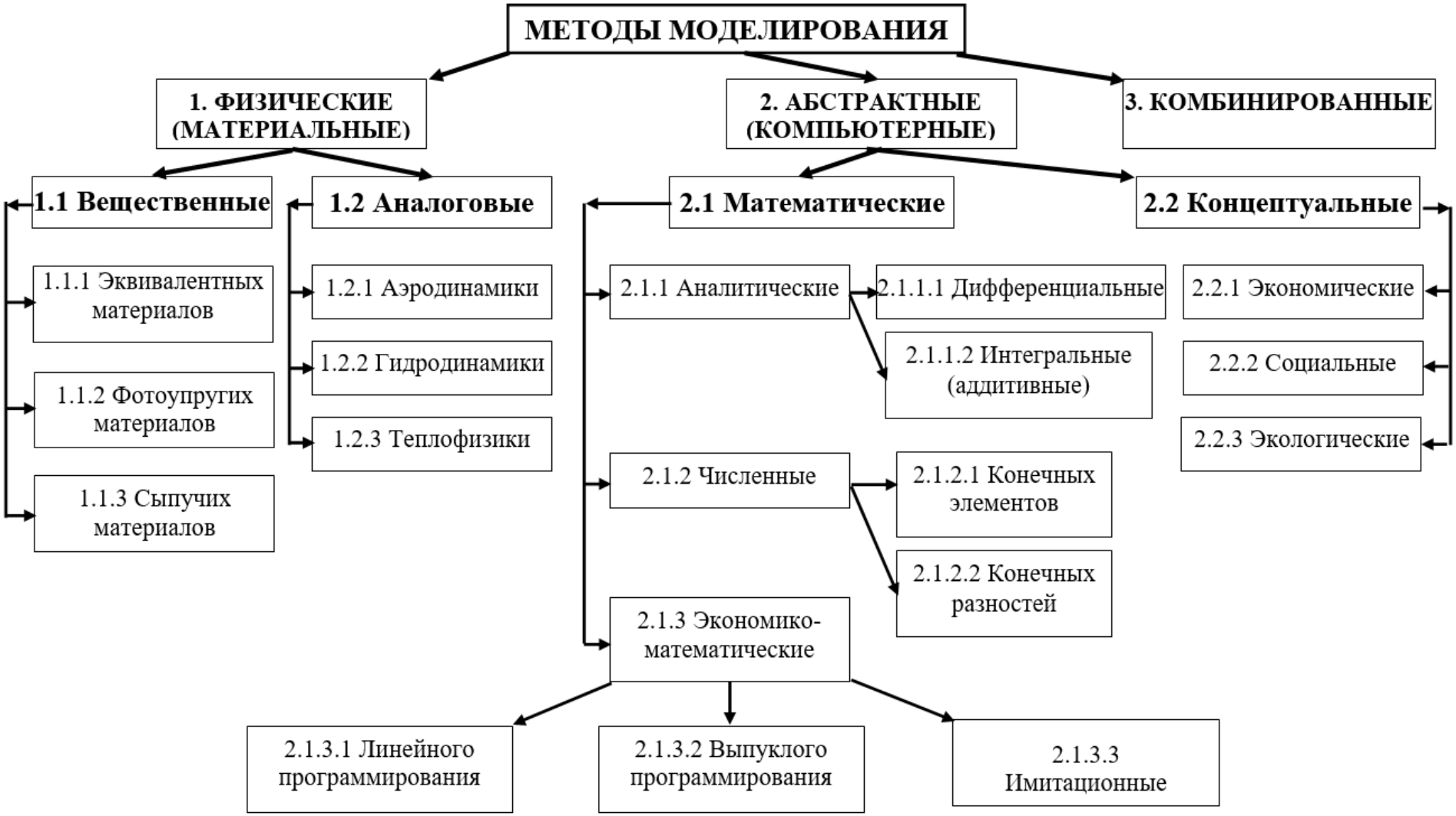


Рис. 9.2. Классификация методов моделирования в горных науках

Физические методы моделирования в горной науке включают две группы моделей: *Вещественные* и *Аналоговые.*

1.1 Вещественные модели можно разделить на три подгруппы: Эквивалентных материалов, Фотоупругих материалов и Сыпучих материалов.

1.1.1 Метод моделирования на *эквивалентных материалах* был разработан и предложен д.т.н. г.Н. Кузнецовым для исследований проявлений горного давления. Это метод, в котором на основе геометрического и силового подобия определяется прочность материала модели, обеспечивающая аналогичность процессов в модели и в натуре. Обычно используется песок с вяжущими: парафином, эпоксидной смолой с отвердителем и др.

1.1.2 Метод моделирования на *фотоупругих материалах* (целлулоид, органическое стекло, желе на базе желатины или агар-агара, эпоксималы и др.) базируется на свойстве этих материалов разлагать белый луч света на спектр. При этом интенсивность линий спектра зависит от нагрузки на материал модели. Фотоупругие материалы используются для моделирования напряженного состояния конструкций (крыла сомолета, плотины ГЭС, массива горных пород, рудного целика и др.).

1.1.3 Метод моделирования на *сыпучих материалах* (песок, дробленные породы, руда и др.) применяется для исследований истечения отбитой руды через выработки рудоприемного днища, давления сыпучих сред (магазинированной руды, рыхлой закладки и др.) на подпорные стенки, параметров и показателей работы погрузочного, доставочного и транспортного оборудования.

1.2 Аналоговые (предметно-математические) методы основаны на математическом подобии (аналогии) объектов, которое позволяет заменять оригинал моделью иной физической природы. Например в области а*эродинамики*: вентиляционные выработки можно заменить электрической сетью; в г*идродинамике* и *теплофизике*: водопотоки и тепловые потоки – потоками электронов и др.). Такие модели использовались и в экономике. Например банки и движение денег, товаров отождествлялись с резервуарами воды и потоками *(гидравлические)* или электрической сетью (э*лектрические,* в частности, «Эконорама» в США).

2. Абстрактные (*компьютерные, знаковые, виртуальные***) модели** являются одним из самых распространенных и эффективных средств изучения сложных систем. Их значительно проще, дешевле и удобнее создавать и исследовать. Логичность и четкая формализованность компьютерных моделей позволяет быстро и в широком диапазоне выявить основные факторы, параметры и показатели, определяющие свойства изучаемого объекта.

Основные этапы компьютерного моделирования:

- постановка задачи и определение объекта моделирования;
- разработка концептуальной модели, выявление основных элементов объекта, их взаимосвязи и принципов функционирования;
- формализация тела модели, то есть переход к ее математическому описанию;
- создание алгоритма и написание компьютерной программы;
- планирование и проведение компьютерных экспериментов;
- анализ и интерпретация результатов с передачей их ЛПР (лицам, принимающим решения).

2.1 Математические (знаковые) модели входят в комплекс Абстрактных (компьютерных) методов. Они включают *аналитические, численные* и *экономико-математические* модели.

2.1.1 При *аналитическом* моделировании изучаются абстрактные модели реального объекта созданные в виде алгебраических, дифференциальных и других уравнений и предусматривающие осуществление однозначной вычислительной процедуры, приводящей к их точному решению.

2.1.2 Численные (сеточные) модели в основном представлены методами конечных элементов и конечных разностей.

2.1.2.1 Метод конечных элементов (МКЭ) широко используется для решения задач механики деформируемого твёрдого тела, теплообмена, гидродинамики и электромагнитных полей. С точки зрения вычислительной математики, идея метода конечных элементов заключается в том, что минимизация функционала вариационной задачи осуществляется решением совокупности функций, каждая из которых определена в своей подобласти. Численный анализ системы выполняется на базе общего метода исследования систем путём их расчленения.

Возникновение метода конечных элементов связано с решением задач космических исследований в 1950-х годах (идея МКЭ была разработана советскими учёными ещё в 1936 году, но из-за неразвитости вычислительной техники метод не получил развитие). Этот метод возник из строительной механики и теории упругости, а уже затем было получено его математическое обоснование. Существенный толчок в своём развитии МКЭ получил в 1963 году после того, как было доказано то, что его можно рассматривать как один из вариантов распространённого в строительной механике метода Рэлея-Ритца, который путём минимизации потенциальной энергии сводит задачу к системе линейных уравнений равновесия.

После того, как была установлена связь МКЭ с процедурой минимизации, он стал применяться к задачам, описываемым уравнениями Лапласа или

Пуассона. Область применения МКЭ значительно расширилась, когда было установлено (в 1968 году), что уравнения, определяющие элементы в задачах, могут быть легко получены с помощью вариантов метода взвешенных невязок, таких как метод Галёркина или метод наименьших квадратов. Это сыграло важную роль в теоретическом обосновании МКЭ, так как позволило применять его при решении многих типов дифференциальных уравнений.

Таким образом, метод конечных элементов превратился в общий метод численного решения дифференциальных уравнений или систем дифференциальных уравнений. С развитием вычислительных средств возможности метода постоянно расширяются, также расширяется и класс решаемых задач. Практически все современные расчёты на прочность проводят, используя метод конечных элементов.

2.1.2.2 Метод конечных разностей (МКР) это широко известный и простейший метод интерполяции. Его суть заключается в замене дифференциальных коэффициентов уравнения на разностные коэффициенты, что позволяет свести решение дифференциального уравнения к решению его разностного аналога, т.е. построить его конечно-разностную схему.

2.1.3 Экономико-математические методы моделирования получили применение уже в 20-х годах XX века. В 1939 г. Л.В. Канторович сформулировал новый класс задач и предложил методы их решения, получившие название *Линейное программирование.* В 1975 г. Л. В. Канторович вместе с американским экономистом Т. Купмансом был отмечен Нобелевской премией по экономике за вклад в теорию оптимального использования ресурсов.

2.1.3.1 Линейное программирование базируется на формализации тела модели, условий и ограничений в виде приближенных линейных уравнений. Однако, реальные процессы, особенно в горном деле, развиваются нелинейно. Поэтому ошибки результатов моделирования могут достигать значений 30-50%.

2.1.3.2 Выпуклое программирование – предложено для компенсации неточности методов Линейного программирования. Вместо приближенных линейных уравнений использовались криволинейные. Однако, при некотором снижении неточности решения поставленных задач, разработка таких моделей и сам процесс моделирования существенно усложнились, что ограничило область их реального использования.

2.1.3.3 Имитационные модели - их определениея весьма разноречивы и довольно сложны. В одних работах они характеризуются как "недостроенные" либо требующие, в связи со своей чрезвычайной сложностью, применения особых средств или новейших элементов математического аппарата (теории

случайных процессов, теории игр и статистических решений, теории автоматов и др.). В других - как основа проведения имитационного («человеко-машинного») эксперимента, либо как реалистическое, наиболее близкое к исследуемым объектам или процессам, наиболее полное и точное их описание.

2.*2 Концептуальные модели* отражают логическую связь между элементами *экономических*, *социальных* или *экологических* категорий. Они, как правило, содержат алгоритм структуры, содержания и развития этих категорий.

3. Комбинированные модели представляют собой симбиоз аналоговых и абстрактных моделей, для реализации которых создают специальные аналого-вычислительные машины (типа «Сатурн»).

9.2. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ

Рассмотрим экономико-математические модели более подробно. Они представляют собой математическое описание в аналитической (в виде формул), графической, числовой (матричной), сетевой (в виде графов) и других формах экономические результаты функционирования объекта, системы или комплекса либо математическое описание исследуемого экономического процесса, при этом существует много вариантов их классификаций. Автором [27, 32] была сделана еще одна такая попытка (рис. 9.3). К сожалению, видимо, невозможно построить иерархическую схему с соподчинением групп моделей по единому генеральному принципу (признаку), и предлагаемая классификация на каждом подуровне имеет свой, практически равноправный признак группировки.

По признаку: I «***Предмету моделирования»*** выделены три группы:

1) модели, предназначенные для исследования физических закономерностей или экономических последствий состояния либо функционирования изучаемых материальных объектов, систем, комплексов;

2) модели экономических процессов, позволяющие анализировать и выбирать средства и способы управления народным хозяйством, холдингами,

концернами, предприятиями;

3) модели социальных процессов, позволяющие прогнозировать рыночные отношения, конкурентную борьбу, развитие производительных сил и др.

По признаку II «Состоянию моделируемого объекта или процесса» можно выделить три группы:

1) модели объектов на стадии их исследований, обеспечивающие новые знания о конструкции, технологии, параметрах, режимах, границах функционирования и др.;

2) модели проектов, планов, прогнозов;

3) модели действующих систем, комплексов, процессов.

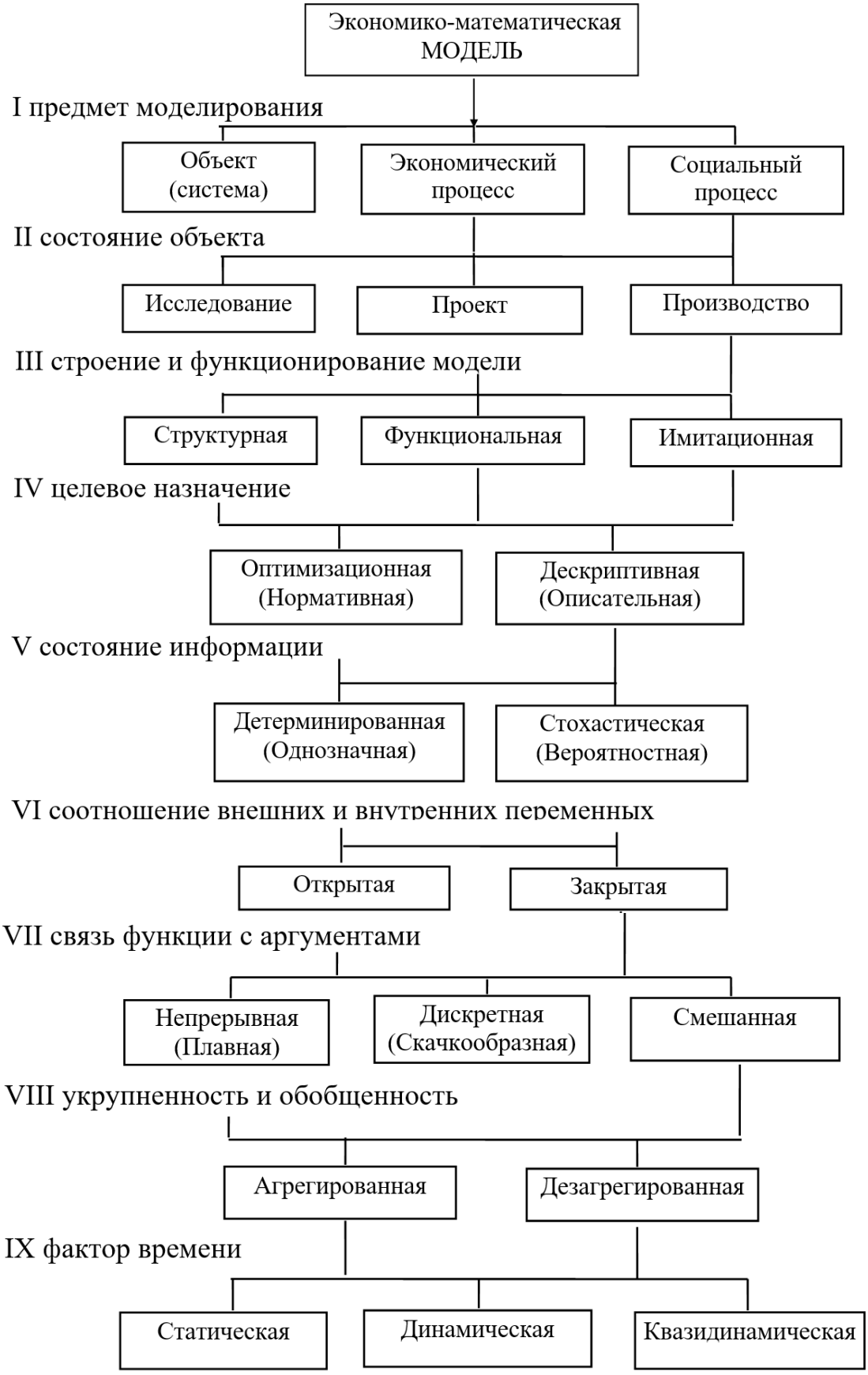


Рис. 9.3. Классификация экономико-математических моделей

По признаку III «***Строению и функционированию модели»***, т.е. способам взаимосвязи и соотношений между управляющими (независимыми) переменными, внешними (экзогенными) условиями и ограничениями, внутренними (эндогенными) переменными и искомыми (выходными) параметрами - модели подразделяются на три группы:

1) структурные модели, в явном виде отражающие внутреннюю организацию (структуру) объекта или процесса;

2) функциональные модели, сущность которых познается через их проявления, т.е. по оценке результатов их функционирования (поведения), как правило, без изучения внутренней структуры моделируемого объекта и взаимосвязи протекающих в нем процессов. Такие модели обычно именуются «черный ящик», поскольку в них описывается выявленная (зачастую статистически) взаимосвязь входных и выходных параметров при отсутствии какой-либо формализованной внутренней структуры;

3) имитационные модели, которые в связи с особой значимостью и широтой распространения выделены в особую группу.

По признаку IV «***Целевому назначению модели»*** объединяются в две группы:

1) оптимизационные (нормативные) модели - предназначены для поиска желательного (оптимального) состояния объекта или развития процесса. Зачастую этот термин употребляется только для моделей с формализованным поиском оптимума, что не совсем правильно, так как

возможности ЭВМ позволяют вести машинные эксперименты с другими моделями, в частности имитационными;

2) дескриптивные (описательные) модели предназначены для объяснения результатов наблюдения или прогнозирования поведения объекта либо хода процесса. Нередко они используются для получения эмпирических зависимостей, количественного анализа взаимовлияния различных факторов и др.

По признаку V «***Состоянию (достоверности) информации»*** и характеру взаимосвязи входных и выходных параметров (причинно-следственной связи), различают две группы:

1) детерминированные (однозначные) модели, когда для заданной совокупности входных значений, на выходе может быть получен единственный результат;

2) стохастические (вероятностные) модели, в которых параметры, переменные и условия функционирования либо исходная информация представлены случайными величинами и, следовательно, выходные параметры определяются не однозначно, а через законы распределения их вероятностей.

По признаку VI «Соотношению экзогенных (внешних) и эндогенных (внутренних) переменных» выделяются:

1) открытые модели, в которых превалируют внешние воздействия на объект;

2) закрытые модели, в которых главная роль отведена изучению взаимодействия внутренних факторов;

По признаку VII «***Характеру связей функции с аргументами»*** (виду используемых переменных), различаются три группы:

1) модели с непрерывными переменными - характеризуются плавной (гладкой) изменчивостью выходных параметров (функции) при относительно малых переменах входных условий (аргументов), т. е. значения выхода в них могут быть любыми на любом интервале изменения входа;

2) дискретные модели, они отличаются скачкообразным изменением выходных показателей, а зачастую и внешних условий, и внутренних переменных;

3) смешанные модели, они создаются при моделировании достаточно сложных систем или процессов, в которых часть информации и внутренних переменных может быть представлена только в дискретном виде, с другой стороны, возникает потребность в намеренной дискретизации непрерывных переменных.

По признаку VIII ***«Степени укрупненности и обобщенности»*** выделяются две группы:

1) агрегированные модели (макромодели), это глобальные, наиболее обобщенные модели систем, комплексов и сложных процессов;

2) дезагрегированные модели (микромодели), они зачастую строятся при расчленении глобальных моделей на подсистемы, отдельные объекты, элементы, процессы, с определенной их детализацией.

По признаку IX ***«Учету фактора времени»*** модели объединяются в три группы:

1) статические модели, в которых фактор времени не учитывается, т. е. все внешние и внутренние параметры относятся к конкретному моменту или периоду времени;

2) динамические модели, которые позволяют изучать функционирование объекта или процесса во времени;

3) квазидинамические (квазистатические) - модели с последовательной сменой статических состояний.

Следует отметить, что в данной классификации, как и во всех прочих, группы выделяются довольно условно. На практике они характеризуются взаимопроникновением и смешением. К примеру, в экономико-математической

модели «работают» аналитические и эмпирические зависимости физических процессов, не всегда удается четко разграничить объект и процесс; имитационные модели включают элементы структурных и функциональных, а нормативные - результаты исследований дескриптивных моделей.

В силу многозначности понятия «модель» в науке и технике не существует единой классификации видов моделирования. Её можно проводить по характеру моделей, свойствам моделируемых объектов, сферам использования моделирования (в технологии, технике, физических науках, кибернетике и т. д.).

Сейчас трудно указать область человеческой деятельности, где бы не применялось моделирование. Например, разработаны модели производства автомобилей, выращивания пшеницы, функционирования отдельных органов человека, жизнедеятельности Азовского моря, последствий атомной войны. Для каждой системы могут быть созданы свои модели, а перед реализацией любого технического или организационного проекта должно проводиться моделирование.

9.2.1. Области применения экономико-математических моделей

Использование математических методов в экономике имеет богатое прошлое [90]. Первая в мире модель народного хозяйства была создана Ф. Кенэ и получила высокую оценку К. Маркса. В СССР работы по экономико-математическому моделированию начались уже в 20-е годы. В 1939 г. Л. В. Кантарович сформулировал новый класс задач и предложил методы их решения, получившие название «линейное программирование». В это же время другие аспекты использования математических методов в экономике развивали В.В. Новожилов (теория оптимального планирования), А.Л. Лурье и В.Н. Толстой (рациональные транспортные перевозки), С.Г. Струмилин (числовые модели эффективности живого труда) и т. п. В 50-е годы наступил новый этап развития экономико-математических исследований. Он обеспечивался большими возможностями за счет появления и совершенствования ЭВМ.

Области применения экономико-математических моделей можно было дифференцировать по цели и объекту моделирования. По целевому назначению выделялись три категории моделей: проектирования, планирования (прогнозирования) и управления; по объекту - модели народного хозяйства, отраслей производства, территориальных систем и комплексов, предприятий, сооружений, процессов и т. д.

Темпы и качество проектирования в эпоху научно-технической революции стали одним из решающих факторов развития народного хозяйства.

Ранее бытовавшие методы проектирования, основанные на инженерных расчетах вариантов, выбранных зачастую по интуитивным соображениям, существенно зависели от компетентности, эрудиции и других индивидуальных качеств проектировщика. Разработка и использование экономико-математических моделей проектируемых сооружений, систем, процессов значительно улучшали, облегчали и ускоряли процесс проектирования и обеспечивали выбор самых правильных и оптимальных технических и экономических решений. В последние сорок лет все больше проектных организаций берут на вооружение этот и развитые на его базе и принципах весьма прогрессивные методы проектирования, а рекомендации по основам методологии его применения широко публиковались в научно-технической литературе [27, 72, 80, 127, 128, 140].

Модели управления и планирования близки по содержанию и структуре. В целевом отношении они отличаются высокой оперативной направленностью, возможностью безотлагательного вмешательства в технологический или экономический процесс.

Модели предприятий, сооружений, процессов разрабатываются для выбора технологии, параметров и показателей при проектировании и на стадии эксплуатации, оперативно-календарного планирования, управления запасами, оптимального использования производственных мощностей и др. Эти модели составляют экономико-математическую базу оптимального проектирования и автоматизированных систем управления.

9.3. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ СОЗДАНИЯ ИМИТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

9.3.1. Общие характеристики имитационного моделирования

Высокие темпы развития науки и техники, особенно в областях разработки новых технологий, создания экономического аппарата и решения социальных проблем, резко интенсифицировали издавна известный метод познания - моделирование. В частности, бурное развитие получили математические модели. Первоначально превалировал путь создания или использования методов математического анализа, на базе которых формировались в той или иной мере достоверные модели явлений. Начиная с 60-х годов XX века на основе ЭВМ, с одной стороны, и потребности в методах быстрого и достоверного анализа сложных систем с поиском оптимальных решений в исследованиях, проектировании, планировании, управлении и

прогнозировании, с другой, - зародилось и высокими темпами развивалось новое направление - имитационное моделирование.

Имитационные модели получили разноречивые и довольно сложные определения. В одних работах они характеризовались как «недостроенные», либо требующие в связи со своей чрезвычайной сложностью применения особых средств или новейших элементов математического аппарата (теории случайных процессов, теории игр и статистических решений, теории автоматов и др.) и обязательного использования ЭВМ [90]. В других считались основой проведения имитационного («человеко-машинного») эксперимента [114, 136, 140]. В третьих - как реалистическое, наиболее близкое к исследуемым объектам или процессам и наиболее полное и точное их описание [17]. В обзоре американских работ по имитационному моделированию, выполненном Т. Нейлором [152], под имитационной моделью понималась математическая модель, описывающая поведение сложных систем в течение продолжительного времени и позволяющая проводить эксперименты на цифровых вычислительных машинах.

Термин «имитационное моделирование» стал популярен только с 70-х годов в значительной мере благодаря работам американских специалистов (Д. Бердик, Д. Фигнер, У. Мой, К. Верц, Т. Нейлор и др.). Его появление было связано с формированием нового направления, подготовленного исследованиями отечественных и зарубежных ученых. Они по-разному именовали создаваемые модели: просто экономико-математическими моделями, моделями комплексной оптимизации, моделями оптимального проектирования и т. д., в частности автор первые модели геотермальных циркуляционных систем называл логическими [32].

Общепризнанное понятие имитационного моделирования было окончательно не сформулировано, однако, опираясь на работы К.А. Багриновского, Н.Е. Егоровой, А.Г. Гранберга, Ю.П. Иванилова, А.В. Лотова, Н.Н. Моисеева, Т. Нейлора и др. [17, 90, 114, 148, 152], автор в приложении к задачам освоения геотермальных ресурсов под имитационным экономико-математическим моделированием предложил понимать исследование технологических процессов и экономических показателей добычи и использования теплоты недр проведением экспериментов на моделях геотермальных комплексов, которые представляют собой математическое описание технологических процессов добычи и потребления геотермальной энергии и аналитическое выражение их сметных и калькуляционных расчетов. Эти сложные и многофакторные зависимости требуют применения ЭВМ.

В алгоритмированном и запрограммированном виде имитационные модели позволяли вести численные расчеты на ЭВМ в режиме автоматического

перебора вариантов или диалога, когда модель (рис. 9.4) функционировала как подобие циркуляционной системы. При этом как бы проводилась управляемая серия экспериментов (задавались независимые переменные), в ходе которой исследуемая система создавалась и функционировала множество раз в соответствии с действующими внешними (природными, экономическими, социальными и пр.) условиями и наложенными экспериментатором ограничениями целевого, технического, логического, временного и другого характера.

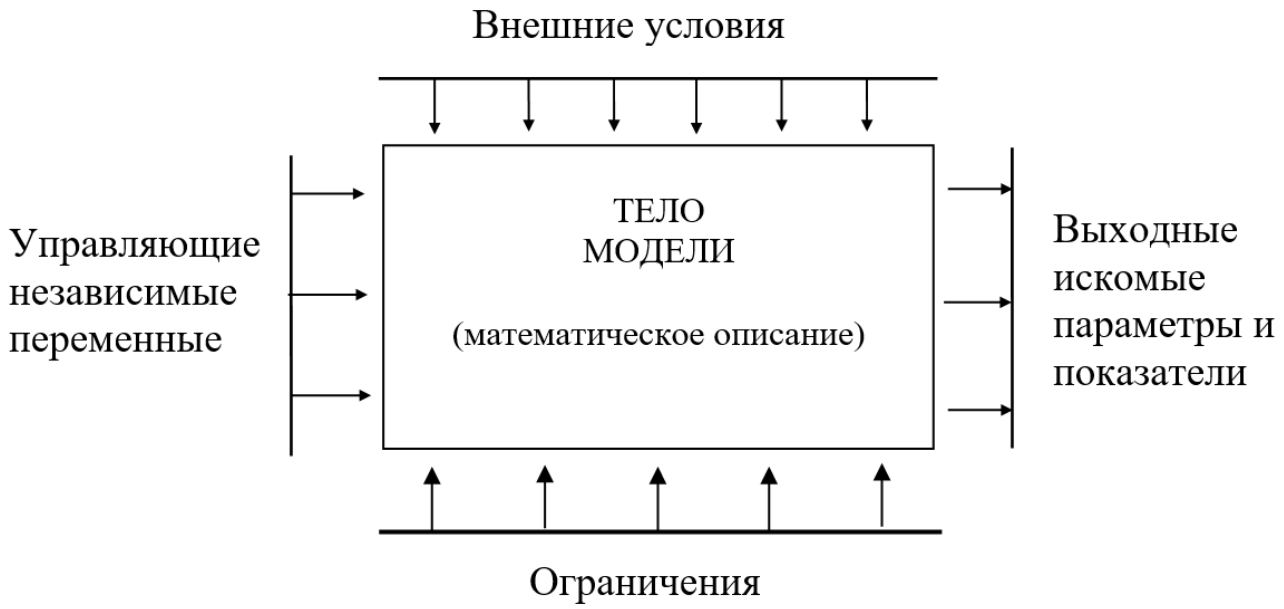


Рис. 9.4. Схема функционирования имитационной экономико-математической модели

Процесс имитационного моделирования обеспечивается определенным набором элементов, сгруппированных в имитационную экономико-математическую систему (ИЭМС). В общем виде она представлена на рисунке 9.5. Исследователь (пользователь, эксперт) на базе имеющейся информации создает имитационную модель, затем в соответствии с задачами эксперимента разрабатывает алгоритм и программу, а следом реализует их на ЭВМ.

Полученные выходные данные обрабатывает, например, с привлечением методов математической статистики, а результаты использует для решения поставленной задачи, либо пополнения информации об объекте, позволяющей построить новую его модель.

Рис. 9.5. Имитационная экономико-математическая система (ИММС)

9.4. ОСОБЕННОСТИ ИМИТАЦИОННЫХ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ОПТИМАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМ

Отечественная и мировая энергетика фактически только приступила к широкому освоению геотермальных ресурсов, в особенности их основной части — тепловой энергии горных пород. На данной стадии чрезвычайно важная роль отводится инженерно-физическим исследованиям и технико-экономическим обоснованиям, обеспечивающим разработку технологии добычи тепловой энергии недр, установление оптимальных параметров геотермальных систем, оценку тепловых ресурсов и запасов месторождений, определение темпов и масштабов их освоения и решение ряда других проблем.

В этих условиях практически невозможно обойтись без аппарата экономико-математического моделирования. Использование структурных и функциональных моделей весьма затруднительно, с одной стороны, в связи со сложностью, нелинейностью, взаимной закоррелированностью управляющих, эндогенных и выходных параметров, а с другой, — в связи с отсутствием большого производственного опыта и накопленного массива статистической информации по строительству и эксплуатации циркуляционных систем.

Наиболее эффективно, по мнению автора, на данном этапе освоения геотермальных ресурсов использовать имитационные экономико-математические модели (ИЭММ). Они позволяют на базе имеющейся теоретической, технической и экономической информации получать выходные

данные, обеспечивающие решение задач исследовательских и проектных работ по геотермальной технологии, планирования и прогнозирования развития геотермальной энергетики.

Имитационные модели по структуре, содержанию, а главное по возможностям, довольно существенно отличаются как от большинства других знаковых (абстрактных), так и от материальных (физических). Можно выделить следующие их характерные признаки:

1) Способность проведения активного эксперимента. Предельные возможности многих остальных знаковых моделей ограничиваются пассивным экспериментом, а материальные модели, позволяющие управляемо исследовать объекты и процессы, требуют, как правило, использования значительных ресурсов, весьма продолжительны и зачастую, особенно в экономике и социологии, просто не осуществимы по народнохозяйственным, экономическим или этическим соображениям.

2) Возможность моделирования объектов и процессов в условиях, когда нет аналитических способов формализации и исследования модели, либо когда разработанные стандартные методы приводят к значительному искажению реального явления.

3) Высокая подражательная способность (реалистичность) имитационных моделей. В этом отношении они ближе к материальным моделям, чем к знаковым. Такая особенность обеспечивает получение более достоверного результата исследований и более надежного решения.

4) Мобильность, гибкость имитационных моделей, позволяющая сравнительно быстро их перестраивать в соответствии с изменением целей моделирования объекта исследования, полученной информации, нашего представления или глубины познания.

5) Возможность исследовать поведение модели в статических, динамических и квазидинамических условиях, т. е. в той или иной форме учитывать фактор времени.

6) Возможность использовать не только детерминированную, но и стохастическую входную информацию, а в перспективе включать в модель вероятностные характеристики законов функционирования объекта, системы, процесса.

9.4.1. Методология имитационного экономико-математического моделирования

Общие методические положения имитационного экономико-математического моделирования достаточно глубоко были разработаны [17, 90,

114, 152 и др.]. Тем не менее, в каждом конкретном случае в соответствии с решаемыми задачами ИЭМС по постановке, содержанию, структуре, математическому аппарату и др. отличаются (иногда довольно значительно) собственной спецификой.

В ЛГИ автором впервые в мировой практике была разработана методика имитационного экономико-математического моделирования геотермальных систем [27, 32, 98, 177]. С 1970 г. автором было создано более 15 имитационных моделей,[9] которые выполнялись по принципу математического описания технологических процессов и экономики строительства и эксплуатации систем геотермального теплоснабжения (СГТ) и геотермальных электростанций (ГеоЭС). Выраженные в аналитическом виде, эти сложные и многофакторные зависимости формализованы для реализации на ЭВМ.

В соответствии с целевым назначением и принятой технологией разработки месторождения созданные на базе таких ИЭММ имитационные системы обеспечивали возможность проведения серии управляемых экспериментов, в которых ИЭММ функционировали как подобие реальных циркуляционных систем и позволяли получать искомые параметры, показатели и зависимости.

Процесс моделирования, под которым понимался научный поиск от анализа явления до получения конечного, отработанного оптимального результата, делился на девять этапов. При этом первые четыре этапа можно отнести к созданию ИЭММ, а остальные — непосредственно к выполнению целевой задачи, т. е. поиску оптимального решения. Таким образом, условно разделенный на две стадии процесс имитационного моделирования содержал следующие этапы:

1) изучение и анализ моделируемой геотермальной системы;

2) постановку задачи моделирования;

3) определение условий функционирования ИЭММ, т. е. выделение управляющих (независимых) переменных, выходных параметров и показателей, ограничений и внешних условий;

4) формализацию физических процессов и экономических расчетов в аналитические зависимости, слагающие тело модели;

5) выбор критерия оптимизации и метода поиска оптимального результата;

---

[9] В математическом описании ИЭММ использовались зависимости, полученные Ю.Д. Дядькиным, А.Б. Вайнблат, С.Г. Гендлером, Г.И. Герасименко, И.А. Павловым, Т.А. Тарабариновой, Н.Н. Смирновой, Е.Л. Артемьевой, А.Г. Шустровой и др.

6) разработку алгоритма и составление программы для реализации на ЭВМ;

7) оценку пригодности и адекватности имитационной системы;

8) планирование эксперимента;

9) анализ и обработку результатов эксперимента.

1. Изучение и анализ моделируемой геотермальной системы. Этот этап должен содержать сбор и изучение информации по теории и практике создания и функционирования моделируемого объекта. К сожалению, опыт проектирования, строительства и эксплуатации геотермальных циркуляционных систем крайне ограничен. В таких условиях значительно возрастает роль именно имитационного экономико-математического моделирования, которое обеспечивает возможность получения необходимой технологической и экономической информации проведением намеченных серий машинных экспериментов.

Базой для создания ИЭММ служили разработанные в ЛГИ, ИТТФ, ЭНИНе, ДагЭНИНе и других отечественных и зарубежных организациях технологические принципы строительства и эксплуатации ГЦС; осуществленные лабораторные (ИТТФ, ЛГИ) и полигонные (ЛГИ) исследования; экономические обоснования, сметные и калькуляционные расчеты (ЛГИ), выполненные на базе отчетных экономических материалов и проектной документации по отдельным процессам (бурение глубоких: скважин, закачка воды в коллекторы, канализация теплоносителя и др.), широко освоенным промышленностью. Основные положения по анализу технологии и экономики разработки геотермальных месторождений циркуляционными системами изложены в разделе 7.

2. Постановка задачи моделирования (формулирование проблемы). На этом этапе необходимо представить и четко сформулировать цели имитационных экспериментов. В ИЭММ *оптимального проектирования* наиболее типичны три целевых направления: принятие решения, определение закономерностей, расширение представления об объекте (процессе) или проверка гипотезы.

Имитационное моделирование, предназначенное для принятия правильного решения, включает задачи определения оптимальных параметров и показателей ГЦС, выбора рациональной технологии разработки геотермальных месторождений, целесообразного коммутирования поверхностных сооружений (теплообменники, догревающие котельные,

термотрансформаторы, теплотрассы и др.), оптимального совместного функционирования ГЦС и потребителей и т. д., и т. п.

Имитационное моделирование позволяет генерировать новую информацию о поведении объекта. Это весьма ценное и присущее только ИЭММ качество используется для расширения представления исследователя, проектировщика о физических процессах и экономических показателях ГЦС, а также дает возможность проверить (уточнить) гипотезу, предложение или проектное решение по технике, технологии и экономике создания и функционирования ГЦС.

Определение закономерностей изменения выходных параметров позволяет оценить воздействие на технико-экономические показатели строительства и эксплуатации ГЦС управляющих факторов, внешних условий и налагаемых ограничений и тем самым обеспечивает возможность выявления границ целесообразности применения различных технологических схем, оценки ресурсов и запасов геотермальной энергии, прогнозирования масштабов и темпов ее освоения и решения многих других задач. Для реализации этого целевого назначения на основе имитационных экспериментов в ЛГИ создавались альбомы технико-экономических показателей, строились номограммы и аппроксимировались эмпирические выражения приведенных затрат, капиталовложений, себестоимости добычи тепловой энергии недр.

Формулируя основные требования к постановке задач, автор имеет в виду необходимость строгой целевой направленности ИЭММ; сравнительную однородность, т. е. исключение противоречивых или резко отличающихся по характеру вопросов; логическую (возможность достижения цели), имитационную (степень изученности объекта и адекватность ему), формализационную (возможность построения тела модели), процедурную (разработанность математического и языкового аппарата) и техническую (возможности ЭВМ и затраты машинного времени) выполнимость целевого назначения ИЭММ; продуманный минимально ограниченный объем входной и выходной информации; достаточные гибкость и мобильность структуры модели, позволяющие быстро и без коренной ломки перестраивать ее при изменении задач моделирования или заменять в ней отдельные зависимости и даже блоки в соответствии с изменившимся представлением лица, принимающего решение (ЛПР), об объекте.

3. Определение условий функционирования ИЭММ. В задачи этого этапа прежде всего входит конкретный отбор факторов, подаваемых на вход и принимаемых на выходе из ИЭММ. Весьма важны изначальный выбор управляющих переменных, внешних условий и ограничений, а также

дальнейший их отбор исходя из степени влияния на выходные параметры. Занижение количества экзогенных переменных может упростить ИЭММ вплоть до неадекватности натуре, а завышение — усложнить до технической невыполнимости на ЭВМ. Существенное значение имеет обоснованный выбор перечня выходных параметров и показателей: малое их количество не обеспечивает ЛПР достаточной информацией для правильного решения, в то же время излишние факторы усложняют экспертную оценку, даже при использовании, например, метода ранжирования.

На второй стадии этого этапа необходимо определить разумные границы массивов экзогенных и эндогенных переменных. Следует в качестве предельных границ принимать еще возможные, но уже малореальные условия сооружения и функционирования ГЦС. Промежуточные значения целесообразно выбирать равноотстоящими.

4. Формализация тела модели. Этот этап является центральным в создании ИЭММ и ИЭМС. Он включает три стадии: разработку структуры модели, выбор методики формализации и конструирование аналитических выражений. Рассматривая имитационное моделирование как поиск отклика на изменение управляющих переменных и внешних условий, тело модели в разработанной методике конструируют в виде общей поверхности отклика, с развитием ее последовательными шагами от сложной по содержанию, но простой по форме генеральной целевой функции до констант или экзогенных переменных, инвариантных по отношению ко всему эксперименту либо к его отдельным сериям. При этом каждый последующий шаг выполняется расшифровкой (описанием) аргументов уравнения отклика предыдущего шага.

Указанному принципу конструирования тела модели в наибольшей мере отвечает иерархическая (древовидная) структура в виде плоского неориентированного графа с целевой функцией в главной вершине, уравнениями эндогенных переменных в частных вершинах и формами связи между ними по ребрам (ветвям). Один из вариантов такого дерева цели схематически приведен на рисунке 9.6.

В шестиугольники вписаны выходные параметры и показатели, в окружности - управляющие переменные, в пятиугольники - природные условия, константы и ограничения, в четырехугольники - эндогенные (внутренние, зависимые) переменные. Второй линией выделены параметры, определяемые в других блоках.

Существенно повышает качество модели предложенный блочный характер ее структуры. Исходя из технологии разработки и связей между процессами добычи теплоты недр, выделяются самостоятельные блоки первого

подуровня. Во главе каждого из них находится целевая функция, характеризующая данный технологический процесс, а в своей совокупности они обеспечивают описание поверхности отклика генерального функционала.

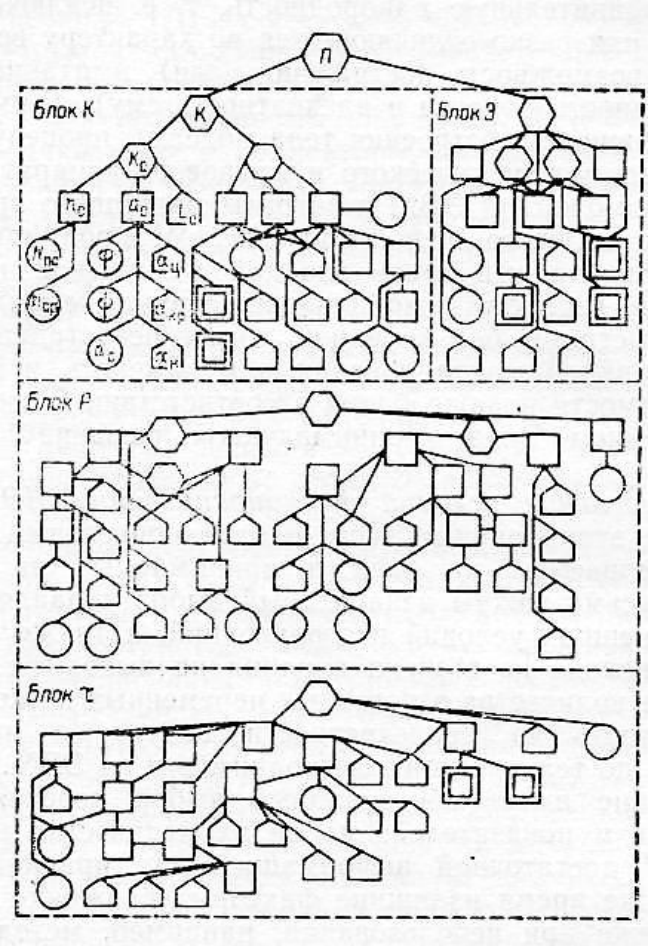


Рис. 9.6. Дерево цели имитационной экономико-математической модели ГЦС Дагестанской ГеоТЭС.

В частности, в модели ГЦС Дагестанской ГеоТЭС (рис. 9.6) выделено четыре блока:

- капиталовложений (К), отражающий процесс строительства системы;
- эксплуатационных затрат (Э), описывающий экономику ГЦС;
- гидродинамики ($P_н$), определяющий потери давления;
- условия теплообмена (τ), характеризующей срок службы.

Такая структура упрощает управление моделью, обеспечивает ее гибкость и мобильность, т. е. перестройку в соответствии с новыми целями или изменением уровня знаний. Кроме того, для решения частных задач, не связанных с общей экономической оценкой, требующей системного подхода, можно выполнять машинное экспериментирование на подуровнях, т. е. по каждому из блоков.

В методике формализации тела имитационных моделей оптимального проектирования можно выделить три способа: статистический, нормативный и комбинированный. Статистический способ основывается на обработке массивов отчетных, проектных и экспериментальных данных. Отсутствие или весьма малый объем таковых применительно к ГЦС восполняется информацией по аналогичным технологическим процессам, широко применяющимся в промышленности (геология, нефтегазодобыча, энергетика и др.). Ряд уравнений отклика формализуется агрегировано с допустимой потерей точности моделирования. Нормативный (описательный) способ базируется на построении уравнений физических процессов, выполнении сметных и калькуляционных расчетов. Комбинированный способ сочетает два предыдущих и имеет наиболее широкое распространение.

Конструирование аналитических выражений - в значительной мере процедурная стадия формализации тела ИЭММ. Она выполняется за счет использования и преобразования известных формул, методов расчета, связей либо аппроксимацией полученных при статистической обработке экспериментальных, расчетных, фактических и других данных.

10. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ И ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЛУБИННЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМ

10.1. ОСНОВНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

10.1.1. Задачи и методические принципы оптимизации глубинных ГЦС

Дефицит энергоресурсов, особенно в области теплопотребления, требует ускоренных темпов освоения геотермальных ресурсов. В конце XX века активно велось проектирование и строительство первых в СССР (на базе ГЦС) опытных геотермальных электростанций в Дагестане, Ставропольском крае и Закарпатье. Планировалось и частично реализовывалось строительство теплоэнергетических установок в Дагестане, Чечено-Ингушетии, Краснодарском крае, Армении, Ленинградской области, на Украине и др. [8, 9].

Разработанные тогда в ЛГИ прогнозы по состоянию ресурсной базы геотермальной энергетики и возможным масштабам добычи и использования теплоты недр, включались организациями Госплана СССР в проекты долгосрочных программ, прогнозы перспективного топливно-энергетического баланса (ТЭБ) страны. Ряд республик, краев и областей формировали свои ТЭБ и составляли комплексные целевые программы развития топливно-энергетической базы с учетом использования геотермальной энергии для нужд жилищно-коммунального, промышленного и сельскохозяйственного теплоснабжения, а также выработки электроэнергии.

Проектные институты включали в схемы тепло- и электроснабжения городов и крупных промышленных объектов страны в качестве альтернативных органическому топливу варианты с применением геотермальной энергии. Таким образом, сложившаяся ситуация вызывала необходимость уже на тот момент обеспечить проектные организации, плановые органы, руководства различных ведомств и министерств экономической информацией, данными о территориальном размещении, технических возможностях и ресурсных потребностях для организации работ по освоению этого нового, нетрадиционного источника энергии - теплоты недр. Следует отметить, что мирового опыта тоже было недостаточно для получения такой информации. Поэтому созданный аппарат оптимизационных расчетов на базе ИЭММ становился одним из главных средств решения перечисленных проблем.

Можно было сформулировать три генеральные задачи оптимизации геотермальных систем:

1) определение конструктивных и технологических параметров, отвечающих оптимальным экономическим условиям их строительства и эксплуатации;

2) получение релевантной (необходимой для принятия решения) информации для сопоставления с альтернативой в различных геолого-геотермических, горнотехнических и экономико-социальных условиях;

3) формирование геотермальных территориальных энергетических промышленных комплексов, определение темпов и масштабов включения тепловых ресурсов недр в ТЭБ страны и отдельных регионов.

Отечественный и зарубежный опыт поиска наилучших решений в областях проектирования, планирования, прогнозирования и управления первоначально базировался на математических методах определения экстремальных значений и минимизации функционалов, сконструированных как подобие моделируемых объектов или процессов. Были вновь разработаны или модифицированы специализированные научные направления: от традиционных методов классического анализа для отыскания экстремумов (дифференцирование, множители Лагранжа и др.) до линейного, нелинейного (выпуклого, квадратичного), многоэкстремального, целочисленного, динамического, программирования и др. С учетом вероятностного характера экзогенных условий функционирования исследуемых объектов созданы методы корреляционного и регрессионного анализа, теории игр, графов, сетевого планирования и др. Эти методы широко и успешно использовались во всех отраслях народного хозяйства, в том числе в геологии, горном деле, энергетике [2, 3, 13, 80, 114, 118, 143, 148, 72, 203 и др.].

Однако уже в 60-е годы начался процесс критического пересмотра отношения к сложившимся методам оптимизации. Ведущие отечественные и зарубежные специалисты все большее внимание стали уделять имитационным моделям. Это объясняется недостатками оптимизационных моделей, построенных на базе традиционных методов минимизации целевой функции. М.И. Агошков, А.С. Астахов, Л.А. Мелентьев, Н.В. Мельников, В.В. Ржевский, Н.П. Федоренко, В.Р. Хачатуров и ряд других отечественных и зарубежных ученых отмечали высокую трудоемкость и сложность разработки таких моделей, значительные затраты машинного времени на их реализацию, слишком формализованный подход к решению задач и, отсюда, низкую практическую ценность результатов, инертность и в связи с этим быстрое старение рекомендаций при постоянной изменчивости исходной информации и условий функционирования объекта. Это приводило к сравнительно невысокой экономической эффективности таких методов оптимизации, которая зачастую не превышала затрат на их разработку.

Имитационные модели, как правило, не предопределяли методику поиска оптимального решения, и в зависимости от поставленных задач, степени их сложности, объема необходимых расчетов и других факторов могли использоваться различные способы: от самого простого и надежного (последовательного перебора вариантов) до градиентных и вероятностных (Монте- Карло, теории игр, очередей, массового обслуживания и др.).

Для двух первых генеральных задач оптимизации ГЦС (определение параметров и получение релевантной информации) целесообразно, по мнению автора, применять метод перебора вариантов (сеток), так как он наиболее эффективно способствует использованию достоинств ИЭММ. Они выражаются в возможностях оптимизировать любой параметр по любому назначенному критерию; вмешиваться в процесс поиска с коррективами, предложениями и дополнительными вопросами на любом этапе проведения машинного эксперимента; получать не только точечные значения оптимума критерия или его зону, а просматривать весь массив результатов эксперимента и принимать не формально оптимальное, а рациональное (с учетом влияния немоделируемых факторов, эрудиции ЛПР и т. п.) решение; оценивать взаимовлияние управляющих и зависимых переменных и аппроксимировать закономерности их изменения; не проводить ряд трудо- и времяемких процедур типа проверки на ложный экстремум, неразрывность, гладкость функций и др.

10.1.2. Выбор критерия оптимизации

Под критерием оптимизации в задачах оптимального проектирования следует понимать назначенный ЛПР оценочный показатель, в роли которого могут выступать любые из располагаемых человеком ресурсов: трудовые, энергетические, минерально-сырьевые, материальные, финансовые и др. Однако обобщающим показателем, в наибольшей мере отвечающим главной цели развития народного хозяйства и являющимся основным эквивалентом максимального удовлетворения общества, принято считать затраты общественно необходимого труда.

Системный подход к оптимизации требует определенной тождественности целевой функции и генерального критерия оптимальности (это не общепринятая и пока полемизируемая точка зрения). В таком случае обеспечивается сохранение эмерджентности (целенаправленности, централизации) интересов генерального критерия.

Для решения задач оптимального проектирования в 60-х и 70-х годах XX века использовался комплексный критерий - ***приведенные затраты*** (*П*, руб./ГДж), учитывающий эксплуатационные затраты (Э, руб.) и

эффективность капиталовложений, на единицу продукции или годовую ее выработку (10.1).

$$П = \frac{Э + E\,K}{V}, \qquad (10.1)$$

где $Э$ - эксплуатационные затраты, руб./год; E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений; K – капитальные вложения, руб.; V - производство (отпуск) теплоты СГТ, ГДж/год.

Этот критерий продолжает использоваться для решения сопоставительных задач при выборе вариантов, в частности, при проектировании.

Станции (системы) геотермального теплоснабжения (СГТ), как и другие энергетические установки, весьма капиталоемки. Строительство их за счет госбюджетного финансирования, в настоящее время, маловероятно. Поэтому источниками инвестирования СГТ вероятнее всего будут:

- акционерный капитал региональных, городских и сельских администраций; фирм и предприятий, производящих оборудование для СГТ и осуществляющих строительные работы;
- кредиты Российских и зарубежных банков;
- государственные субсидии (с низкой процентной ставкой, беспроцентные и не погашаемые);
- капитализированные прибыли акционеров и заинтересованных предприятий;
- пожертвования фондов, спонсоров и др.

В современных условиях отечественного рынка капиталов проблема оценки оптимальной эффективности капиталовложений должна решаться в соответствии с требованиями методики анализа рентабельности проектов, предлагаемых к инвестированию. Это предопределяет структуру и содержание предпроектных разработок, объединенных в единый документ (бизнес-план), характеризующий потенциал и перспективы предприятия и являющийся основой предложений при переговорах с возможными инвесторами и партнерами.

Кроме того, в соответствии с современной инженерно-экономической практикой возникла необходимость перехода от ранее известных и широко пименяемых расчетных схем «приведенные затраты и народнохозяйственный эффект» к схемам выбора вариантов по другим критериям, в частности:

- чистой текущей стоимости (неотрицательного дисконтированного денежного потока);

- максимума внутренней нормы прибыли;
- средней нормы прибыли;
- периода (срока) окупаемости;
- индекса прибыльности.

Чистая текущая стоимость (net present value - NPV) - суммарные текущие дисконтированные потоки денежных средств (поступлений) или прибылей от проектных решений, за вычетом первоначальных инвестиций (10.2).

$$NPV = \sum_{i=1}^{i=n} (P_i / (1+r)^i) - K_0 \text{, руб.} \qquad (10.2)$$

где P_i - поступления денежных средств по периодам (денежный поток i-го года); r - ставка дисконтирования, т.е. норма прибыли существующая на рынке ценных бумаг (в долях единицы); K_0 - сумма первоначальных инвестиций.

Предлагаемый к инвестированию проект принимается при величине $NPV > 0$. Это означает, что в течение всей экономической жизни проект возместит первоначальные затраты K_0 и обеспечит получение прибыли согласно заданному стандарту дисконтной ставки r. При $NPV < 0$ - проект убыточен, а при NPV = 0 - не принесет дохода.

Внутренняя норма прибыли (internal rate of return - IRR) - дисконтная ставка, при которой чистая текущая стоимость проекта - NPV равна 0, т.е. это максимальная норма прибыли для данного проекта, при которой инвестиции окупаются в течение времени его реализации. После графического, как правило, определения, значение IRR сравнивается с заданной ставкой дисконтирования (нормой прибыли на рынке ценных бумаг) - r. При IRR > r проект обеспечивает доход, а при IRR < r - считается убыточным. При рассмотрении нескольких инвестиционных вариантов рекомендуется проект с наибольшей IRR.

Период (срок) окупаемости - количество лет эксплуатации предприятия, за которое суммарная прибыль становится равной сумме первоначальных инвестиций (10.3).

$$\tau = 1/r[1 - 1/(1+r)^t] \qquad (10.3)$$

Этот показатель эффективен в качестве критерия выбора оптимального варианта при проектировании.

Индекс прибыльности (profitability index) - отношение текущей дисконтированной стоимости к первоначальной сумме инвестиций (10.4).

$$\psi = [\sum_{i=1}^{i=n} (P_i / (1+r)^i)] / K_0 \qquad (10.4)$$

При значении этого критерия ψ > 1 рассматриваемый вариант проекта приемлем, в противном случае - нет.

Попытки оптимизировать СГТ по другим критериям, например эксергетическому коэффициенту (соотношению добытой и затраченной энергии, т. е. расходу энергоресурсов), формальной трудоемкости (без учета затрат овеществленного труда), материалоемкости и пр., имеют только частный характер и являются поиском по локальному критерию, отражающему имманентные (частные) интересы использования ресурсов.

Сказанное не диктует обязательности применения только одного критерия, например NPV или «приведенные затраты». В различных задачах могут занять доминирующее положение другие экономические (прибыль, эффективность капиталовложений, рентабельность и т. п.) и ресурсные (экономия топлива, металла, воды и т. п.) критерии. Однако они должны строго соответствовать задачам моделирования и оптимизации, не быть шире или уже их, выражаться предельно просто и при этом сохранять чувствительность к изменению входных и получению выходных параметров.

10.1.3. Разработка алгоритма и составление программы для реализации на ЭВМ

Алгоритм, блок-схема и программа — понятия довольно близкие, нередко они используются почти как синонимы. В приложении к ИЭММ автор трактует эти термины следующим образом. ***Алгоритм*** - полное последовательное изложение логики ввода и переработки информации с описанием прохождения ее через аппарат функциональных уравнений (тело модели) и формализации вывода полученных результатов на печать. Выполняется он, как правило, в символах модели и может представляться в виде плоского графа. ***Блок-схема*** - сокращенное описание логики поиска, выполненное в виде графа с текстовым или символьным изложением основных этапов этого процесса. ***Программа*** - алгоритм, переведенный на язык ЭВМ, с включением процедурных операций, учитывающих особенности системы математического обеспечения, средств отладки, печатающей техники и др. Примеры алгоритма и блок- схемы приведены на рисунках 10.1. и 10.2.

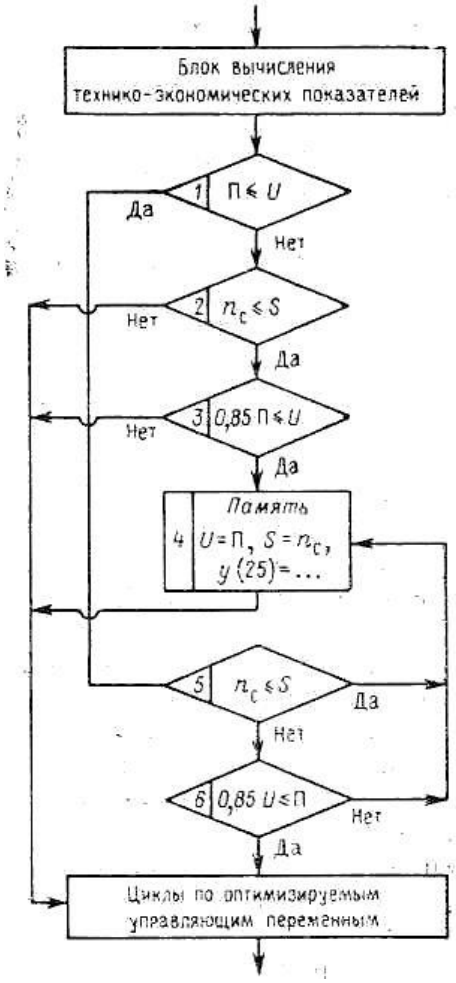


Рис. 10.1. Алгоритм блока оптимизации параметров и показателей ГЦС по приведенным затратам (П) с ранжированием по количеству скважин (n_c)
U, S — определяемые в новом цикле приведенные затраты и количество скважин

10.1.4. Оценка пригодности и адекватности имитационной системы

Проверка ИЭМС - процесс обязательный и довольно непростой. Можно выделить три направления необходимого контроля: проверку адекватности, устойчивости и выявление технических ошибок.

Под адекватностью ИЭММ имеется в виду подражательная способность созданной модели и полнота ее соответствия исследуемому объекту. Рассматриваются совместимость результатов моделирования с прошлым опытом (на основе ретроспективного анализа) и точность предсказания будущего. При имитационном моделировании ГЦС прошлым опытом могут служить только аналоги и экспериментальные данные по отдельным элементам системы, т. е. ретроспективным анализом можно проверить лишь часть имитированных функциональных переменных или блоков, составляющих тело модели. Тем не менее имитационное моделирование как средство

экспериментального прогнозирования позволяет оценивать адекватность модели уровнем наших познаний и корректностью их интерпретации.

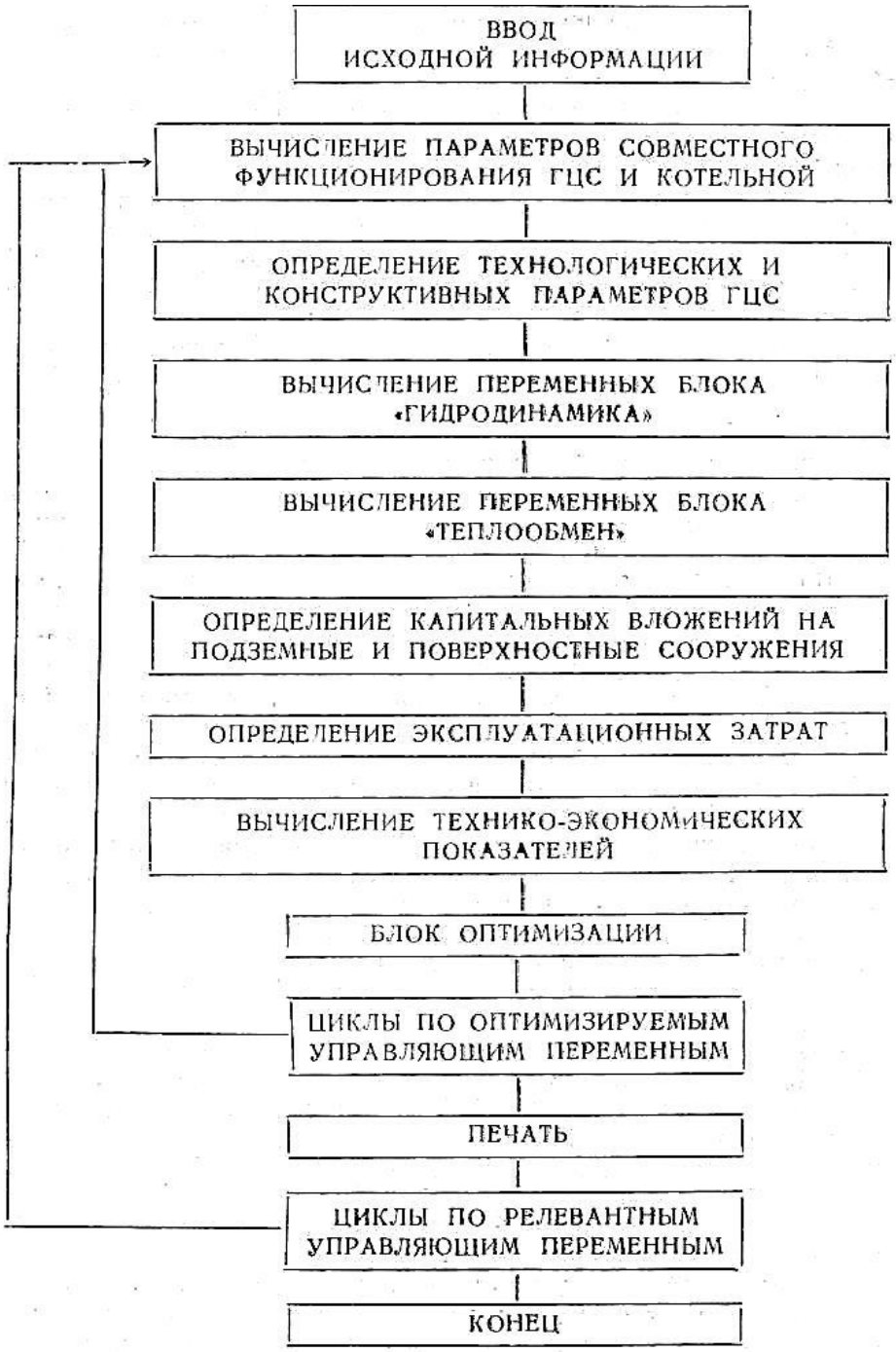


Рис. 10.2. Блок-схема определения оптимальных параметров ГЦС по имитационной экономико-математической модели

Для проверки адекватности ИЭММ следует:

1) провести контрольные расчеты на «разумность» ее поведения, т. е. задать предельные и типичные (средние) значения управляющих переменных, а затем проанализировать выходные параметры на основе эрудиции ЛПР и его знаний об объекте;

2) выполнить аналитические расчеты по блокам или элементам модели с максимальным их упрощением, а затем сопоставить полученные результаты с проверочными расчетами по эталонным теоретическим методам.

Оценку устойчивости моделей в зависимости от их типов и свойств рассматривают в различных, аспектах. В приложении к ИЭММ ГЦС речь идет, как правило, о проверке поверхностей отклика (поведения функциональных уравнений) при изменении управляющих переменных. В случае резких и существенных реакций (изменений) в ответ на небольшие (в пределах допуска) вариации управляющих параметров модель неустойчива и требует корректировки.

Технические ошибки возникают на всех стадиях создания ИЭМС - от подготовки информации до обработки результатов. Они могут быть принципиального и процедурного характера. В частности, принципиальные ошибки случаются при выборе области и шага управляющих (независимых) переменных, при наложении ограничений, выборе выходных параметров, в логике перебора и оптимизации и др. Выявление принципиальных ошибок - трудный и не всегда полностью выполнимый процесс. Наиболее интенсивно и безболезненно он протекает, если ЛПР является сам постановщиком задачи, разработчиком модели и алгоритма. Для устранения принципиальных ошибок необходимы последовательное «проигрывание» всех намеченных ситуаций по алгоритму и блок-схеме, обязательное выполнение ЛПР контрольных расчетов, а затем оценка машинных экспериментов.

Процедурные ошибки допускаются при написании программы, ее вводе и при сбоях ЭВМ. В большинстве своем они устраняются с помощью программиста и оператора. Ускорению этого процесса способствует наличие контрольного расчета.

10.1.5. Планирование эксперимента

Этот этап имитационного моделирования и оптимизации содержит разработку программы проведения машинных экспериментов, т. е. установления, какие выполнять расчеты, сколько и в какой последовательности. Программа полностью определяется целевым назначением поиска. В последние десятилетия существенное развитие получила теория планирования эксперимента. Ее аппарат обеспечивает разработку надежных программ для большинства классов ИЭММ, в том числе и для стохастических.

Детерминированный характер ИЭММ оптимального проектирования ГЦС позволяет ограничиться на первом его этапе только методом систематической выборки и, в частности, его вариантом - методом равномерной

сетки. К примеру, один из вариантов оптимизационного эксперимента по ИЭММ «ГЦС - гидроразрыв» для определения параметров теплоснабжающей установки имел следующий массив перебора управляющих факторов:

1) температура воды, заявленная потребителем: 70-90-110-130-150 °С;
2) температура догрева воды в котельной: 0-20-30-40-50 °С;
3) температура сбросной (у потребителя) воды: 20-30-40-50-70 °С;
4) теплопотребность объекта: 40-100-200-400-800 ГДж/ч;
5) малая ось эллипсообразной трещины: 200, 300, 400, 500 м;
6) количество трещин в системе: 5, 6, 7, 8, 9;
7) количество пар скважин: 1, 2, 3, 4.

10.2. ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ И РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ПЛАНИРОВАНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ЦИРКУЛЯЦИОННЫХ СИСТЕМ

10.2.1. Основные параметры и показатели

Под параметрами (от греч. parametron - отмеривать) ГЦС понимаются важнейшие количественные характеристики, определяющие ее свойства и условия функционирования. Зачастую они же принимаются в качестве технических и экономических показателей. Параметры ГЦС зависят от природных, технических и экономических условий.

К природным условиям относятся геологическое строение участка, геотермическая и гидрогеологическая его характеристики, физико-механические и теплофизические свойства пород, их естественная проницаемость и пористость, пластовая температура, минерализация вод и др. К техническим - предельная глубина бурения скважин, возможности образования направленных трещин гидроразрыва, средства и оборудование для теплообмена, термотрансформации, преобразования энергии, ее канализации, борьбы с коррозией, кальматацией и др. К экономическим - районный коэффициент удорожания сметной стоимости, надбавки к заработной плате, тарифы, отпускные цены и затраты на энергию, топливо, материалы; единичные расценки на отдельные виды работ и др.

В технической литературе до публикации работ автора не было общепризнанной терминологии для обозначения параметров геотермальных систем. В отличие от традиционных энергетических установок (котельных, ТЭЦ) или скважинных методов разработки месторождений, параметры ГЦС

имеют свою специфику. В соответствии с существующей функциональной связью автор выделил две их группы: конструктивные и технологические.

Конструктивные параметры определяют основные данные для проектирования и проведения строительных работ: глубину и диаметр скважин, расстояние между ними, их количество, размеры зон фильтрации, количество и размеры трещин гидроразрыва, протяженность, диаметр и теплоизоляцию теплотрасс и др. Технологические параметры определяют эксплуатационные характеристики системы: теплопроизводительность, температуру воды, степень минерализации, срок службы системы, расход циркулирующего теплоносителя, давление нагнетания (откачки), дебит фонтанирующих скважин, расход электроэнергии и др.

Часть технологических параметров задается потребителем и являются ***директивными***, остальные функционально связаны с природными условиями, техническими возможностями, конструктивными параметрами, а в большинстве случаев определяются экономической целесообразностью. К директивным параметрам, прежде всего относятся: теплопроизводительность системы, температура теплоносителя у потребителя на входе и на сбросе, минерализация теплоносителя; к ***функциональным*** - срок службы, расход теплоносителя (дебит скважин), давление нагнетания (откачки) и др.

Директивные параметры являются определяющими по отношению к функциональным; так, глубина заложения зоны теплоотбора соответствует заданной температуре теплоносителя (с учетом догрева), срок службы ГЦС и размеры этой зоны отвечают теплопроизводительности и т. п. Если учитывать обратную связь, т. е. воздействие геотермальной системы на одного или группу потребителей при совместном их функционировании, то директивные параметры, не говоря уже об остальных, могут превратиться в ограничения, налагаемые при выборе оптимального решения.

10.2.2. Оптимизация конструктивных параметров

Глубина скважины зависит от места расположения зоны теплоотбора. Для ГЦС с естественным коллектором она однозначно определяется расстоянием от поверхности до продуктивного горизонта, а для ГЦС с искусственным коллектором является результатом оптимального соотношения затрат на изменение температуры геотермального теплоносителя при его добыче и догреве или термотрансформации.

Глубина скважин в значительной мере определяет конкурентоспособность СГТ в каждом конкретном районе, так как в первую очередь от нее зависят капиталовложения на строительство системы (см. рис.

8.2 и 8.3), а, следовательно, с учетом специфики структуры затрат на добычу теплоты недр – себестоимость, приведенные затраты, NPV и другие показатели. Кроме того, в соответствии с заданной потребителем температурой этот параметр определяет дополнительные затраты на догрев или термотрансформацию теплоносителя за счет органического топлива, электроэнергии или геотермальной энергии.

В различных геотермических условиях, от которых существенно зависят температура геотермального теплоносителя и глубина расположения зоны теплоотбора, при усредненных по территории СССР замыкающих затратах на уголь и газ в 2000 г. – 40-45 руб./т у. т., оптимальная глубина скважин для обеспечения потребностей теплоснабжения жилищно-коммунального хозяйства составляла:

геотермический градиент, °С/м	0,02—0,03	0,03—0,04	0,04—0,05
глубина скважин, км	4—6	3—4	2—3

Диаметр скважины является одним из главных конструктивных параметров ГЦС. Как уже отмечалось, затраты на проходку скважин составляют в объеме капиталовложений на строительство ГЦС от 60 до 80%. Увеличение диаметра скважины оказывает двоякое влияние на экономику добычи теплоты недр: с одной стороны, оно приводит к росту инвестиций, с другой, — к снижению потерь напора в скважинах, т. е. к уменьшению затрат на электроэнергию, а в естественных пористых и гранулярных коллекторах к повышению дебита скважин, т. е. снижению себестоимости.

К основным факторам, влияющим на выбор оптимального диаметра скважин, можно отнести: глубину зоны теплоотбора, расход воды и проницаемость пород коллектора. Определенную специфику при выборе диаметра скважин накладывает технология разработки геотермального месторождения и, в частности, тип коллектора (природный или искусственный). В большинстве реализованных моделей диаметр скважин оптимизировался в технически разумных пределах - от 0,1 до 0,4 м. Зачастую это выполнялось на одном из нижних (внутренних) уровней (циклов) и в виде релевантной информации для ЛПР на выход не подавалось.

В качестве примера приведен экономический анализ диаметра скважин при учете воздействия на его оптимальные значения температуры добываемого теплоносителя, выполненный в ИЭММ «Тарумовская ГеоТЭС». Элемент такого анализа в ценах и нормативах 70-х – 80-х годов отражен на рисунке 10.3. Зона оптимума по мере повышения температуры, т. е. снижения расхода теплоносителя при постоянной теплопроизводительности (здесь 80 ГДж/ч), смещается в сторону меньших значений диаметра скважины (от 0,25 к 0,1 м).

По средней обобщенной оценке оптимальный диаметр скважины находится в границах 0,15-0,25 м.

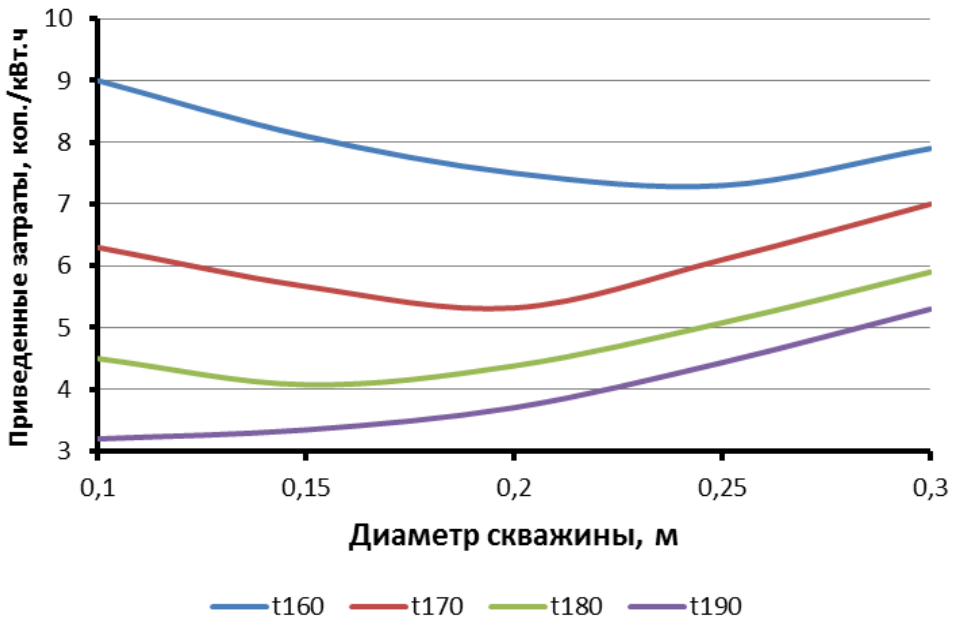


Рис. 10.3. Оптимальные по критерию приведенные затраты на выработку электроэнергии в условиях Тарумовской площади значения диаметра добычной скважины при ее теплопроизводительности 80 ГДж/ч.

Температура добытого теплоносителя, *°С*: t160 - *160;* t170 - *170;* t180 - *180;* t190 - *190*

Малая полуось эллиптической трещины гидроразрыва определяет площадь теплообменной поверхности, т. е. радикально влияет на срок службы ГЦС, характер изменения температуры циркулирующего теплоносителя, его расход и тем самым теплопроизводительность системы. В экономическом отношении предмет оптимизации составляют два основных фактора: с одной стороны, капиталовложения, определяющие амортизируемые фонды и нормативную добавку к себестоимости при формировании приведенных затрат; с другой, - срок службы в заданном режиме эксплуатации, от которого при его значениях меньше 15-20 лет зависит норма амортизационных отчислений. Кроме рассмотренных положений следует учитывать и технические ограничения по размерам трещин. Опыт создания таких трещин весьма невелик. Целесообразные границы оптимизации составляют 200-500 м, рекомендуемый размер – 300-400 м.

Количество трещин гидроразрыва в единичном модуле (две скважины), так же, как и размер трещины, обусловливает суммарную поверхность теплообмена ГЦС и характеризуется аналогичными функциональными связями с управляющими и выходными параметрами. Выполненные оптимизационные

расчеты показывают, что для промышленных ГЦС модуль должен включать от 4 до 10 трещин.

Расстояние между трещинами определяется границей их теплового взаимодействия и техническими возможностями образования не пересекающихся между собой трещин. Минимизация этого расстояния уменьшает длину наклонного интервала скважин и тем самым снижает фондоемкость ГЦС, но в то же время приводит к сокращению срока эксплуатации, т. е. росту выплат кредита и процентной ставки по СГТ. По результатам оптимизации можно рекомендовать расстояние между трещинами в 50—100 м.

Размер зоны теплоотбора, т. е. объем пород с содержащимся в них флюидом, вовлеченных в процесс теплообмена при добыче геотермальной энергии, зависит от срока эксплуатации в заданном температурном режиме и теплопроизводительности ГЦС. В естественных коллекторах зона теплоотбора, как правило, ограничивается расстояниями между нагнетательными и добычными скважинами, мощностью проницаемой толщи пород и расстоянием распространения температурного возмущения в окружающем коллектор массиве.

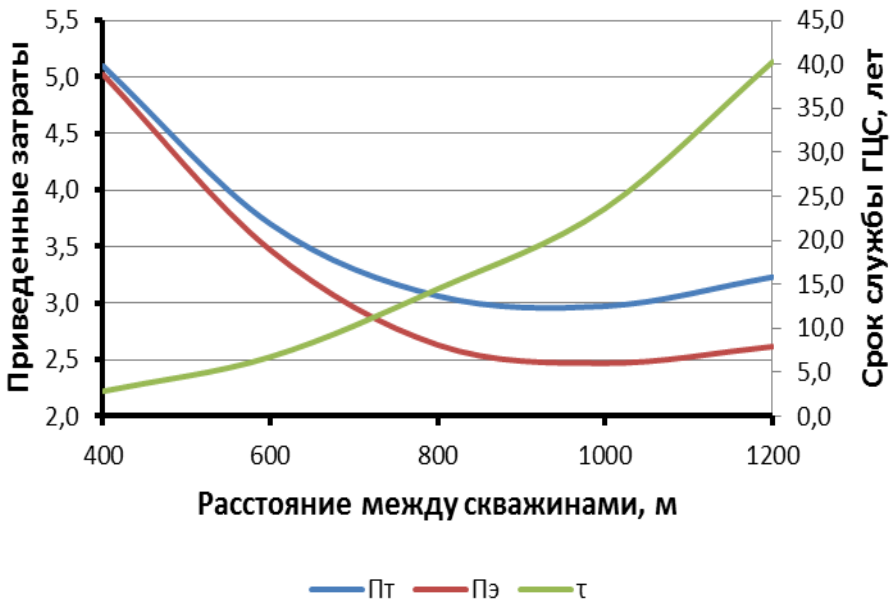


Рис. 10.4. Зависимость показателей ГЦС от расстояния между скважинами в условиях одного из районов Дагестанской АССР.

Пт, Пэ - приведенные затраты соответственно: на добычу теплоты недр, руб./4,19 ГДж и на выработку электроэнергии, коп./кВт.ч; τ- срок службы ГЦС

В искусственных коллекторах зона теплоотбора формируется трещинами гидроразрыва с учетом расстояний действия теплового дренажа из

окружающих горных пород. Срок службы определяет размер выплат кредита и процентной ставки по СГТ, а от теплопроизводительности зависит необходимый расход теплоносителя, циркулирующего в системе, т. е. затраты на электроэнергию. Кроме того, для ГЦС с естественным коллектором от размера зоны теплоотбора зависят капиталовложения в строительство теплотрасс и расходы на электроэнергию по транспортировке теплоносителя. Для мощности естественного коллектора 100—150 м и глубины залегания около 5 км оптимизационная оценка представлена на рисунке 10.4. В укрупненных расчетах объем зоны теплоотбора для ГЦС с естественными коллекторами составляет 20-100 млн. м^3, а с трещинами гидроразрыва - 50—500 млн. м^3.

10.2.3. Оптимизация технологических параметров

Основной технологический параметр ГЦС – теплопроизводительность, должна рассматриваться в двух аспектах: выбор оптимальной тепловой нагрузки на эксплуатационную скважину и определение оптимальной теплопроизводительности горнодобывающего предприятия по разработке месторождения.

Тепловая нагрузка на скважину характеризует удельные затраты на добычу теплоты. При ее увеличении они снижаются, однако в эксплуатационных расходах растут затраты на электроэнергию и либо повышаются капиталовложения на теплотрассы, если раздвигается сетка скважин, либо уменьшается срок службы и тогда возрастают выплаты кредита и процентной ставки по СГТ. Область оптимальных значений, кроме того, существенно зависит от температуры теплоносителя и глубины зоны теплоотбора. В весьма укрупненных оценках для градиента 2,5-3,5 °С/100 м и температуры воды 90-110 °С эту область можно принимать: при глубине зоны теплоотбора 2-3 км – 40-60 ГДж/ч, 3-4 км – 60-100 ГДж/ч, 4-5 км - 100-150 ГДж/ч.

Суммарная теплопроизводительность горного предприятия, эксплуатирующего геотермальное месторождение, существенно зависит от запасов тепловой энергии. Эта, казалось бы, тривиальная истина не является общепризнанной, особенно при разработке гидротермальных месторождений. Значение суммарной теплопроизводительности предприятия должно оптимизироваться для каждого конкретного месторождения. В частности, для Ачису, представляющего собой вытянутую локализованную зону длиной 8-10, шириной 1-2 км и мощностью 50-150 м, оптимальная теплопроизводительность находилась в границах 200-400 ГДж/ч. Для таких месторождений, как Тарумовское или Центральное, она ограничивалась в основном длиной и

диаметром магистральных теплотрасс и составляла 50-300 МВт, т. е. 1-8 тыс. ГДж/ч.

Следует напомнить, что теплопроизводительность является директивным параметром и зачастую может просто задаваться потребителем. Тем не менее, при проектировании должны учитываться оптимальные ее значения с учетом совместного функционирования ГЦС и потребителей.

Температура воды, подаваемой потребителю, является директивным параметром. В системе геотермального теплоснабжения (СГТ), принципиальная схема которой изображена на рис. 10.5, эта температура может быть выражена (10.5):

$$t = t_к - \Delta t_{т.м} + \Delta_д;\ t_к = W_г(t_{г.т} - t_{г.о})/W + t_{о.т};$$
$$t_{г.т} = t_{г.к} - \Delta t_с - \Delta t_{т.в};\ t_{г.к} = \theta(t_п - t_о) + t_о, \qquad (10.5)$$

где $t_к$, $t_{о.т}$ - температура нагреваемой сетевой воды на выходе из теплообменника (конечная в ГЦС) и входе в него, °С; $t_{г.т}$, $t_{г.о}$, $t_о$, $t_{г.к}$ - температура греющего теплоносителя на входе в теплообменник, выходе из него, входе и выходе из геотермального коллектора; $t_п$ - средняя температура пород геотермального коллектора; $\Delta t_д$ - перепад температур при догреве теплоносителя топливной котельной, тепловым насосом и др.; $\Delta t_с$, $\Delta t_{т.м}$, $\Delta t_{т.в}$ - потери температурного потенциала соответственно в добычной скважине, горячих нитках теплотрасс магистральной и внутренней разводки; θ - задаваемая безразмерная температура; $W_г$ - расход греющего геотермального теплоносителя, циркулирующего в ГЦС (внутреннем контуре СГТ), м^3/с; W - расход сетевой воды во внешнем контуре СГТ.

В отличие от традиционных тепловых установок на топливе в ГЦС температурный потенциал имеет потребительную стоимость. Чем выше задаваемая температура воды на выходе из ГЦС, тем глубже размещение зоны теплоотбора, больше объем бурения и дороже строительство системы (см. рис. 8.7). С другой стороны, повышение температуры ведет к снижению расхода воды (при заданном значении теплопроизводительности), т.е. уменьшению затрат на электроэнергию. Для приближенных расчетов в 70-тых, 80-тых годах XX века в районах европейской части СССР с различными геотермическими условиями в качестве рекомендуемых температур подаваемой потребителю воды без догрева можно было пользоваться значениями, оптимизированными по приведенным затратам на 1 ГДж (без учета магистральных теплотрасс) при температуре сбросной воды 20-40 °С (рис. 10.6).

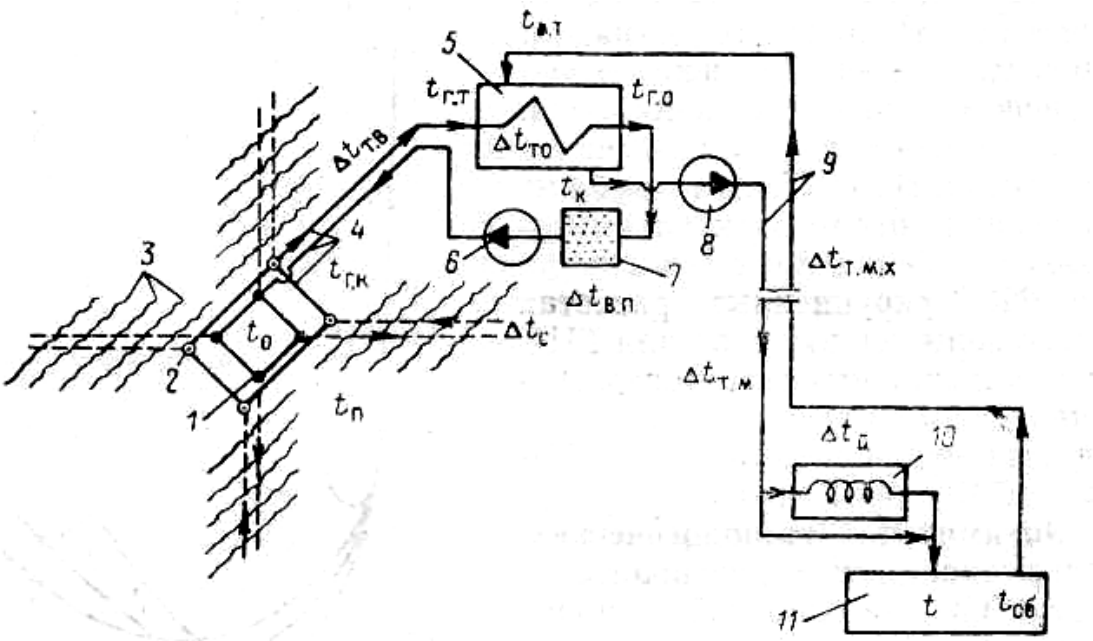


Рис. 10.5. Технологическая схема СГТ с искусственным коллектором и догревом теплоносителя в котельной.

1, 2 - нагнетательные и добычные скважины; *3* - трещины гидроразрыва; *4* - теплотрассы внутренней разводки; *5* - теплообменник; *6* - нагнетательный насос внутреннего контура; 7 - комплекс водоочистки и водоподготовки; *8* - насос внешнего контура;
9 - магистральные теплотрассы; *10* - догревающая установка (котельная, термотрансформаторы);
11 - потребитель

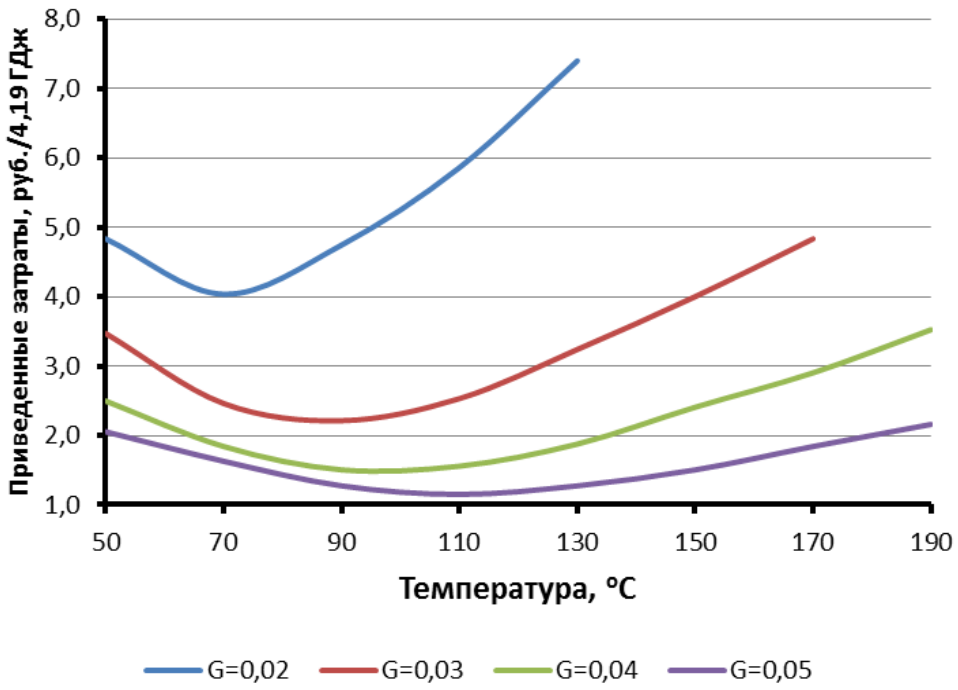


Рис. 10.6. Оптимизированные по приведенным затратам значения температуры геотермального теплоносителя на входе потребителя с постоянной годовой нагрузкой (без учета магистральных теплотрасс).

Геотермический градиент, °С/м: G=0,02; G=0,03; G=0,04; G=0,05

Температура сетевой воды в обратном трубопроводе (на сбросе) задается потребителем в соответствии с температурным режимом его теплоснабжения. Причем если температура поступающей сетевой воды может изменяться путем ее догрева, то температура сбрасываемой воды обычно жестко регламентируется принятым температурным графиком и для ее снижения, как правило, необходим ввод в систему нового потребителя, утилизирующего низкопотенциальный теплоноситель. Она определяет (10.6) температуру сетевой обратной воды на входе в теплообменник $t_{о.т}$, геотермального греющего теплоносителя на выходе из теплообменника $t_{г.о}$ и на входе в породный коллектор t_0:

$$t_{сб} = t_{о.т} + \Delta t_{т.м.х}; \quad t_{о.т} = t_{г.о} - \Delta t_{то}; \quad t_{г.о} = t_о - \Delta t_{в.п} + \Delta t_с, \qquad (10.6)$$

где $\Delta t_{то}$ - перепад температур в теплообменнике; $\Delta t_{т.м.х}$, $\Delta t_{в.п}$ - потери потенциала в холодной нитке магистральной теплотрассы и в холодной ветви внутреннего контура: системе водоподготовки (водоочистки), насосной, теплотрассе и др.; $\Delta t_с$— нагрев теплоносителя в нагнетательной скважине.

Чем ниже температура сетевой воды на сбросе, тем выше срабатываемый потребителем потенциал, т. е. выше теплосодержание используемой воды, а значит меньше дебит скважин, больше извлекаемые запасы месторождения и срок его эксплуатации. В экономическом отношении увеличение температуры сбросной воды влечет за собой ухудшение показателей работы ГЦС, так как вызывает необходимость в повышении диаметра скважин и теплотрасс, дополнительных затратах на электроэнергию в связи с ростом потерь напора и т. д. Поэтому, одна из главных задач освоения геотермальных ресурсов состоит в целесообразной комплексации высоко-, средне- и низкотемпературных потребителей и общем снижении используемых температур.

Применение догрева или термотрансформации геотермального теплоносителя во многих случаях может обеспечить высокий потенциал у потребителя при низких или средних его значениях на выходе из ГЦС. Целесообразность догрева определяется соотношением затрат на повышение температурного потенциала при добыче теплоты недр и при использовании топливной котельной или термотрансформатора. Чем выше геотермический градиент или температура пород продуктивного горизонта, тем меньше экономическая эффективность догрева. Наиболее необходим он при сравнительно низких градиентах - до 3 °С/100 м, или температурах пород естественных коллекторов до 100 °С, особенно для потребителей с переменным режимом температур (жилищно-коммунальное, теплично-парниковое и другое теплоснабжение), где для покрытия высокотемпературных нагрузок,

занимающих зачастую в годовом потреблении всего от 10 до 30%, нецелесообразно чрезмерно заглублять ГЦС.

10.2.4. Рекомендации по экспресс-оценке экономических показателей в укрупненных прогнозах и проектных расчетах по освоению тепловых ресурсов недр

В предпроектных работах, планировании и прогнозировании извлечения и использования тепла Земли существует необходимость быстрого получения информации по экономике этого производства. Достаточно надежный и достоверный результат обеспечивает аппарат экономико-математического моделирования, однако, при большом объеме необходимой информации, например, для оценки геотермальных ресурсов на территории СССР и России, сопоставительных оценок при текущем планировании либо укрупненном прогнозировании, целесообразно располагать экспресс-методами определения экономических показателей работы ГЦС и предельных по экономике добычи тепла природных и технических условий их строительства.

Автором в 70-тые годы XX века разработаны графо-аналитический и аналитический методы определения укрупненных значений приведенных затрат и предельных значений природных и технических условий, обеспечивающих, по расценкам и нормативам того времени, экономическую конкурентоспособность производства геотермальной энергии.

К основным природным факторам, оказывающим наибольшее влияние на технико-экономические показатели работы ГЦС с естественными коллекторами, следует отнести: проницаемость коллектора, его мощность (их произведение — водопроводимость), глубину залегания, температуру пород, величины пластового и избыточного давления, минерализацию вод, характеристику вышележащих пород по буримости и условия крепления скважин.

Водопроводимость коллектора определяет потери давления при движении теплоносителя от нагнетательной до добычной скважины, а, следовательно, расходы на его прокачку по зоне фильтрации. Расходы на электроэнергию, зависящие от водопроводимости естественного коллектора, при различных значениях температур (70-150 °С), диаметров скважин (0,15-0,3 м), соотношений расстояний между ними (2; 1,5; 0,5) и расходов теплоносителя ($W_г$ от 100 до 500 м^3/ч) могут составлять от 0,15 до 0,75 руб./ГДж. Поэтому максимальные потери давления в зоне фильтрации не должны быть выше области 5-35 МПа. Отсюда минимально допустимые для средних условий значения водопроводимости $\xi_в$ продуктивных пластов можно ограничивать по полученной закономерности (10.7):

$$\zeta_в = 50 \cdot 10^{-15} W_г, м^2 \qquad (10.7)$$

Коэффициент 50 может меняться в широких границах, от 4 до 90. При этом снижение допустимых затрат на электроэнергию, температуры коллектора, диаметров скважин и соотношений расстояний между ними соответствует уменьшению значений коэффициента, т. е. приближает его к 4, что существенно повышает требования к водопроводимости коллектора.

Мощность коллектора оказывает решающее влияние на теплопроизводительность системы и срок ее эксплуатации. При работе ГЦС в режиме жилищно-коммунального теплоснабжения в течение 25-30 лет минимально допустимая мощность коллектора может быть определена по рекомендуемой зависимости (10.8):

$$h \geq 1{,}25 \cdot 10^5 (W_г / S_{к.с}), \qquad (10.8)$$

где $S_{К.С}$ - площадь коллектора, приходящаяся на одну пару разноименных скважин, м^2. Коэффициент 1,25 меняется в диапазоне 0,75-1,75. Он растет с увеличением периода работы ГЦС в году (средний - 5 тыс. ч/год), уменьшением кондуктивного теплопритока в зону теплоотбора и теплоемкости слагающих ее пород.

Для проведения экспертных оценок пригодности природных коллекторов ***по температуре пород*** в зависимости от глубины их залегания можно рекомендовать следующую закономерность (10.9):

$$t_п \geq 7H^2 - 25H + 106. \qquad (10.9)$$

При известной глубине коллектора *H* (например, 3,7 км) минимально допустимая температура пород не должна быть ниже 109 °С, а граничные ее значения, в соответствии с принятыми диапазонами исходных данных (расход теплоносителя – 100-400 м^3/ч, температура сброса – 40-70 °С, продолжительность работы – 3-6 тыс. ч/год, приведенные затраты на производство теплоты альтернативной котельной - 5 руб./ГДж), имеют существенный разброс (65-130 °С).

Пластовое и избыточное давление флюида играет решающую роль при разработке неограниченных пластов рядной системой, так как определяет дебит добычных скважин. Если коллектор гидравлически замкнут или применяется

площадная схема размещения скважин, то недостаточное избыточное давление может компенсироваться нагнетательным или откачивающим насосом.

Таким образом, при последовательном рассмотрении влияния главных природных факторов: водопроводимости коллектора, его мощности, глубины залегания и температуры пород - может быть принято предварительное решение о целесообразности разработки геотермального месторождения и необходимости выполнения следующей стадии оценочных и обосновывающих работ - имитационного экономико-математического моделирования [32].

К основным природным факторам, определяющим технико-экономические показатели ***ГЦС с искусственным коллектором*** в виде трещин гидроразрыва, относятся: геотермический градиент, состояние и характеристика пород на глубине предполагаемой зоны фильтрации и по всему разрезу.

Отличительной особенностью оценки влияния природных условий на экономические показатели работы ГЦС с искусственным коллектором является другой принцип подхода к экспертному решению вопроса о существовании геотермального месторождения и целесообразности его разработки. Разница состоит в том, что с учетом термотрансформации или догрева добыча теплоты недр по этой технологии возможна повсеместно (за исключением участков, запрещенных для разработки по геологическим, рельефным, природоохранным, объектозащитным и другим условиям), т. е. природные условия определяют меру экономической эффективности разработки месторождения в соответствии с основными требованиями обязательно присутствующего потребителя.

На базе имитационного экономико-математического моделирования с учетом расценок и нормативов 70-тых, 80-тых годов, получено выражение (10.10), функционально связывающее экономический критерий -приведенные затраты П, с природными условиями: геотермическим градиентом - *G*, определяющим глубину образования искусственного коллектора - *H* (км), и усредненной буримостью пород - ψ, а также директивными технологическими условиями потребителя: температурой теплоносителя на входе - $t_{о.т}$ и выходе - $t_к$ из ГЦС, режимом ее эксплуатации - k_τ, и воздействием региональной экономики: районным коэффициентом сметных надбавок - φ:

$$\Pi = \kappa_\tau \, \kappa_\varphi \, \kappa_\psi \, (4t_к^{-0,9} H^2 - 0{,}15 t_к^{-1,7} H + 445 t_к^{-1,6}), \qquad (10.10)$$

где $\kappa_\tau = [8760\,(t_к - 30)] / \sum \tau_i (t_{кi} - t_{o.mi})]$; $\kappa_\varphi = 0{,}3 + 0{,}7\varphi$; $\kappa_\psi = 0{,}45 + 0{,}55\psi$;

τ_i – условно дискретный i - й период теплоснабжения с постоянной температурой поступающего потребителю $t_{кi}$ и сбрасываемого $t_{о.тi}$ теплоносителя.

Для условий европейской части СССР была построена диаграмма (рис. 10.7), позволяющая на уровне экспертной оценки 70-тых, 80-тых годов рассматривать экономическую целесообразность строительства ГЦС в соответствии с природными условиями геотермального месторождения и параметрами потребителя.

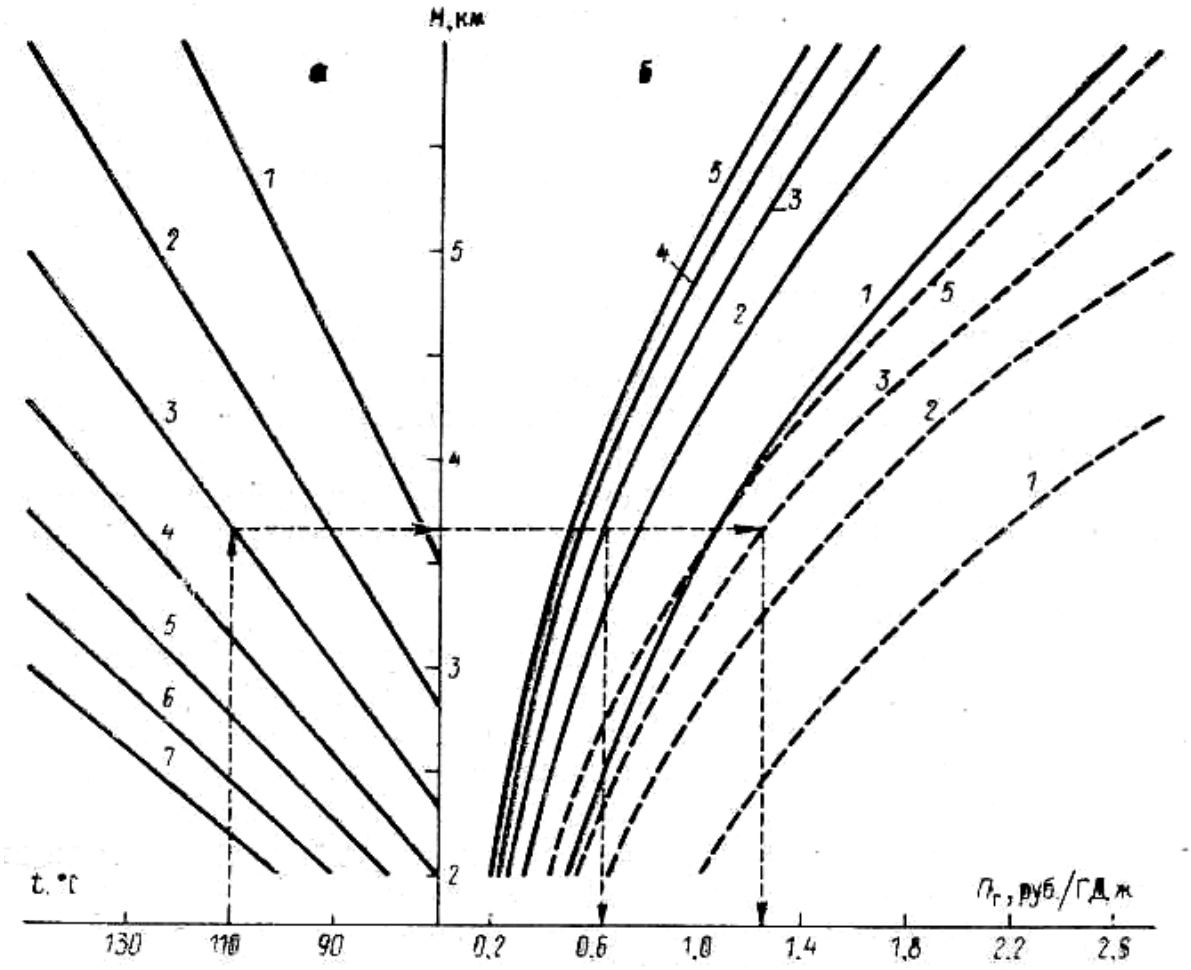


Рис. 10.7. Определение глубины (*H*) образования искусственного коллектора ГЦС и приведенных затрат ($П_г$) на добычу теплоты недр в европейской части СССР при заданной потребителем температуре теплоносителя *(t)*, различных значениях геотермического градиента и коэффициенте режима эксплуатации, равном 1,0 (сплошная) и 0,5 (пунктир).

а - геотермический градиент, °С/м: 1 - 0,02; 2 - 0,025; 3 - 0,03; 4 - 0,035; 5 - 0,04; 6 -0,045; 7 - 0,05.

б - заданная потребителем температура, °С: 1 - 70; 2 - 90; 3 - 110; 4 - 130; 5 - 150

10.3. ПРИМЕР РАСЧЕТА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И ПАРАМЕТРОВ ОПЫТНОЙ ДАГЕСТАНСКОЙ ГЕОТЭС

Принципиальные положения оценки пригодности и адекватности модели рассмотрены в подразделе 10.1. Ниже приводится пример контрольного (отладочного) расчета по функциональным уравнениям, слагающим тело модели. При оптимизации параметров ГЦС в качестве управляющих переменных обычно выступают директивные и искомые функциональные параметры (см. 10.2). В задачах получения релевантной (необходимой) информации по экономике добычи геотермальной энергии управляющими переменными служат природные, технологические и экономические условия строительства и эксплуатации ГЦС. В рассматриваемом примере они все включены в группу исходных данных (табл. 10.1), поскольку ИЭММ «Дагестанская ГеоТЭС» может легко трансформироваться для выполнения как первой, так и второй главных задач оптимизации ГЦС (см. раздел 10).

Таблица 10.1.

Исходные данные к расчету геотермальной циркуляционной системы для опытной Дагестанской ГеоТЭС на 10 МВт

№ п. п.	Исходные данные	Индекс	Значение
	1. Управляющие переменные		
1.	Теплопроизводительность диполя, ГДж/ч	Q	36*4,19
2.	Расстояние между скважинами, м	l	800
3.	Диаметр скважины, м	d_c	0,196
4.	Температура теплоносителя на выходе из геотермального коллектора, °С	$t_{г.к}$	185
5.	Те же на входе в него, °С	$t_о$	60
	2. Внешние условия и константы		
1.	Динамическая вязкость пластового флюида, Па • с	$\mu_п$	$1,85*10^{-4}$
2.	Те же сбросного геотермального теплоносителя, Па*с	$\mu_х$	$6,89*10^{-4}$
3.	Коэффициент, учитывающий кальматацию скважин	$\varphi_к$	2
4.	Коэффициент снижения водопроводимости	$\varphi_в$	4
5.	Мощность коллектора, м	h	257
6.	Проницаемость пород коллектора, $м^2$	ξ	$2,5*10^{-13}$
7.	Глубина залегания коллектора, м	H	5000
8.	Пластовое давление, Па	$P_{пл}$	$61*10^6$
9.	Плотность теплоносителя на входе в коллектор (при 60 °С), $кг/м^3$	$\rho_х$	1133

№ п. п.	Исходные данные	Индекс	Значение
10.	То же на выходе из коллектора (при 185 *С), кг/м^3	$\rho_г$	1043
11.	То же пород коллектора, кг/м^3	$\rho_п$	2650
12.	То же вмещающих пород, кг/м^3	$\rho_{п.в}$	2700
13.	Удельная теплоемкость теплоносителя, Дж/кг*°С	$C_в$	4,19*10^3
14.	То же пород коллектора, Дж/кг •°С	$C_п$	1200
15.	То же вмещающих пород, Дж/кг*°С	$C_{п.в}$	1230
16.	Температура пород коллектора (средняя), °С	$t_п$	190
17.	Ускорение свободного падения, м/с^2	g	9,81
18.	Коэффициент эффективной шероховатости труб	$k_{эф}$	0,12
19.	Давление вскипания, Па	$P_{вс}$	1,3*10^6
20.	Теплопроводность пород коллектора, Вт/м • °С	$\lambda_п$	4
21.	То же вмещающих пород, Вт/м*°С	$\lambda_{п.в}$	2,6
22.	Теплопроводность теплоносителя, Вт/м •°С	$\lambda_в$	0,66
23.	Пористость пород коллектора	т	0,12
24.	Годовая продолжительность работы, ч/год	$\tau_г$	7760
25.	Районный коэффициент удорожания сметной стоимости	φ	1
26.	Коэффициент, учитывающий крепость пород	ψ	0,8
27.	Коэффициент, учитывающий изменение цен	$\alpha_ц$	1,3
28.	Коэффициент назначения скважины	$\alpha_н$	1,2
29.	Планируемая установленная мощность ГеоТЭС, МВт	$N_э$	10
30.	Удельная выработка электроэнергии, кВт*ч/м^3	$N_{уд}$	11,3
31.	Коэффициент технического и экономического резерва на скважины	$\psi_р$	1,2
32.	Коэффициент, учитывающий необходимость в специальных сталях и оборудовании	β	110
33.	Число насосных станций	$n_{нас}$	1
34.	Удельные капиталовложения на строительство электростанций, руб./кВт	$K_{у.э}$	800
35.	Заработная плата рабочего ГЦС, руб./год	z	2400
36.	К.п.д. насоса	$\eta_н$	0,75
37.	К.п.д. передачи	$\eta_п$	0,9
38.	Нормативный коэффициент эффективности капиталовложений	E	0,12
39.	Собственные нужды опытной ГеоТЭС без учета подземного контура	$\eta_э$	0,11

Контрольный расчет ГЦС для опытного участка ГеоТЭС выполнен в последовательности алгоритма, составленного по блокам этой ИЭММ. В соответствии с результатами аналитических и экспериментальных исследований в области физических процессов технологии добычи теплоты недр и совершенствования структуры н содержания экономического аппарата

оценки этих процессов, данная ИЭММ неоднократно перестраивалась. Это отвечало и дополнительной информации по изменению природных условий, полученной в результате строительства первых скважин для опытной Дагестанской ГеоТЭС.

1. Блок расчета гидродинамических процессов [10]

1. Фильтрационное сопротивление призабойной зоны нагнетательной скважины:

$$\omega_н = \frac{\mu_x \varphi_к}{\pi h \zeta} \ln \frac{2l}{\pi d_c} = \frac{6{,}89 \cdot 10^{-4} \cdot 2}{3{,}14 \cdot 257 \cdot 2{,}5 \cdot 10^{-13}} = 5{,}37 \cdot 10^7 \; кг/(м^4 \cdot с)$$

2. То же добычной (водоподъемной) скважины:

$$\omega_д = \frac{\omega_н \mu_п}{\mu_x} \varphi_в = \frac{5{,}37 \cdot 10^7 \cdot 1{,}85 \cdot 10^{-4}}{6{,}89 \cdot 10^{-4}} \cdot 4 = 5{,}76 \cdot 10^7 \; кг/(м^4 \cdot с)$$

3. Фильтрационное сопротивление пласта:

$$\Omega = \frac{\mu_п + \mu_x}{2h\zeta} \varphi_в = \frac{1{,}85 \cdot 10^{-4} + 6{,}89 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot 257 \cdot 2{,}5 \cdot 10^{-13}} \cdot 4 = 2{,}72 \cdot 10^7 \; кг/(м^4 \cdot с)$$

4. Давление гидроразрыва:

$$P_{гр} = 0{,}83 \cdot 10^4 \; H + 0{,}66 \cdot P_{пл} = 0{,}83 \cdot 10^4 \cdot 5000 + 0{,}66 \cdot 61 \cdot 10^6 = 81{,}76 \cdot 10^6 \; Па$$

5. Критическое давление:

$$P_{кр} = 0{,}8 P_{гр} = 0{,}8 \cdot 81{,}76 \cdot 10^6 = 65{,}41 \cdot 10^6 \; Па$$

6. Максимально допустимая репрессия на пласт:

$$[P_p] = P_{кр} - P_{пл} = 65{,}41 \cdot 10^6 - 61 \cdot 10^6 = 4{,}41 \cdot 10^6 \; Па$$

7. Минимально допустимая депрессия на пласт:

$$[P_д] = 0{,}15 P_{пл} = 0{,}15 \cdot 61 \cdot 10^6 = 9{,}15 \cdot 10^6 \; Па$$

8. Предельный расход воды через добычную скважину по максимальной репрессии:

$$[W_p] = \frac{[P_p] \delta_x}{\omega_н \rho_г} = \frac{4{,}41 \cdot 10^6 \cdot 1133}{0{,}537 \cdot 10^8 \cdot 1043} = 8{,}92 \cdot 10^{-2} \; м^3/с$$

---

[10] Блок разработан с учетом расчетной схемы Ю.М. Парийского

9. Средний расход циркулирующего теплоносителя за весь период работы ГЦС:

$$W_г = \frac{10^6 Q}{\rho_г c_в (t_п + t_{г.к} - 2t_о)1{,}8} = \frac{10^6 \cdot 36 \cdot 4{,}19}{1043 \cdot 4{,}19 \cdot 10^3 (190 + 185 - 2 \cdot 60) \cdot 1{,}8} = 7{,}52 \cdot 10^{-2}\ м^3/с$$

10. Если $W_г \le [W_р]$, то 11, иначе уменьшение Q (так как $7{,}52*10^{-2} < 8{,}92*10^{-2}$, то 11)

11. Предельный расход воды через добычную скважину по минимальной депрессии:

$$[W_д] = \frac{4[P_д]}{4\omega_д + 3\Omega} = \frac{4 \cdot 9{,}15 \cdot 10^6}{4 \cdot 5{,}76 \cdot 10^7 + 3 \cdot 2{,}72 \cdot 10^7} = 1{,}17 \cdot 10^{-1}\ м^3/с$$

12. Если $W_г \le [W_д]$, то 13, иначе уменьшение Q (так как $7{,}52*10^{-2} < 1{,}17*10^{-1}$, то 13)

13. Избыточное давление в добычной скважине:

$$P_{из} = P_{пл} - \rho_г\, g\, H = 61 \cdot 10^6 - 1043 \cdot 9{,}81 \cdot 5000 = 9{,}84 \cdot 10^6\ Па$$

14. Коэффициент гидравлического трения в скважине:

$$\lambda_c = 0{,}11 (k_{эф} / 10^3 d_c)^{0{,}25} = 0{,}11 \cdot (0{,}12 / 10^3 \cdot 0{,}196)^{0{,}25} = 1{,}73 \cdot 10^{-2}$$

15. Гидравлическое сопротивление добычной скважины:

$$\alpha_д = 8\lambda_c \frac{H \rho_г}{\pi^2 d_c^5} = 8 \cdot 1{,}73^{-2} \frac{5000 \cdot 1043}{3{,}14^2 \cdot 0{,}196^5} = 2{,}53 \cdot 10^8\ кг/(м^4 \cdot с)$$

16. Предельный расход теплоносителя через добычную скважину по условию давления вскипания на устье:

$$[W_{д.у}] = [-(\omega_д + 0{,}75\Omega) + \sqrt{(\omega_д + 0{,}75\Omega)^2 - 4\alpha_д (P_{вс} - P_{из})}\,] / 2\alpha_д =$$
$$= [-(5{,}76 \cdot 10^7 + 0{,}75 \cdot 2{,}72 \cdot 10^7) + \sqrt{(5{,}76 \cdot 10^7 + 0{,}75 \cdot 2{,}72 \cdot 10^7)^2 - 4 \cdot 2{,}53 \cdot 10^8 (1{,}3 \cdot 10^6 - 9{,}84 \cdot 10^6)}\,] /$$
$$/(2 \cdot 2{,}53 \cdot 10^8) = 8{,}57 \cdot 10^{-2}\ м^3/с$$

17. Если $W_г \le [W_{д.у}]$, то 18, иначе уменьшение Q (так как $7{,}52*10^{-2} < 8{,}57*10^{-2}$, то 18)

18. Потери давления в добычной скважине:

$$\Delta P_д = \alpha_д W^2 = 2{,}53 \cdot 10^8 \cdot (7{,}52 \cdot 10^{-2})^2 = 1{,}43 \cdot 10^6\ Па$$

19. Потери давления в коллекторе:

$$\Delta P_к = (\omega_д + 0{,}75\Omega) W_г = (5{,}76 \cdot 10^7 + 0{,}75 \cdot 2{,}72 \cdot 10^7) \cdot 7{,}52 \cdot 10^{-2} = 5{,}87 \cdot 10^6\ Па$$

20. Давление на устье добычной скважины:

$$P_у = P_{из} - \Delta P_д - \Delta P_к = 9{,}84 \cdot 10^6 - 1{,}43 \cdot 10^6 - 5{,}87 \cdot 10^6 = 2{,}54 \cdot 10^6\ Па$$

21. Расход воды через нагнетательную скважину:

$$W_{н.с} = W_г\,\rho_г / \rho_х = 7{,}52 \cdot 10^{-2} \cdot 1043 / 1133 = 6{,}92 \cdot 10^{-2}\ м^3 / с$$

22. Потери давления в нагнетательной скважине:

$$\Delta P_{н.с} = 8\lambda_с \frac{H\,\rho_х}{\pi^2 d_с^5} W_{н.с}^2 = 8 \cdot 1{,}73 \cdot 10^{-2} \frac{5000 \cdot 1133}{3{,}14^2 \cdot 0{,}196^5} \cdot 6{,}92 \cdot 10^{-2} = 1{,}32 \cdot 10^6\ Па$$

23. Потери давления в призабойной зоне нагнетательной скважины:

$$\Delta P_{н.з} = \omega_н W_{н.с} = 5{,}37 \cdot 10^7 \cdot 6{,}92 \cdot 10^{-2} = 3{,}72 \cdot 10^6\ Па$$

24. Давление нагнетания:

$$P_н = P_{пл} + \Delta P_{н.з} + \Delta P_{н.с} - \rho_х\, g\, H = 61 \cdot 10^6 + 3{,}72 \cdot 10^6 + 1{,}32 \cdot 10^6 -$$
$$- 1133 \cdot 9{,}81 \cdot 5000 = 10{,}46 \cdot 10^6\ Па$$

25. Давление, развиваемое насосом:

$$P = P_н - P_у + 1{,}1 P_{вс} = 10{,}46 \cdot 10^6 - 2{,}54 \cdot 10^6 + 1{,}1 \cdot 1{,}3 \cdot 10^6 = 9{,}35 \cdot 10^6\ Па$$

2. Блок расчета процессов теплообмена [11]

26. Безразмерная относительная температура:

$$\Theta = (t_{г.к} - t_о) / (t_п - t_о) = (185 - 60) / (190 - 60) = 0{,}96$$

27. Приведенный расход термальной воды через зону теплоотбора:

$$W_п = (W_д + W_{н.с}) / 2h = (7{,}52 \cdot 10^{-2} + 6{,}92 \cdot 10^{-2}) / 2 \cdot 257 = 2{,}81 \cdot 10^{-4}\ м^2 / с$$

28. Эффективная теплопроводность пород коллектора:

$$\lambda_к = [\lambda_п (1 - m) + \lambda_в\, m] = 4 \cdot (1 - 0{,}12) + 0{,}66 \cdot 0{,}12 = 3{,}6\ Вт / (м \cdot {}^oC)$$

29. Средняя плотность теплоносителя в коллекторе:

$$\rho_с = 0{,}5 (\rho_г + \rho_х) = 0{,}5 \cdot (1043 + 1133) = 1088\ кг / м^3$$

30. Эффективная объемная теплоемкость пород коллектора:

$$c_к = c_п\, \rho_п (1 - m) + c_в\, m = 1200 \cdot 2650 \cdot (1 - 0{,}12) + 4{,}19 \cdot 10^3 \cdot 1088 \cdot 0{,}12 =$$
$$= 3{,}35 \cdot 10^6\ Дж / (м^3 \cdot {}^oC)$$

31. Эффективная температуропроводность пород коллектора:

$$\alpha_к = \lambda_к / c_к = 3{,}6 / (3{,}35 \cdot 10^6) = 1{,}08 \cdot 10^{-6}\ м^3 / с$$

---

[11] Разработан на основе математического моделирования, выполненного Е.Л. Артемьевой

32. Приведенный критерий Пекле:

$$Pe = W_n / \alpha_к = 2{,}81 \cdot 10^{-4} / (1{,}08 \cdot 10^{-6}) = 2{,}61 \cdot 10^{-3}$$

33. Безразмерный комплекс:

$$P_\mu = (t_n - t_o) / t_o \; Pe = (190 - 60) / 60 \cdot 2{,}61 \cdot 10^{-3} = 8{,}3 \cdot 10^{-3}$$

34. Если $10^{-3} \le P_\mu \le 10^{-1}$, то 35, иначе изменение Q (так как $10^{-3} < 8{,}3*10^{-1}$, то 35)

35. Критерий Ф:

$$\Phi = \frac{2\sqrt{\lambda_{п.в}\, c_{п.в}\, \rho_{п.в}\, l}}{c_к\, h \sqrt{\pi W_n}} = \frac{2 \cdot \sqrt{2{,}6 \cdot 1230 \cdot 2700 \cdot 800}}{3{,}35 \cdot 10^6 \cdot 257 \cdot \sqrt{3{,}14 \cdot 2{,}81 \cdot 10^{-4}}} = 0{,}184$$

36. Если Ф<0,01, то 37, иначе 38 (так как 0,184>0,01, то 38)

37. Безразмерное время без учета кондуктивного теплопритока:

$$\vec{\tau} = 1{,}18 \ln(0{,}9\,\Theta)(10^3\, P_\mu)^{0,2}$$

38. Если $P_\mu \le 1{,}4*10^{-2}$, то 39, иначе 40 (так как $8{,}3*10^{-3} < 1{,}4*10^{-2}$, то 39)

39. Комплекс *d:*

$$d = 1{,}2 + 35\, P_\mu = 1{,}2 + 35 \cdot 0{,}83 \cdot 10^{-2} = 1{,}49$$

40. $d = 1{,}6 + 10\, P_\mu$

41. Комплекс m_i:

$$m_i = 0{,}8(10^3\, P_\mu)^{-0,28} = 0{,}8 \cdot (10^3 \cdot 0{,}83 \cdot 10^{-2})^{-0,28} = 0{,}442$$

42. Комплекс *a*:

$$a = 1{,}1 - P_\mu = 1{,}1 - 0{,}83 \cdot 10^{-2} = 1{,}092$$

43. Безразмерное время эксплуатации:

$$\vec{\tau} = -\frac{\ln(\Theta / a)}{m_i \exp(-d\,\Phi)} = -\frac{\ln(0{,}96 / 1{,}092}{0{,}442 \cdot \exp(-1{,}49 \cdot 0{,}184)} = 0{,}377$$

44. Срок эксплуатации диполя:

$$\tau = \frac{\vec{\tau}\, l^2}{3600 W_n\, \tau_г} = \frac{0{,}377 \cdot 800^2}{3600 \cdot 2{,}81 \cdot 10^{-4} \cdot 7760} = 31{,}11 \textit{года}$$

3. Блок определения капиталовложений на строительство ГЦС

45. Себестоимость строительства 1 м скважины:

$$a_c = \varphi \psi \, \alpha_ц \, \alpha_н \, (10\, d_c)^{(1+5\cdot 10^{-5} H)} \cdot (6\cdot 10^{-6} H^2) - 1{,}5\cdot 10^{-2} H + 63 =$$

$$= 1\cdot 0{,}8\cdot 1{,}3\cdot 1{,}2\cdot (10\cdot 0{,}196)^{(1+5\cdot 10^{-5}\cdot 5000)} \cdot (6\cdot 10^{-6}\cdot 5000^2) - 1{,}5\cdot 10^{-2}\cdot 5000 + 63 = 399{,}4 \; руб./м$$

46. Суммарное количество скважин в ГЦС:

$$n_c = N_э / 1{,}8\, N_{уд}\, W_г = 10/(1{,}8\cdot 11{,}3\cdot 7{,}52\cdot 10^2 = 6{,}5 \approx 6 \, скв.$$

47. Суммарный расход нагнетаемого теплоносителя:

$$W_{г.ц} = 0{,}5 W_{н.с}\, n_c = 0{,}5\cdot 6{,}92\cdot 10^{-2}\cdot 6 = 0{,}208 \; м^3/с$$

48. Капиталовложения на строительство скважин:

$$K_c = a_c\, H\, n_c\, \psi_p = 399{,}4\cdot 5000\cdot 6\cdot 1{,}2 = 14{,}38\cdot 10^6 \; руб.$$

49. То же на строительство насосной станции:

$$K_{нас} = \varphi \alpha_ц \, (\beta W_{г.ц} + 9{,}6\, n_{нас})(1 + 0{,}3\cdot 10^{-6} P)\cdot 10^3 =$$

$$= 1\cdot 1{,}3\cdot (110\cdot 0{,}208 + 9{,}6\cdot 1)(1 + 0{,}3\cdot 10^{-6}\cdot 9{,}35\cdot 10^6)\cdot 10^3 = 160{,}7\cdot 10^3 \; руб.$$

50. То же по внутреннему контуру ГЦС:

$$K_{г.ц} = 1{,}05\,(K_c + K_{нас}) = 1{,}05\cdot (14{,}38\cdot 10^6 + 160{,}7\cdot 10^3) = 15{,}27\cdot 10^6 \; руб.$$

51. То же на строительство электростанции:

$$K_э = N_э\, K_{уд}\cdot 10^3 = 10\cdot 800\cdot 10^3 = 8\cdot 10^6 \; руб.$$

52. Суммарные капиталовложения на строительство ГеоТЭС:

$$K = 1{,}05\,(K_{г.ц} + K_э) = 1{,}05\cdot (15{,}27\cdot 10^6 + 8\cdot 10^6) = 24{,}43\cdot 10^6 \; руб.$$

4. Блок расчета эксплуатационных расходов

а) внутренний контур ГЦС

53. Вспомогательные материалы:[12]

$$M = 10^{-3} K_{г.ц} + 0{,}05\, K_{нас} = 10^{-3}\cdot 15{,}27\cdot 10^6 + 0{,}05\cdot 160{,}7\cdot 10^3 = 23{,}3\cdot 10^3 \; руб./год$$

54. Топливо. Затраты отсутствуют

---

[12] В расчете принято условие равнодебитности скважин, поэтому затраты на воду по компенсации утечек теплоносителя не учитываются, по поверхностному комплексу затраты на воду включены в его удельный показатель издержек

55. Электроэнергия со стороны. Затраты отсутствуют, так как расход отнесен на собственные нужды ГеоТЭС

56. Основная и дополнительная заработная плата с отчислениями на социальное страхование:

$$З = \varphi z (6 + 15\sqrt{W_{г.ц}} = 1 \cdot 2400 \cdot (6 + 15 \cdot \sqrt{0{,}208}) = 30{,}8 \cdot 10^3 \ руб./год$$

57. Если τ > 25, то τ = 25 (так как 31,11 > 25, то τ = 25)

58. Амортизация основных средств:

$$А_{о.г} = К_с / \tau + 0{,}1 К_{нас} = 14{,}38 \cdot 10^6 / 25 + 0{,}1 \cdot 160{,}7 \cdot 10^3 = 591{,}3 \cdot 10^3 \ руб./год$$

59. Текущий ремонт:

$$Р_{тк} = 0{,}05\, А_{о.г} = 0{,}05 \cdot 591{,}3 \cdot 10^3 = 29{,}6 \cdot 10^3 \ руб./год$$

60. Услуги вспомогательных цехов:

$$У_в = 0{,}2\, З + 0{,}03\, А_{о.г} = 0{,}2 \cdot 30{,}8 \cdot 10^3 + 0{,}03 \cdot 591{,}3 \cdot 10^3 = 23{,}9 \cdot 10^3 \ руб./год$$

61. Общестанционные расходы:

$$О_с = 0{,}06(М + З + А_{о.г} + Р_{тк} + У_в) = 0{,}06 \cdot (23{,}3 + 30{,}8 + 591{,}3 + 29{,}6 + 23{,}9) \cdot 10^3 =$$
$$= 41{,}9 \cdot 10^3 \ руб./год$$

62. Прочие расходы:

$$П_р = Р_{тк} + У_в + О_с = (29{,}6 + 23{,}9 + 41{,}9) \cdot 10^3 = 95{,}4 \cdot 10^3 \ руб./год$$

63. Эксплуатационные затраты по внутреннему контуру ГЦС:

$$Э_г = М + З + А_{о.г} + П_р = (23{,}3 + 30{,}8 + 591{,}3 + 95{,}4) \cdot 10^3 = 740{,}8 \cdot 10^3 \ руб./год$$

б) внешний контур (электростанция)

64. Издержки производства:

$$Э_и = 0{,}025\, К_э = 0{,}025 \cdot 8 \cdot 10^6 = 2 \cdot 10^5 \ руб./год$$

65. Амортизация основных средств:

$$А_{о.э} = 0{,}055\, К_э = 0{,}055 \cdot 8 \cdot 10^6 = 4{,}4 \cdot 10^5 \ руб./год$$

66. Эксплуатационные затраты по внешнему контуру:

$$Э_в = 1{,}05\,(Э_и + А_{о.э}) = 1{,}05 \cdot (2 \cdot 10^5 + 4{,}4 \cdot 10^5) = 693 \cdot 10^3 \ руб./год$$

67. Суммарные эксплуатационные затраты по ГеоТЭС:

$$Э = Э_г + Э_в = 740{,}8 \cdot 10^3 + 693 \cdot 10^3 = 1433{,}8 \cdot 10^3 \ руб./год$$

5. Блок расчета технико-экономических показателей

68. Суммарная теплопроизводительность ГЦС:

$$Q_г = 0{,}5\,Q\,n_c = 0{,}5 \cdot 36 \cdot 4{,}19 \cdot 6 = 453\ ГДж/час$$

69. Установленная мощность ГеоТЭС:

$$N_у = W_г\,n_c\,N_{уд} \cdot 1800 = 7{,}52 \cdot 10^{-2} \cdot 6 \cdot 11{,}3 \cdot 1800 = 9{,}18 \cdot 10^3\ кВт$$

70. Мощность двигателей нагнетательных насосов:

$$N_н = W_{гц}\,P/10^3\,\eta_н\,\eta_п = 0{,}208 \cdot 9{,}35 \cdot 10^6/10^3 \cdot 0{,}75 \cdot 0{,}9 = 2{,}88 \cdot 10^3\ кВт$$

71. Мощность ГеоТЭС за вычетом собственных нужд:

$$N = N_у\,(1-\eta_э) - N_н = 9{,}18 \cdot 10^3 \cdot (1-0{,}11) - 2{,}88 \cdot 10^3 = 5{,}29 \cdot 10^3\ кВт$$

72. Удельные капиталовложения по внутреннему контуру ГЦС:

$$K_{у.г} = K_{г.ц}/Q_г = 15{,}27 \cdot 10^6/453 = 33{,}7 \cdot 10^3\ руб./(ГДж/ч)$$

73. То же по ГеоТЭС:

$$K_{у.э} = K/N_у = 24{,}43 \cdot 10^6/9{,}18 \cdot 10^3 = 2661\ руб./кВт$$

74. Себестоимость добычи геотермальной энергии:

$$C_г = Э_г/Q_г\,\tau_г = 740{,}8 \cdot 10^3/(453 \cdot 7760) = 0{,}21\ руб./ГДж$$

75. То же выработки электроэнергии:

$$C_{эв} = 100\,Э/N_у\,\tau_г = 100 \cdot 1433{,}8 \cdot 10^3/(9{,}18 \cdot 10^3 \cdot 7760) = 2{,}01\,коп./(кВт \cdot ч)$$

76. То же отпуска электроэнергии:

$$C_э = 100\,Э/N\,\tau_г = 100 \cdot 1433{,}8 \cdot 10^3/(5{,}29 \cdot 10^3 \cdot 7760) = 3{,}49\,коп./(кВт \cdot ч)$$

77. Приведенные затраты на добычу геотермальной энергии:

$$П_г = C_г + E\,K_{у.г}/\tau_г = 0{,}21 + 0{,}12 \cdot 33{,}7 \cdot 10^3/7760 = 0{,}73\ руб./ГДж$$

78. То же на выработку электроэнергии:

$$П_{э.в} = C_{э.в} + 100\,E\,K/(N_у\,\tau_г) = 2{,}01 + 100 \cdot 0{,}12 \cdot 24{,}43 \cdot 10^6/(9{,}18 \cdot 10^3 \cdot 7760) =$$
$$= 6{,}13\,коп./(кВт \cdot ч)$$

79. То же на отпуск электроэнергии:

$$П_{э.в} = C_э + 100\,E\,K/(N\,\tau_г) = 3{,}49 + 100 \cdot 0{,}12 \cdot 24{,}43 \cdot 10^6/(5{,}29 \cdot 10^3 \cdot 7760) =$$
$$= 10{,}63\,коп./(кВт \cdot ч)$$

10.4. ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГЦС ДЛЯ ОПЫТНОЙ ДАГЕСТАНСКОЙ ГЕОТЭС

По разработанным и проверенным на контрольном примере имитационной экономико-математической модели и алгоритму была составлена программа оптимизации основных параметров ГЦС для опытной Дагестанской ГеоТЭС. Реализация этой программы на ЭВМ при изменении трех управляющих переменных: теплопроизводительности диполя Q, диаметра скважин d_c и расстояния между ними l — позволила оценить их влияние на остальные параметры и технико-экономические показатели ГЦС и ГеоТЭС (по нормативам и ценам 70-тых, 80-тых годов).

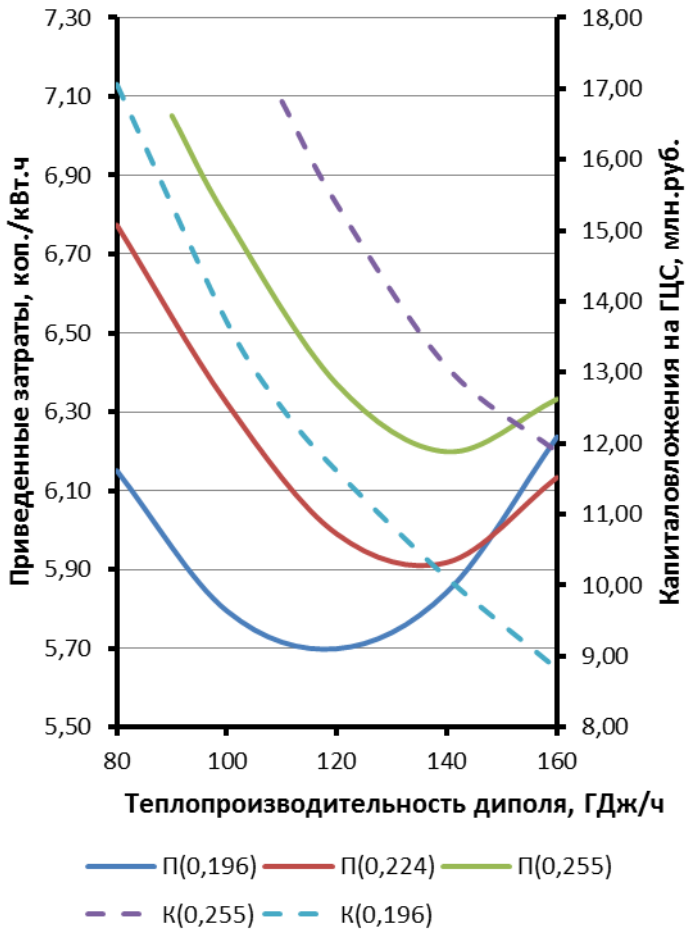


Рис. 10.8. Зависимость приведенных затрат на выработку электроэнергии и капиталовложений на ГЦС от теплопроизводительности диполя при различных диаметрах эксплуатационной скважины в условиях Дагестанской опытной ГеоТЭС.

Диаметр скважины, м: П(0,196)-0,196; П(0,222)-0,224; П(0,255)-0,255; К(0,196)-О,196; К(0,255)-0,255

При увеличении теплопроизводительности диполя (рис. 10.8) приведенные затраты на выработку электроэнергии сначала снижаются, а затем возрастают. Минимальные их значения смещаются с ростом диаметра скважин в сторону большей теплопроизводительности: от 100-140 ГДж/ч при d_c, равном 0,196 м, до 130-150 ГДж/ч при 0,255 м. Рост Q однозначно характеризуется снижением капиталовложений в строительство ГЦС, так как уменьшает необходимое количество скважин. Проектному институту РиоАТЭП была рекомендована теплопроизводительность диполя в границах 120-150 ГДж/ч.

Влияние диаметра скважины на технико-экономические показатели ГЦС и ГеоТЭС отражены в таблице 10.2. и на рисунке 10.9. Разница между давлением нагнетания $(P_н)$ и устьевым на добычной скважине ($P_у$) резко возрастает с уменьшением d_c, это влечет за собой значительное увеличение расходов электроэнергии (η) на собственные нужды (с 20 до 50%). С другой стороны, увеличение d_c приводит к росту капиталовложений, а следовательно, и приведенных затрат по подземному контуру ($С_г$ и $П_г$), т. е. топливной составляющей ГеоТЭС. Противодействие этих основных факторов приводит к образованию при выбранной Q зоны оптимума в районе 0,16-0,21 м. РиоАТЭП была рекомендована типовая эксплуатационная колонна диаметром 0,196 м.

Таблица 10.2.

Влияние диаметра скважины (эксплуатационной колонны) на технико-экономические показатели Дагестанской опытной ГеоТЭС

d_c, м	$Р_н$, МПа	$Р_у$, МПа	$С_г$, коп./кВт.ч	$П_г$, коп./кВт.ч	η,%
Q = 80 ГДж/ч, l = 800 м, $W_г$ = 0,042 м^3/с					
0,125	11,92	1,76	1,32	4,07	49,8
0,155	8,95	5,0	1,15	3,67	29,0
0,196	7,9	6,14	1,34	4,4	21,7
0,224	7,66	6,4	1,52	5,05	20,0
0,255	7,54	6,53	1,71	5,71	19,2
Q = 150 ГДж/ч, l = 800 м, $W_г$ = 0,075 м^3/с					
0,196	10,46	2,54	1,12	3,45	42,3
0,224	9,73	3,34	1,17	3,69	37,2
0,255	9,39	3,71	1,27	4,05	34,9

Расстояние между скважинами (рис. 10.10) определяет срок эксплуатации системы (τ) и влияет на установленную мощность электродвигателей насосов (N), т. е. собственные нужды ГеоТЭС. Соотношение этих воздействий характеризует изменение технико-экономических показателей ГЦС и ГеоТЭС. Себестоимость выработки электроэнергии на ГеоТЭС (С) круто снижается до

l = 800 м, а затем остается практически неизменной. Взаимосвязь приведенных затрат и расстояния между скважинами аналогична, что подтверждают результаты имитационного моделирования. Это позволило рекомендовать расстояние между скважинами равным 800 м.

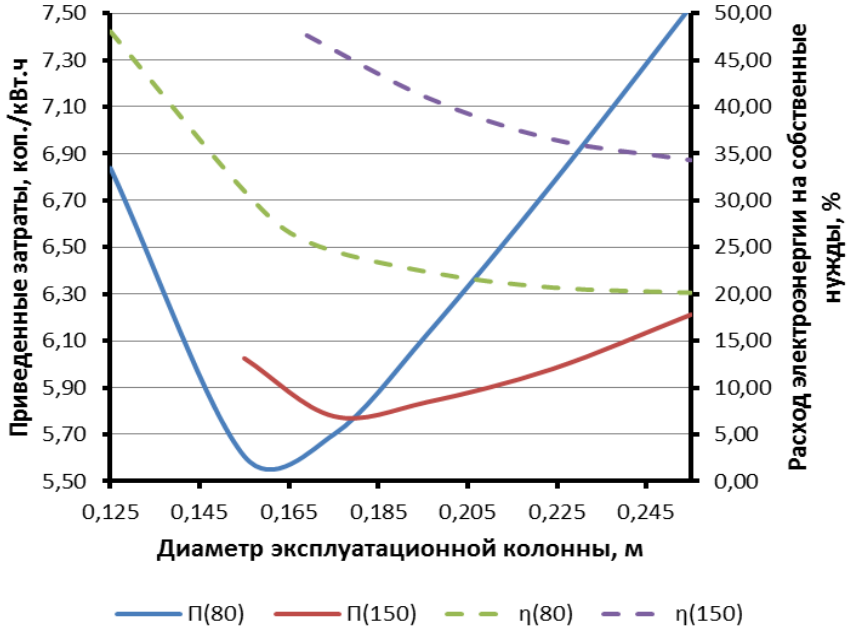


Рис. 10.9. Зависимость приведенных затрат на выработку электроэнергии (П) и ее расхода на собственные нужды (η|) от диаметра эксплуатационной колонны при различной теплопроизводительности диполя в условиях Дагестанской опытной ГеоТЭС

Теплопроизводительность диполя, ГДж/ч: 1 - 150; 2 - 80

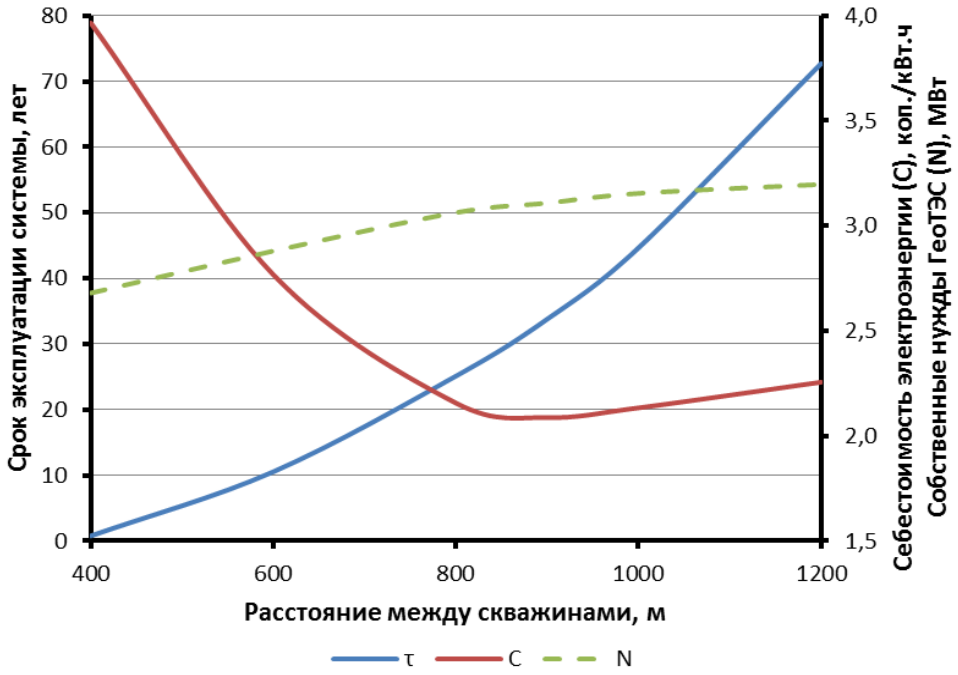


Рис. 10.10. Влияние расстояния между скважинами в диполе на технико-экономические показатели Дагестанской опытной ГеоТЭС

10.5. ДОСТОВЕРНОСТЬ РАСЧЕТНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГЦС В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПОГРЕШНОСТЕЙ ГЕОЛОГО-ГЕОТЕРМИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ [13]

10.5.1. Методические положения оценки достоверности геолого-геотермической информации.

Геологическая информация является основой технико-экономических расчетов на всех этапах и стадиях разработки месторождений полезных ископаемых и обеспечивает возможность геолого-экономических оценок. Применительно к освоению тепловых ресурсов недр особую роль играет геолого-геотермическая информация. Не умаляя важности остальных геологических данных - о тектонике района, свойствах пород, а особенно гидрогеологической характеристики, следует признать, что в общих оценках наиболее весомое значение имеет температура горных пород, определяющая качество (содержание) полезного компонента, а, следовательно, и затраты на его добычу.

В данной работе достоверность геолого-геотермической информации рассматривалась главным образом применительно к геолого-экономической оценке ресурсов геотермальной энергии недр. При проектировании, а тем более эксплуатации циркуляционных систем надежность определения температуры пород в зоне теплоотбора по экономическому влиянию сближается с другими геологическими характеристиками, в частности с естественной пористостью, проницаемостью, водопроводимостью, напряженным состоянием массива, его физико-механическими свойствами, пластовым давлением и т. д.

В качестве базовой геолого-геотермической информации при оценке ресурсов теплоты недр на территории СССР были приняты две карты [86, 119]. Достоверность информации о температуре пород на заданной глубине оценивалась по «Геотермической карте СССР» [86] масштаба 1:5000000. Относительная ошибка определения глубины залегания геотермической поверхности с заданной температурой для платформенных районов устанавливалась из выражения (10.11):

$$\delta_{п.г} = \sqrt{H_{п.о}^2\,\delta_о^2 + H_{п.ф}^2\,\delta_ф^2}\ /\,(H_{п.о} + H_{п.ф}) \qquad (10.11)$$

где $H_{п.о}$ и $H_{п.ф}$ - глубина залегания геотермической поверхности в осадочном чехле и породах фундамента; δ_0 и $\delta_ф$ - относительная ошибка определения геотермического градиента в осадочном чехле и породах фундамента.

[13] Раздел подготовлен Ю.В. Шуваловым и А.Б. Вайнблат при участии автора

Таким образом, в платформенных районах относительная ошибка определения глубины залегания геотермической поверхности зависит от соотношения мощности осадочного чехла и фундамента. Она будет уменьшаться при его увеличении. В ряде платформенных районов территории СССР, недостаточно обеспеченных фактическим материалом (Восточно-Сибирская платформа, север Западно-Сибирской плиты и т. д.), оценить ошибку в определении глубины залегания геотермической поверхности было весьма затруднительно.

10.5.2. Экономическая оценка погрешности прогнозирования глубины размещения зоны теплоотбора по заданной температуре пород

Расчеты для площадей с мощным осадочным чехлом и платформенных районов с высоким поднятием фундамента по формуле (10.11) свидетельствовали о том, что погрешности прогнозирования глубины заданной температурной поверхности находились в пределах 5-39%.

Во все виды оценок в той или иной мере входили два основных экономических критерия (по данным 70-тых, 80-тых годов): капиталовложения и приведенные затраты. От первого зависела возможность строительства предприятия по наличию средств в бюджете, а впоследствии и его фондоемкость. Второй характеризовал народнохозяйственную эффективность предприятия.

Проверочные расчеты выполнены для возможной относительной ошибки определения глубины зоны теплоотбора ($\delta_н$) в интервале 10-50%, который заведомо больше предельной погрешности прогнозирования, полученной из анализа геолого-геотермической информации (5-39%). Оценка велась для глубин от 2 до 5 км при капиталовложениях в геотермальную циркуляционную систему ($К_г$) от 1,1 до 5,6 млн. руб. С учетом абсолютной погрешности их определения ($\Delta К_п$), вызванной абсолютной ошибкой прогнозирования глубины зоны теплоотбора ($\Delta Н$), капиталовложения меняются довольно сильно, возрастая с увеличением глубины. В частности, для варианта системы с гидроразрывом на глубине 2 км $К_г$ составляют 1-1,3 млн. руб. при $\delta_Н = \pm 10\%$ и 0,6-2 млн. руб. при $\delta_н = \pm 50\%$, а для 5 км они равны 4,4-6,8 млн. руб. при $\delta_н = \pm 10\%$ и 1,5-12,6 млн. руб. при $\delta_н = \pm 50\%$.

Относительная погрешность определения капиталовложений в ГЦС ($\delta_к$) тоже довольно велика: от +10,6 и -8,8% до +72,6 и -46,9% для 2 км, а для 5 км от +21,4 и -20,4% до +175 и -73,2% при изменении $\delta_н$ от ±10 до ±50%. Однако она укладывалась в принимаемый двукратный экономический резерв.

Для глубины 2 км доверительный интервал среднего значения капиталовложений (ε) при доверительной вероятности p = 0,5 менялся от ±0,07 до ±0,29 млн. руб., а для 5 км - от ±0,9 до ±2,55 млн. руб. При высокой доверительной вероятности (p=0,9) доверительный интервал (ε) существенно возрастал: от ±0,18 до ±0,71 для 2 км и от +2,2 до ±6,22 млн. руб. для 5 км.

Аналогичный анализ надежности прогнозирования глубины размещения зоны теплоотбора был выполнен по критерию приведенные затраты. Его результаты для наиболее типичных условий до глубины 4 км отражены на рисунке 10.11.

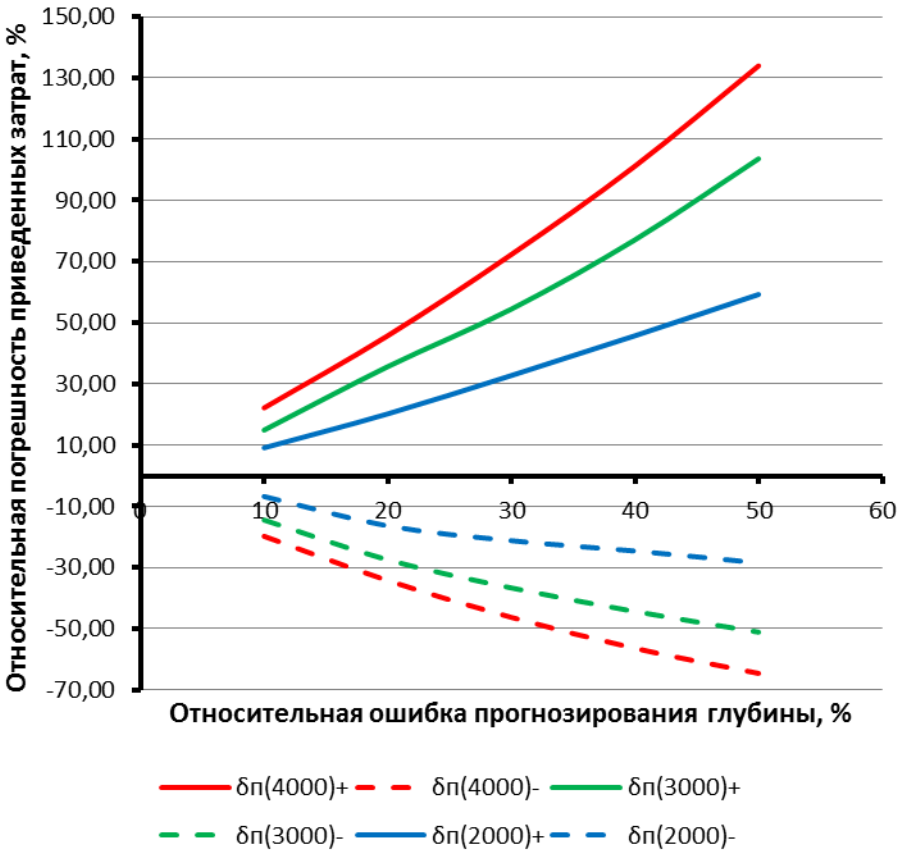


Рис. 10.11. Относительная погрешность ($\delta_п$) определения приведенных затрат на добычу геотермальной энергии ГЦС при возможной относительной ошибке прогнозирования глубины зоны теплоотбора

Глубина, м: 4000; 3000; 2000.

Анализируя результаты расчетов, можно сделать ряд выводов. Экономическая значимость 1% погрешности в прогнозировании глубины практически везде выше единицы, т. е. на 1% погрешности по глубине приходится от 0,9 до 2,5% погрешности в оценке капиталовложений и приведенных затрат. Абсолютная и относительная погрешности экономических

показателей с увеличением глубины заданной температурной поверхности интенсивно возрастают: первая в 6—10, вторая в 1,5- 2 раза.

Для надежности 50% доверительный интервал составляет от 0,15 до 0,5 значений экономических показателей, а при надежности 90% -соответственно от 0,2 до 1,2. При правильном подходе к самой укрупненной оценке геологической информации (отсутствие грубых промахов) ее погрешность не превышает 30%, следовательно, относительная погрешность в определении капиталовложений и приведенных затрат на средних глубинах будет не больше 50%, а с надежностью 90%, доверительный интервал капиталовложений сопоставим с их расчетными значениями, т. е. двукратный экономический резерв перекрывает возможные погрешности определения исходных геолого-геотермических данных.

11. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ СИСТЕМ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1. АКТУАЛЬНОСТЬ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ СИСТЕМ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Серьезный интерес, основанный на широком применении в мировой практике, представляют перспективы добычи и использования теплоты приповерхностных толщ недр для теплоснабжения городского и сельского населения России. Это подтверждается существенными преимуществами использования приповерхностных геотермальных ресурсов.

Основные достоинства геотермального источника энергии недр на малых глубинах:

- повсеместность распространения (рассредоточенность на территориях регионов);
- близость к потребителю (возможность добычи на месте использования);
- практическая неисчерпаемость (приповерхностные геотермальные ресурсы на глубинах до 200 - 300 м, обеспечивают потребности теплоснабжения на ближнюю и отдаленную перспективу);
- региональная принадлежность к местным ресурсам (обеспечивается мобильность планирования и размещения геотермальных систем федеральными, региональными, муниципальными органами и индивидуальными владельцами жилых, сельскохозяйственных и промышленных объектов; стимулируются темпы и масштабы освоения этого источника энергии);
- полная автоматизация, безопасность и практическая безлюдность добычи и использования приповерхностной геотермальной энергии;
- экономическая конкурентность в сопоставлении с альтернативными топливными котельными;
- выигрышность маломощных систем геотермального теплоснабжения (возможность обеспечить отоплением и горячим водоснабжением сельские районы страны);
- экологическая чистота (замкнутый цикл оборота теплоносителя в трубе и полное отсутствие сбросов в окружающую среду).

Однако следует отметить и ряд недостатков приповерхностных геотермальных ресурсов:

- весьма низкий температурный потенциал (зависимость от геотермических условий района и глубины залегания продуктивного естественного коллектора);

- нетранспортабельность (теплота должна быть использована на месте ее добычи);

- сложности складирования (аккумуляция теплоты возможна либо в громоздких и дорогих водяных баках, либо в неосвоенных породных тепловых аккумуляторах);

- недостаточность промышленного опыта в России.

К основным особенностям теплоснабжения потребителей в России, стимулирующим освоение приповерхностных геотермальных ресурсов, можно отнести:

- высокая централизация систем теплоснабжения в городах с различным количеством жителей и частичная в рабочих поселках и селах, что в связи с дефицитом органического топлива, запредельном сроке работы тепловых сетей и тепловых пунктов, халатностью и ошибкам муниципальных властей, приводит к постоянным отопительным катастрофам во многих регионах России;

- огромность территории страны, ограниченность транспортных коммуникаций и отсюда - трудности доставки органического топлива к потребителям;

- экспортная ценность органического топлива в сегодняшних экономических условиях России.

Освоение этого нового и перспективного источника энергии может базироваться на разработке эффективных технологий добычи и использования теплоты недр. Это незамедлительно влечет за собой необходимость создания аппарата технико-экономических исследований и оптимизации параметров и показателей горно-энергетических систем. По установившемуся начиная с 20-х годов прошлого века опыту, наилучшим средством решения этих проблем признано экономико-математическое моделирование (две Нобелевских премии: американцу и россиянину - Л.В. Канторовичу, хорошая иллюстрация такой убежденности).

Геолого-геотермическая характеристика малоглубинных тепловых ресурсов недр на территории России, требует, для их освоения, строительства специфичных приповерхностных систем (установок) геотермального теплоснабжения (ПСГТ). Это горно-энергетические установки,

обеспечивающие потребителя теплотой в заданных им параметрах, режимах и количествах.

В общем случае ПСГТ состоит из добывающего комплекса - геотермальной технологической системы – ГТС (по широко принятой терминологии – геотермальной циркуляционной системы - ГЦС) и поверхностных сооружений для термотрансформации теплоносителя [37, 106]. Специфической особенностью ПСГТ является совмещение в одной установке горно-технологической и энергетической систем, что вызывает многофакторную и сложную функциональную связь условий и результатов ее работы. Во взаимовлиянии действуют природные условия, конструктивные и технологические параметры, эксплуатационные режимы, энергетические, экономические и социально-экологические факторы и ограничения.

Несмотря на почти миллионный арсенал действующих в мире ПСГТ, отечественная и мировая энергетика только приступили к освоению приповерхностных геотермальных ресурсов. На этой стадии чрезвычайно важна роль инженерно-физических исследований и технико-экономических обоснований. Они обеспечивают разработку технологии добычи и использования теплоты приповерхностной толщи пород, определение оптимальных параметров и показателей таких геотермальных систем, оценку приповерхностных геотермальных ресурсов и запасов, определение темпов, объемов их освоения и решение ряда других задач.

Не умаляя значения физических (материальных) моделей, позволим себе утверждать, что основой для решения указанных задач являются абстрактные (знаковые) модели. Существует много вариантов их классификаций и описания, автором сделана еще одна попытка (раздел 9).

11.2. РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

Термин "имитационное моделирование" стал популярен начиная с 70-х годов, в значительной мере благодаря работам американских специалистов (Д. Бердик, Д. Фигнер, У. Мой, К. Верц, Т. Нейлор и др.). Это новое направление в моделировании не имело, да и сейчас еще не имеет единой терминологии. Отечественные и зарубежные специалисты по-разному именовали создаваемые модели: просто экономико-математическими,

комплексной оптимизации, оптимального проектирования и др., в частности, автор первые модели ГЦС называл логическими [23, 32].

В алгоритмированном и запрограммированном виде имитационные модели позволяют вести численные расчеты на персональных компьютерах в режиме автоматического перебора или (и) диалога, когда модель (раздел 9) функционирует как подобие приповерхностной системы геотермального теплоснабжения (ПСГТ).

Для решения задач данного раздела научно-исследовательской работы, т.е. оптимизации параметров и показателей приповерхностной СГТ, была разработана новая имитационная ЭММ (рис. 11.1).

В качестве решения одной из задач экономико-математического моделирования, на базе разработанной модели ПСГТ, оценено влияние основных природных фактов на технико-экономические параметры и показатели геотермального теплоснабжения при разработке низкотемпературных термоводоносных горизонтов. ПСГТ включает геотермальную циркуляционную систему (ГЦС) с U-образным ставом труб, представляющих протяженный теплообменник и теплонасосную установку (ТНУ). Выполнены оптимизационные расчеты для различных геотермических условий Ярославской области на глубинах 40, 100 и 200 м.

Критерии поиска оптимального варианта ПСГТ

В соответствии с требованиями к разработке ТЭО (Проекта) предприятия (СНиП 11-01-95) и особенностями строительства и эксплуатации приповерхностных СГТ главными критериями оптимизации их параметров и показателей были приняты:

- NPV (чистый дисконтированный доход - ЧДД) за весь срок службы ПСГТ, долл.;
- Приведенные затраты на производство теплоты ПСГТ, долл./МДж;
- Коэффициент экономической целесообразности – соотношение приведенных затрат на производство теплоты ПСГТ и альтернативной котельной.

Кроме того, при выборе оптимального варианта ПСГТ рассматривались основные технологические, эксергетические параметры и экономические показатели ПСГТ.

В качестве управляющих переменных были приняты:

- глубина залегания продуктивной толщи пород: 40; 100; 200 м;
- температуры пород на забое скважины: 8; 10; 13 ^{o}C;
- расход теплоносителя через одну скважину: 0,5; 1,0; 2,0; 4,0 м^3/час;
- расстояние между скважинами: 10; 15; 20; 30; 40 м.

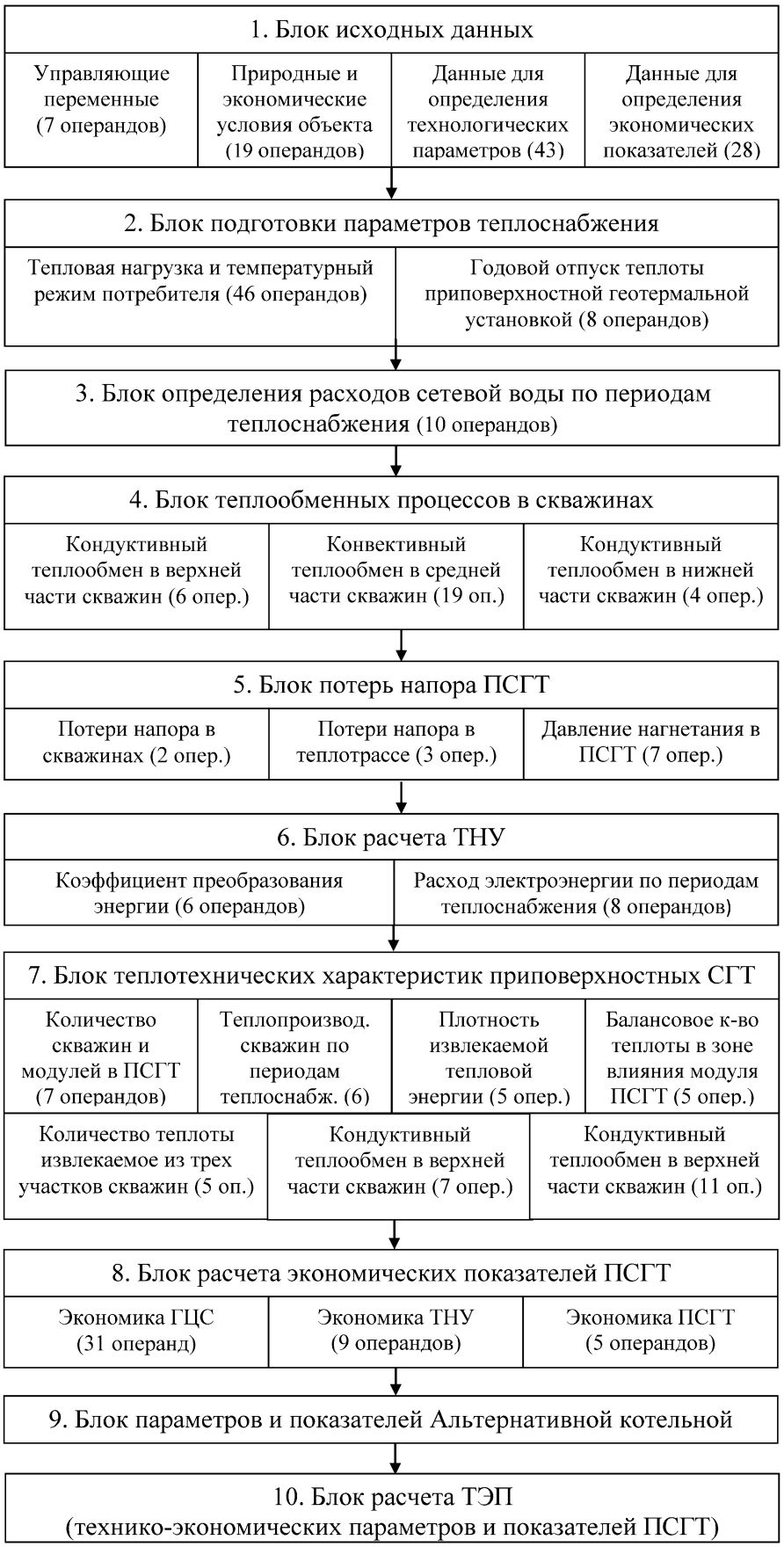


Рис. 11.1. Структура и содержание экономико-математической модели, Алгоритма и Программы оптимизации параметров и показателей приповерхностной системы геотермального теплоснабжения

В качестве инвариантных констант задавались:

- теплопроизводительность ПСГТ из расчета теплоснабжения отдельного дома на 5 членов семьи, что составило расчетную максимальную тепловую нагрузку отопительного периода – 90,9 МДж/час;
- диаметр водовыдающей трубы (става) – 0,1 м;
- теплофизические свойства пород толщи и теплоносителя;
- мощность водоносного горизонта, м;
- коэффициент фильтрации в водоносном горизонте, м/сут.;
- мощность пород до нейтрального слоя – 10; 15 м;
- температура пород на границе нейтрального слоя - 6 ^{o}C;
- расчетная температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки - –31 ^{o}C;
- продолжительность периода теплоснабжения - 8400 час/год;
- максимальная температура воды в прямом трубопроводе - 90 ^{0}C;
- максимальная температура воды в обратном трубопроводе - 40 ^{0}C;
- удельная теплоемкость воды - 4190 Дж/кг ^{o}C;
- теплопроводность пород - 2,8 Вт/м ^{o}C;
- желательный срок эксплуатации ГЦС - 15 лет;
- цена электроэнергии – 0,03 дол/кВт.ч;
- процентная ставка банка – 4,9; 8,0%;
- цена топлива - 200 дол/т у.т.;
- другие исходные данные.

Теплотехнические параметры системы теплоснабжения выбранного потребителя:

В качестве основных параметров теплоснабжения отдельного жилого дома для семьи из 5-ти человек, регламентирующих работу ПСГТ, моделировались:

- температурный режим по периодам стояния температур наружного воздуха в течении отопительного периода и периода летнего горячего водоснабжения (рис. 11,2);
- динамика тепловой нагрузки на ПСГТ по периодам теплоснабжения в течении года (рис. 11.3);
- годовой отпуск теплоты по климатическим периодам теплоснабжения и их протяженность (рис. 11.4);
- среднемесячные температуры наружного воздуха и температура включения теплоснабжения (рис. 11.5);
- усредненная тепловая нагрузка на отопление и ГВ жилого дома по месяцам в течении года (рис. 11.6).

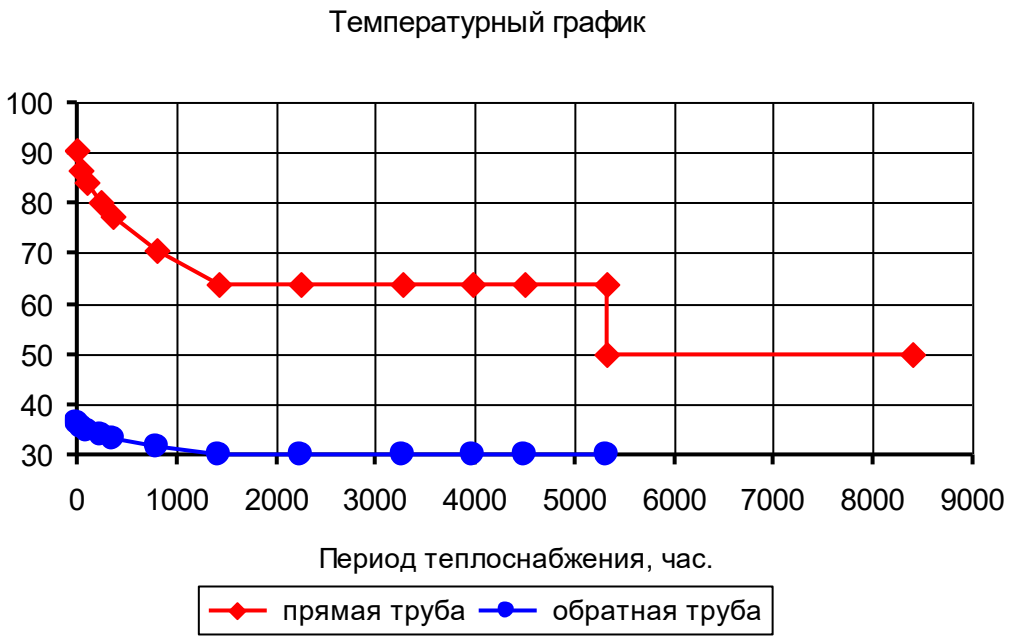


Рис. 11.2. Температурный график периода теплоснабжения жилого дома на территории Ярославской области

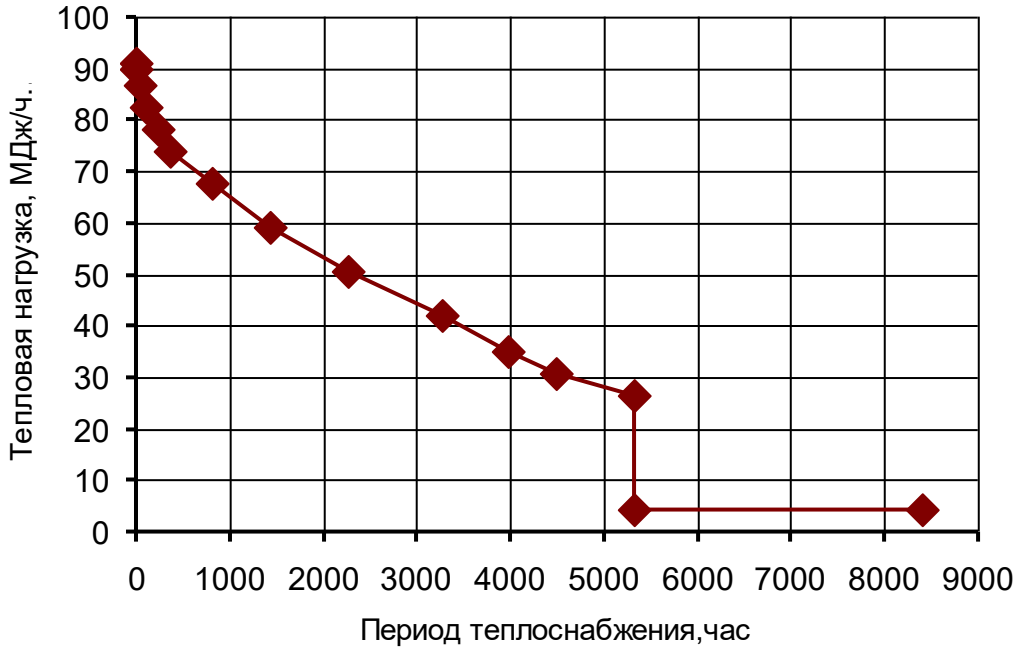


Рис. 11.3. Динамика тепловой нагрузки на ПСГТ по периодам теплоснабжения в течении года

Главная особенность конструкции ПСГТ – обязательное использование теплонасосных установок (ТНУ). Они являются главными потребителями электроэнергии, поднимая температурный потенциал геотермального теплоносителя до требований отопительных приборов.

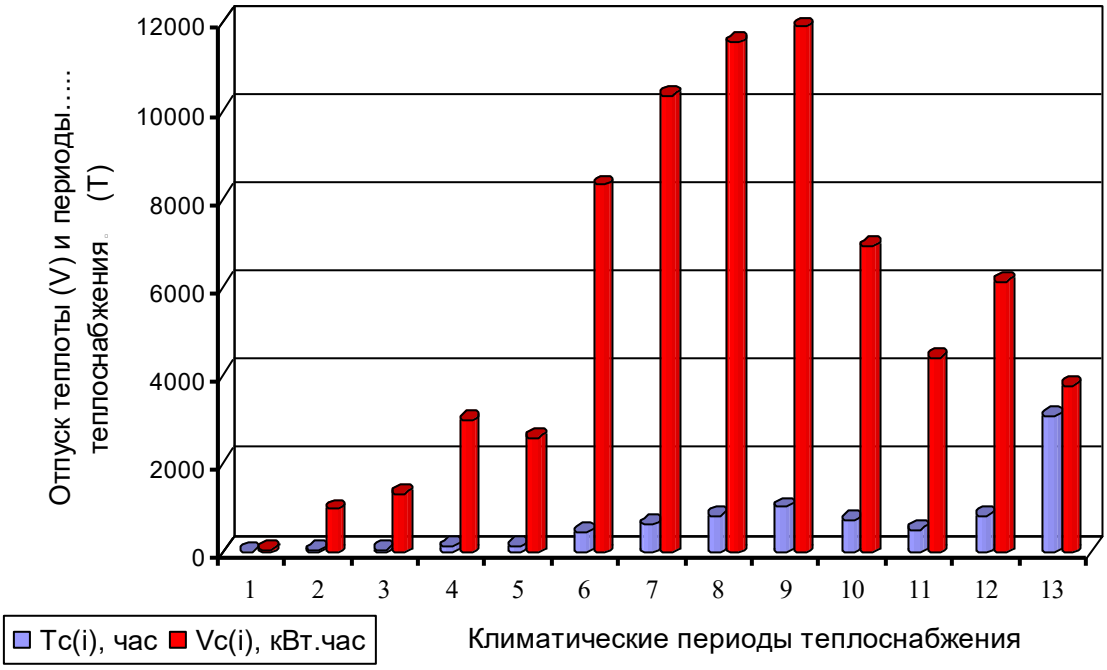


Рис. 11.4. Годовой отпуск теплоты по климатическим периодам теплоснабжения (кВт.ч) и их протяженность (час)

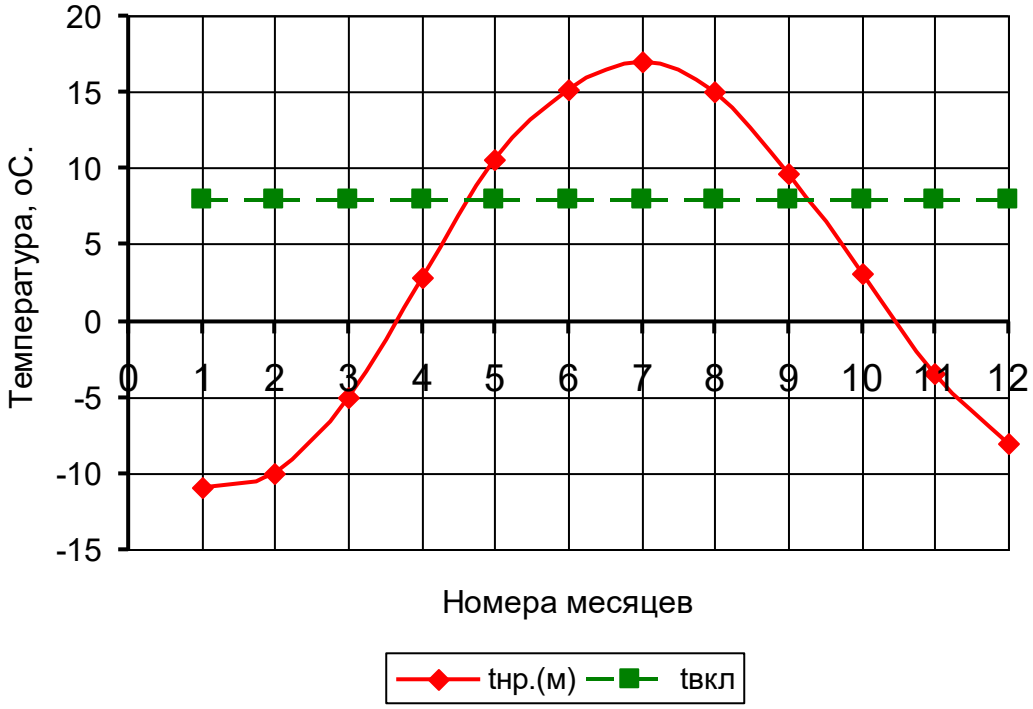


Рис. 11.5. Среднемесячные температуры наружного воздуха ($t_{нр.м}$) и температура включения теплоснабжения ($t_{вкл}$)

Коэффициент преобразования электрической энергии в тепловую характеризует эффективность работы ТНУ и ПСГТ (рис. 11.7). Расход электроэнергии и потребляемая ТНУ мощность существенно меняются по климатическим периодам теплоснабжения жилого дома (рис. 11.8).

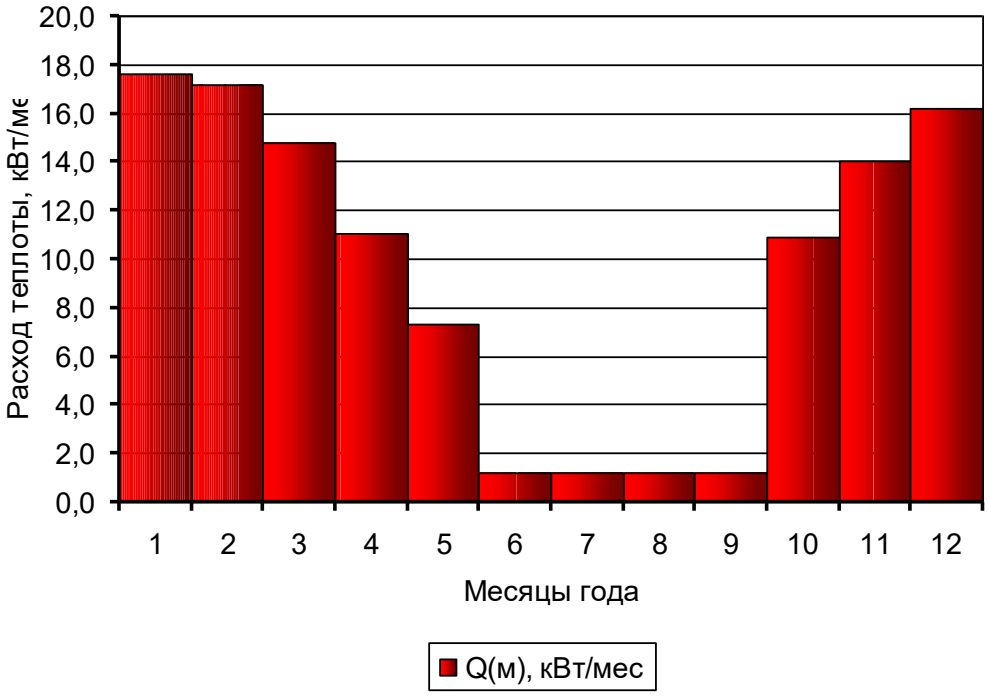


Рис. 11.6. Усредненная тепловая нагрузка на отопление и ГВ жилого дома по месяцам в течении года

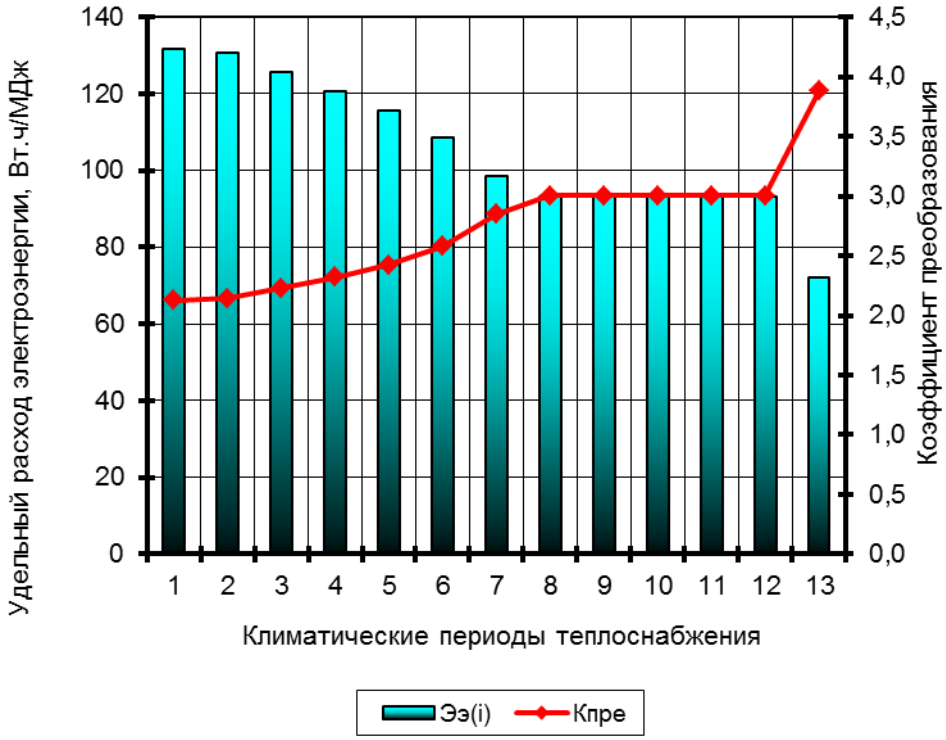


Рис. 11.7. Удельный расход электроэнергии и коэффициент преобразования ТНУ для условий Ярославской области

Рис. 11.8. Расход электроэнергии и потребляемая мощность ТНУ

11.3. ОЦЕНКА КОНСТРУКТИВНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПСГТ

К основным конструктивным параметрам ПСГТ относятся:

- расстояние между скважинами, м;
- диаметр скважины, м;
- длина теплотрассы, м;
- диаметр наружной теплотрассы, м;
- максимальное количество модулей скважин в работе и др.

К основным технологическим параметрам ПСГТ относятся:

- температура теплоносителя на выходе из добычной ветви U-образной трубы, ^{0}С;
- максимальный расход теплоносителя по ГЦС, м^3/час;
- суммарное максимальное давление нагнетания в ГЦС, МПа, и др.

Влияние расстояния между скважинами (от 10 до 40 м) и расхода теплоносителя (от 0,5 до 4,0 м^3/час) на количество извлекаемой тепловой энергии и срок службы модуля (рис. 11.9.), позволяет оценить взаимосвязь этих конструктивных и технологических параметров. Следует отметить, что при увеличении расстояния между скважинами за пределы 20 м количество извлекаемой тепловой энергии практически не растет.

Максимальное количество модулей в ПСГТ в первую очередь зависит от температуры теплоносителя на выходе из ГЦС. Оба эти параметра связаны с тепловой мощностью скважины (на 1 м ее длины) и дебетом теплоносителя (рис. 11.10). Иллюстрируется вполне понятная взаимосвязь конструктивных, технологических и эксергетических параметров и показателей.

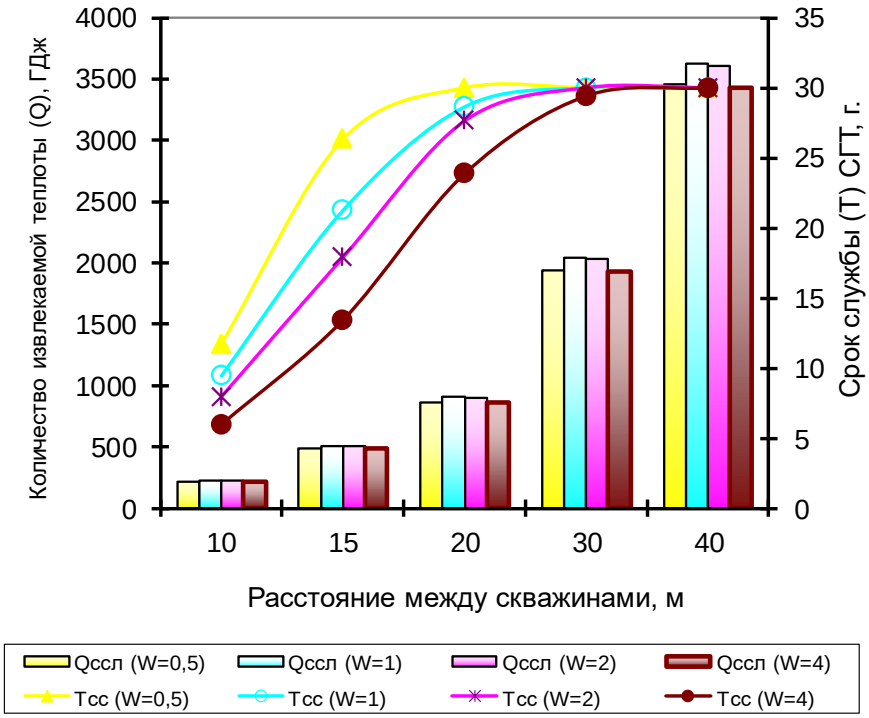


Рис. 11.9. Количество извлекаемой теплоты одним модулем ГЦС – Qссл, ГДж и его срок службы – Тсс, в зависимости от расстояния между скважинами, при расходе теплоносителя W=0,5-4,0 м^3/час и глубине скважин – 100 м

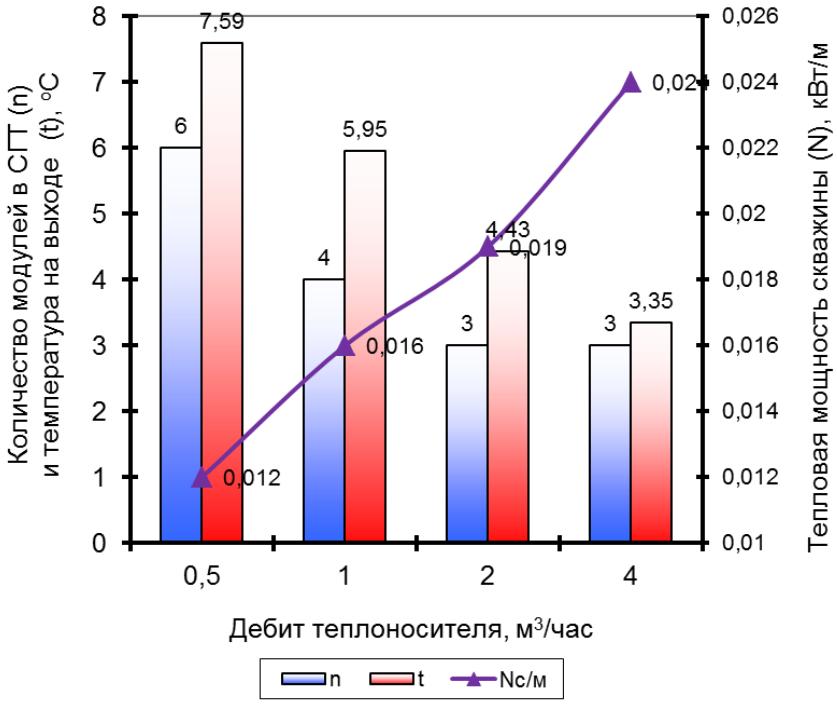


Рис. 11.10. Количество модулей в СГТ – n, температура теплоносителя °С на выходе из скважины – t и ее энергетическая мощность – Nc/м, кВт/м, в зависимости от расхода теплоносителя W, м^3/час при расстоянии между скважинами 10 - 40 м

(глубина скважины 100 м, температура пород на ее забое 10 °С, проницаемый пласт пород мощностью 15 м на глубине 40 м)

11.4. ОПТИМИЗАЦИЯ ЭКСЕРГЕТИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

11.4.1. Оценка эксергетических показателей

Основными эксергетическими параметрами можно считать:

- тепловую мощность скважины на 1 м ее глубины, кВт/м;
- плотность извлекаемой тепловой энергии, МДж/м^2;
- удельный расход электроэнергии ПСГТ, кВт.ч/кВт.ч;
- максимальную потребляемую мощность ПСГТ, кВт;
- годовой расход электроэнергии ПСГТ, МВт.ч/год и др.

Плотность геотермальной энергии при оценке перспективных приповерхностных геотермальных ресурсов определяется по предельно извлекаемому количеству теплоты на 1 м^2 зоны влияния скважины. Поэтому весьма важно оценить зависимость этой плотности и доли в ней от участка скважины с конвективным теплопритоком (в интервале проницаемых водоносных пород) от расстояния между скважинами и дебита теплоносителя (рис. 11.11).

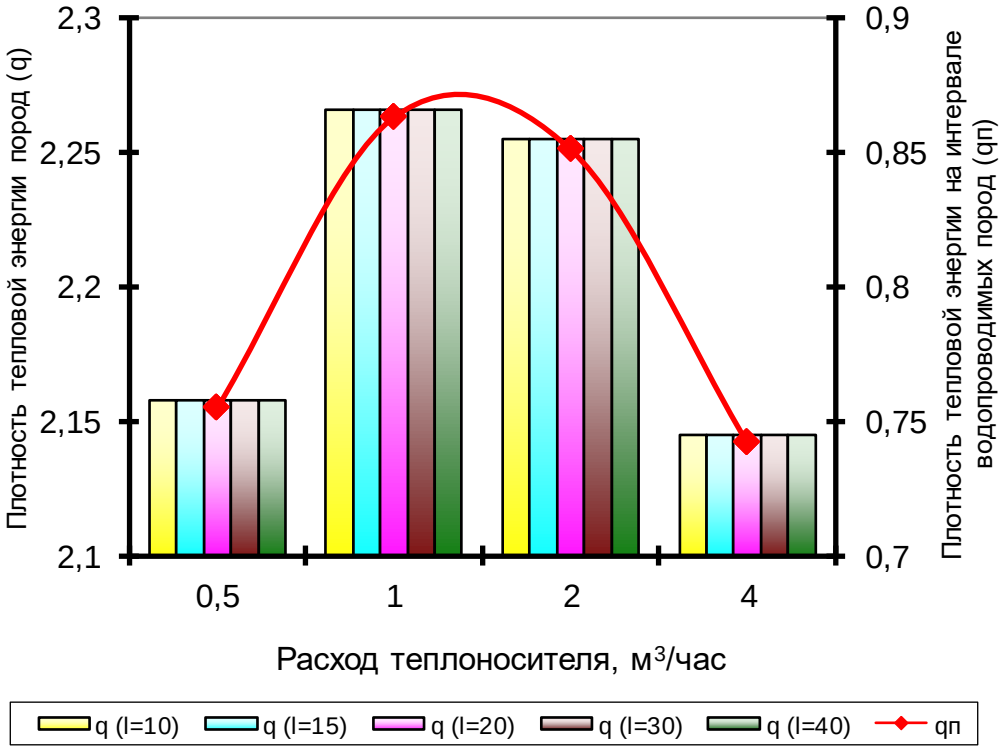


Рис. 11.11. Плотность извлекаемой скважиной тепловой энергии за весь срок службы - q, МДж/м^2; в т.ч.: на конвективном интервале скважины – qп, МДж/м^2, в зависимости от расхода теплоносителя W, м^3/час, при расстоянии между скважинами ***l*** = 10 - 40 м

(глубина скважины 100 м, температура пород на ее забое 10 °С, проницаемый пласт пород мощностью 15 м на глубине 40 м)

11.4.2. Оптимизация экономических показателей

Оптимальный вариант ПСГТ определялся из оценки по главным и дополнительным экономическим критериям:

- NPV (чистому дисконтированному доходу - ЧДД) за весь срок службы ПСГТ, долл.;
- приведенным затратам на производство теплоты ПСГТ, долл./МДж;
- коэффициенту экономической целесообразности;
- себестоимости производства теплоты, долл./МДж.

Изменение этих показателей в зависимости от расстояния между скважинами и их дебита (рис. 11.12, 11.13, 11.14 – для условий: глубина скважины 100 м, температура пород на ее забое 10 °С, проницаемый пласт пород мощностью 15 м на глубине 40 м) позволяет выбрать оптимальный вариант ПСГТ для каждой глубины скважины, т.е. мощности ресурсной толщи. При этом следует иметь в виду, что в результате оптимизационных расчетов был принят режим работы скважин – 0,5 часа прокачки теплоносителя, затем 0,5 часа простой для компенсации охлаждения приконтактных пород за счет кондуктивного теплопритока из окружающего массива. Такой режим работы скважин определяет необходимость в строительстве и эксплуатации двух скважин в модуле ПСГТ.

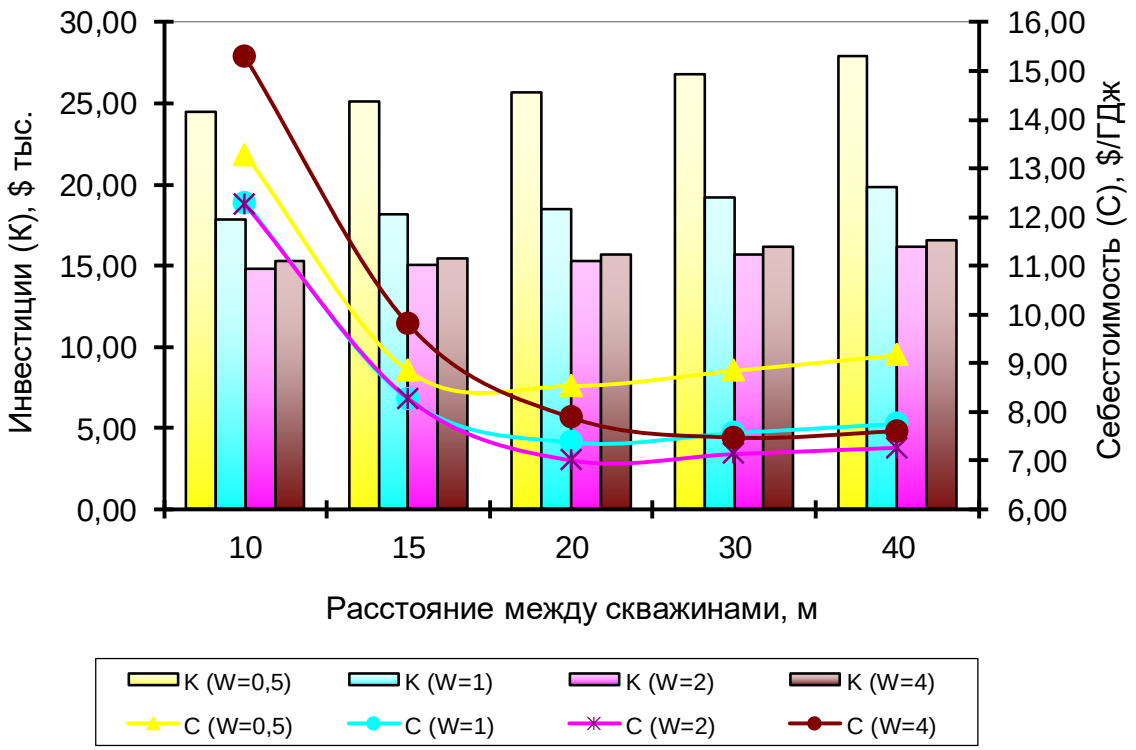


Рис. 11.12. Инвестиции - К в СГТ, $ тыс. и себестоимость – С производства теплоты, $/ГДж, в зависимости от расстояния между скважинами при расходе теплоносителя W=0,5-4,0 м^3/час

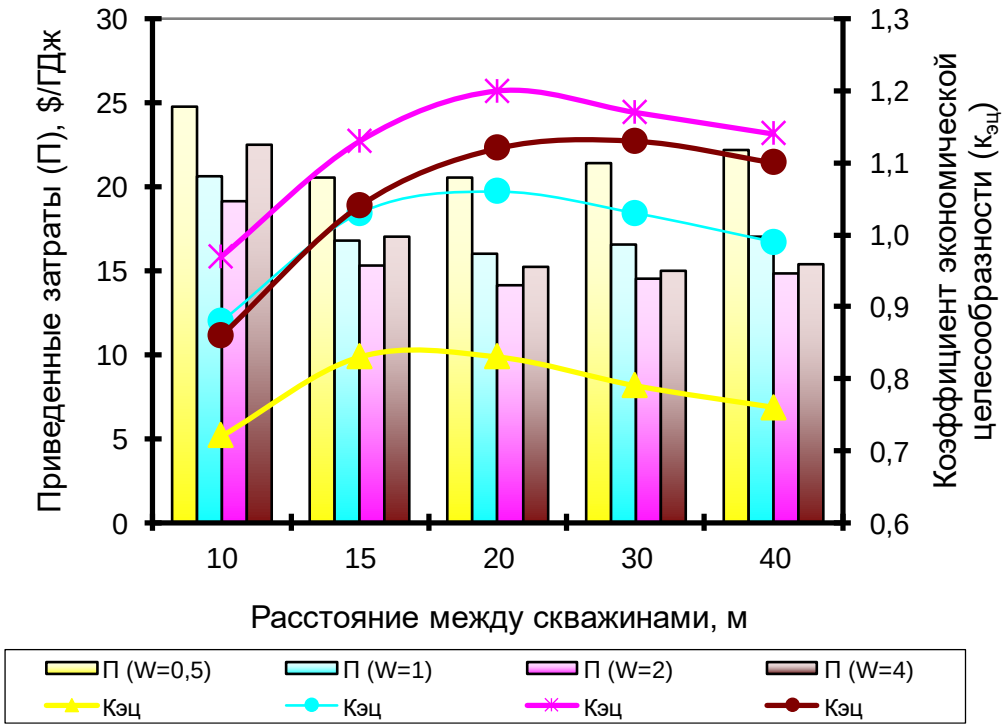


Рис. 11.13. Приведенные затраты - П, $ и коэффициент экономической целесообразности производства теплоты – Кэ.ц, в зависимости от расстояния между скважинами при расходе теплоносителя W=0,5-4,0 м^3/час

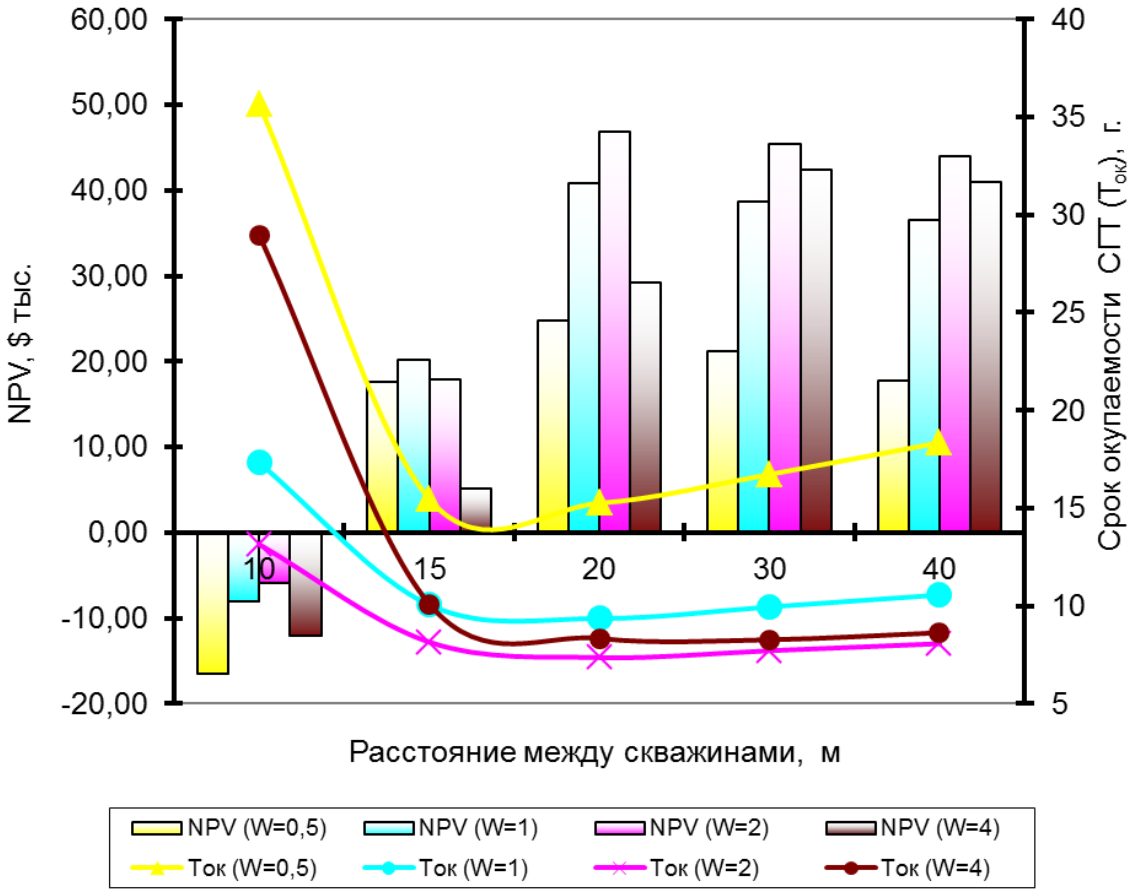


Рис. 11.14. NPV, $ тыс. и срок окупаемости СГТ, лет, в зависимости от расстояния между скважинами при расходе теплоносителя W=0,5-4,0 м^3/час

Исходя из результатов экономико-математического моделирования и определения оптимальных параметров ПСГТ жилого дома на семью из 5-ти человек, для условий Ярославской области были выбраны следующие параметры:

- дебит добычной скважины – 2 $м^3$/час;
- диаметр скважины – 0,32 м;
- диаметр става труб в скважине – 0,1 м;
- расстояние между скважинами при их глубине 40 м – 30 м;
- то же при глубине 100 и 200 м – 20 м.

11.4.3. Экономико-математическое моделирование и определение оптимальных параметров и показателей ПСГТ

Для условий каждого из 17 районов Ярославской области по исходным геолого-геотермическим данным (табл. 11.1) проведено экономико-математическое моделирование и определены оптимальные параметры и показатели ПСГТ. Пример по одному из 17 районов Ярославской области приведен в таблице 11.2. Дополнительные условия: максимальная тепловая нагрузка отопительного периода – 90,9 МДж/час; дебит добычной скважины – 2 $м^3$/час; диаметр скважины – 0,32 м; срок службы модуля ПСГТ – 15 лет; расстояние между скважинами при их глубине 40 м – 30 м, 100 и 200 м – 20 м.

Итоги по разделу:

1. Совмещение в ПСГТ горно-технологической и энергетической систем, вызывает многофакторную и сложную функциональную связь условий и результатов ее работы. При этом во взаимовлиянии действуют природные условия, конструктивные и технологические параметры, эксплуатационные режимы, энергетические, экономические и социально-экологические факторы и ограничения. Все это предопределяет необходимость использования аппарата экономико-математического моделирования.

2. Представляются наиболее адекватными ЭММ блочной структуры, построенные в виде древовидного (иерархического) плоского неориентированного графа с целевой функцией в главной вершине, уравнениями эндогенных переменных в частных вершинах и связью между ними по ребрам (ветвям).

Таблица 11.1.

Исходные геолого-геотермические данные районов Ярославской области

№ п/п	Район	Площадь блока, км^2	Средняя глубина "нейтрального слоя", м	Температура пород "нейтрального слоя", ^{0}С	Температура пород на глубинах, ^{0}С			Кровля / подошва водоносных горизонтов на глубинах, м		
					40 м	100 м	200м	40 м	100 м	200м
1	Борисоглебский	1762	20	6,0	6,5	9,0	11,5	24 / 34	65 / 80	81 / 99
2	Брейтовский	1083	25	6,0	6,5	9,0	11,5	25 / 38	43 / 56	67 / 77
3	Гаврилово-Ямской	1144	20	6,0	6,5	9,0	11,5	31 / 30	45 / 57	94 / 105
4	Даниловский	2360	20	6,0	7,5	9,5	13,0	27 / 35	54 / 65	109 / 120
5	Любимский	1937	18	6,0	7,5	10,5	14,0	25 / 32,5	55 / 67	113 / 123
6	Мышкинский	1091	22	6,0	6,5	9,0	11,5	27 / 38	36 / 50	-
7	Некоузский	1861	23	6,0	6,5	9,0	11,5	23 / 33	38 / 49	38 / 49
8	Некрасовский	1280	20	6,0	6,5	9,0	11,5	23 / 32	45 / 56	-
9	Первомайский	2271	22	6,0	7,0	11,0	13,5	23 / 32	38 / 48	143 / 150
10	Переславский	3151	22	6,0	7,0	11,0	13,5	27 / 38	53 / 67	103 / 125
11	Пошехонский	3036	20	6,0	6,5	9,0	11,5	22 / 30	48 / 57	78 / 87
12	Ростовский	2087	20	6,0	6,5	9,0	11,5	21 / 38	43 / 61	50 / 70
13	Рыбинский	2114	20	6,0	6,8	9,5	12,0	23 / 34	26 / 37	66 / 78
14	Тутаевский	1404	20	6,0	6,8	9,5	12,0	30 / 38	56 / 66	-
15	Угличский	2604	20	6,0	6,5	9,0	11,5	23 / 35	42 / 55	74 / 94
16	Ярославский	2174	20	6,0	6,5	9,5	11,5	24 / 33	48 / 65	100 / 111
17	Большесельский	1319	20	6,0	6,5	9,0	11,5	25 / 37	45 / 59	138 / 155

Таблица 11.2.

Результаты экономико-математического моделирования и оптимизации параметров ПСГТ для районов Ярославской области

№	Наименование параметров и показателей	1. Борисоглебский р-н		
	Глубины скважин, м	40 м	100м	200м
	1. Конструктивные и технологические параметры			
1	Температура воды на выходе из добычного трубопровода, оС	2,57	4,26	5,98
2	Максим. расход геотермального теплоносителя по ГЦС, $м^3$/ч.	14,28	5,74	3,58
3	Максимальное количество скважин в работе, шт.	8	3	2
4	Длина теплотрассы, м	480	120	80
5	Диаметр наружной теплотрассы, м	0,07	0,04	0,04
6	Суммарное максимальное давление нагнетания в ГЦС, МПа	0,15	0,07	0,06
	2. Эксергетические показатели			
1	Максимальная потребляемая мощность СГТ, кВт.	13,2	11,51	10,09
2	Расход электроэнергии СГТ, МВт.ч/год.	26,79	24,08	20,96
3	Условный расход топлива на выработку электроэнергии, затрачиваемой СГТ на собственные нужды, т у.т./год	9,11	8,19	7,12
4	Выработка теплоты электрокотельной за счет электроэнергии, расходуемой СГТ на собственные нужды, т у.т./г.	3,29	2,96	2,58
5	Удельный расход электроэнергии СГТ, кВт.ч/кВт.ч.	0,37	0,34	0,29
6	Мощность скважины на 1 м ее глубины, МДж/(час.м)	0,09	0,06	0,05
7	То же, кВт/м	0,025	0,017	0,014
8	Плотность извлекаемой тепловой энергии, МДж/$м^2$	0,229	1,963	3,111
9	в т.ч.: на конвективном интервале скважины, МДж/$м^2$	0,096	0,770	0,880
10	То же с учетом верхних толщ пород, МДж/$м^2$	0,229	2,032	3,679
	3. Экономические показатели			
1	Суммарные капиталовложения в ГЦС, тыс. долл.	13,91	10,97	14,76
2	в т.ч.: Инвестиции на строительство скважин, тыс. долл.	6,67	6,56	9,41
3	Капиталовложения в ТНУ, тыс. долл.	5,28	4,34	3,8
4	Капиталовложения в СГТ, тыс. долл.	19,19	15,31	18,56
5	Годовые эксплуатационные затраты по СГТ, тыс. долл/год	2,9	1,81	1,88
	4. Экономические критерии эффективности СГТ			
1	Себестоимость производства теплоты СГТ, долл/МДж.	11,33	7,06	7,34
2	Приведенные затраты на производство теплоты СГТ, долл/МДж.	30,31	14,23	16,03
3	Коэффициент экономической целесообразности СГТ	0,87	1,19	1,06
4	Чистая текущая стоимость - NPV, тыс. долл.	-3,14	46,44	41,04
5	Срок окупаемости СГТ, лет	17,0	7,4	9,3

3. Широкое применение экономико-математическое моделирование получило при геолого-экономической оценке и картировании геотермальных ресурсов, определении оптимальных параметров СГТ в различных природных и экономических условиях, разработке технико-экономических обоснований (feasibility report), рекомендаций в проектную документацию и других работах [23, 32, 37].

4. В данной работе была создана новая имитационная экономико-математическая модель ПСГТ и Программа оптимизации ее параметров и показателей. Результаты этого позволили выполнить оценку и картирование перспективных приповерхностных геотермальных ресурсов Ярославской области.

12. ПРОГНОЗНАЯ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ГЛУБИННЫХ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ГОРНЫХ ПОРОД

12.1. ЗАДАЧИ ПРОГНОЗНОЙ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ

Смысл термина «оценка» в первую очередь толкуется в качестве производного от «определить цену…»,[14] но имеет и второе содержание — «мнение о ценности, уровне или значении кого-, чего-нибудь».[14] Поэтому под оценкой ресурсов и запасов полезных ископаемых можно понимать определение их количественной и экономической характеристик. Соответственно следует выделить три группы методов оценки полезных ископаемых: количественные, экономические и по комплексу показателей.

Количественные оценки часто выполняются без применения средств экономики. В этих случаях определяются лишь потенции природы в полезных веществах, гипотетически доступных человеку в отдаленной перспективе. Примерами таких оценок являются определения теплового содержания толщ литосферы, энергии излучения Солнца, морских приливов, органического топлива и др. Они базируются на весьма укрупненных технических расчетах и позволяют получить общее представление о природных ресурсах общества в будущем. Большой интерес представляет определение количества вещества или энергии, к которым обеспечен доступ при современном уровне развития техники – технически доступные ресурсы. Эта категория ресурсов характеризует ближайшие резервы человека в окружающей его природе.

При экономической оценке в технически доступных ресурсах выделяется та их часть, которая соответствует экономической целесообразности освоения с точки зрения выработанных критериев, принципов и методов оценки. Эта позиция автора нашла отражение в классификации ресурсов и запасов геотермальной энергии (см. раздел 12.3). Она может показаться спорной, так как многие специалисты не дифференцировали ресурсы полезных ископаемых на технически доступные и экономически целесообразные категории, что нашло отражение в ранее утвержденных Советом Министров СССР классификациях. Кроме того, под общими ресурсами иногда понимают количество полезного ископаемого в произвольно заданном объеме пространства, не ограничиваясь хотя бы отдаленными прогнозами технической возможности их освоения.

---

[14] Ожегов С. И. Словарь русского языка. Изд. 7-е. Стереотип. М., Сов. энциклопедия, 1968, с. 476

Методы экономической оценки ресурсов и запасов полезных ископаемых делятся на сравнительные (или относительные) и абсолютные. Автор присоединяется к убедительно обоснованному мнению Е.А. Соловьевой [172] о том, что эти группы оценок имеют разное целевое назначение и требуют различного методического подхода. Такая же точка зрения высказана Т.А. Гатовым [82] и другими специалистами.

Сравнительные (относительные) экономические оценки необходимы для решения сопоставительных задач по оконтуриванию месторождений, выбору наилучших технических вариантов их разработки, определению народнохозяйственной ценности ресурсов и запасов, обоснованию оптимальных планов развития минерально-сырьевой базы, рациональной разработки недр, размещения производительных сил на территории страны и др.

Сравнительные оценки, отвечающие такому целевому назначению, должны были базироваться на рентных методах сопоставления [172]. Интересные обзоры используемых критериев были даны в работах Т.А. Гатова [82] и Ю.М. Арского [12]. Дифференциальная рента как критерий оценки ресурсов и запасов полезных ископаемых была обоснована Н.В. Володомоновым [77] и в различных вариантах рекомендовалась Т.С. Хачатуровым, Н.Г. Фейтельман [184, 185] и др. В работах акад. Н.П. Федоренко и ЦЭМИ АН СССР [14, 158] в качестве критерия оценки рассматривалась разность между замыкающими и индивидуальными затратами.

Методика и процедуры оценки месторождений по разности между замыкающими и предстоящими интегральными расходами были изложены Т.А. Гатовым [82]. Необходимость и сложность учета фактора времени отражены в методических разработках А.С. Астахова [15, 183]. Для решения некоторых задач Е.А. Соловьева [171] предложила использовать дифференциальный горный доход, т. е. разность между замыкающей и индивидуальной себестоимостью; позднее она рекомендовала воспользоваться предельными (замыкающими) величинами приведенных затрат с учетом качества полезного ископаемого и расходов на экологию [172].

Некоторые исследователи в качестве критерия сравнительной экономической оценки предлагали прибыль (А.Я. Кац, А.М. Марголин, К.Л. Пожарицкий [120, 160]), рентабельность (Е.Л. Кантор и Е.А. Соловьева [171]), приведенные затраты (В.И. Богачев, А.Н. Сиразутдинов), рост производительности общественного труда (М.А. Альтшуллер, Н.Я. Лобанов [134]) и т. д.

Абсолютные экономические оценки могут отражать часть или полную стоимость ресурсов (запасов) полезных ископаемых. Этот термин разными авторами трактовался неодинаково, зачастую под абсолютными оценками

методически [82] или процедурно [190] понимались относительные. При поиске и разведке полезных ископаемых для обоснования затрат на геологоразведочные работы, организацию хозрасчетных отношений с добывающими отраслями промышленности и др. целесообразно учитывать только ту часть общественно необходимых затрат, которая относится к геологоразведочным работам. Предложения по методам таких оценок содержались в трудах М.И. Агошкова, Ю.М. Арского, Л.П. Кобахидзе, Е.О. Погребицкого, Е.А. Соловьевой, С.Г. Струмилина, В.И. Тернового, Н.А. Хрущова, Ю.В. Яковца и др. [4, 12, 159, 171, 172, 173, 178, 189, 204]. Общественно необходимые затраты труда на поиск и разведку ресурсов и запасов полезных ископаемых, выражающие стоимость геологоразведочных работ, Е.А. Соловьева предлагала оценивать как сумму среднеотраслевой себестоимости разведанных запасов в недрах и нормативной прибыли при их реализации.

Особый интерес представляет оценка полной стоимости ресурсов или запасов полезных ископаемых. Она необходима для их включения в национальное богатство страны. В целом это вопрос дискуссионный, и он требует теоретических и методических исследований. Анализ ряда работ [183, 190 и др.], посвященных изучению национального богатства и роли в нем полезных ископаемых, был выполнен Е.А. Соловьевой [172]. Исходя из общей теории воспроизводства общественного богатства, она предлагала учитывать в национальном богатстве страны реальную ценность ресурсов полезных ископаемых, т.е. уже произведенные затраты труда, и потенциальную их ценность - резерв потребительной стоимости выявленных в недрах полезных ископаемых.

Потенциальная стоимость ресурсов полезных ископаемых должна включать [172] сумму полных затрат на их разведку и освоение, а также эффект, который может быть получен обществом при их потреблении. В частности, для геотермальных ресурсов на этих принципах должны быть разработаны перспективные оптовые цены на производство тепловой энергии.

Оценки по комплексу показателей в основном использовались для выбора лучших месторождений и приведены в работах М.И. Агошкова, Ю.М. Арского, А.Х. Бенуни, Т.А. Гатова, Л.П. Кобахидзе, И.Д. Когана, К.Л. Пожарицкого, С.Я. Рачковского и др. [4, 5, 12, 82, 123, 160]. Обычно выделялись и широко применялись в практике проектирования горногеологические и технико-экономические критерии [12]. Они позволяли выбирать технические решения, обеспечивающие добычу полезного ископаемого в нужных количествах и необходимого качества при наилучших экономических показателях с учетом рациональной охраны недр и защиты окружающей среды.

Все изложенное выше свидетельствует о том, что оценка полезных ископаемых имела разное целевое назначение, определяемое конкретными задачами народного хозяйства и этапами освоения природных ресурсов. Этим, видимо, и вызвано многообразие названий таких оценок: промышленная (Н.В. Володомонов), геолого-промышленная (И.Д. Коган), промышленно-экономическая (А.Х. Бенуни), геологическая, технологическая и экономическая (Н.Я. Лобанов), геолого-экономическая (Н.Г. Фейтельман, Л.П. Кобахидзе, Е.О. Погребицкий, В.И. Терновой, Ю.М. Арский, А.Я. Кац и др.), наконец, просто экономическая (А.С. Астахов, Т.А. Гатов, Е.А. Соловьева, Н.А. Хрущов и др.) [12, 14, 15, 77, 82, 120, 123, 134, 159, 171, 178, 184, 189].

Не дискутируя правильности названий существующих методик оценки ресурсов полезных ископаемых, мы приняли термин «прогнозная Геолого-экономическая оценка». По нашему мнению, он в наибольшей мере отвечал и отвечает задачам, стоящим перед оценкой геотермальных ресурсов на том и данном этапе их освоения.

Прогнозная Геолого-экономическая оценка ресурсов и запасов тепловой энергии горных пород представляла собой количественную, экономическую и территориальную характеристику геотермальных ресурсов страны или регионов и запасов отдельных площадей или месторождений. Целевое назначение такой оценки состояло в определении народнохозяйственной значимости геотермальных ресурсов для прогнозирования вовлечения нового источника энергии в топливно-энергетический баланс страны. Выполненная оценка являлась результатом анализа геолого-геотермической информации, проведения технических и экономических расчетов с достоверностью, отвечающей требованиям разработки прогнозных решений.

12.2. ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ГЛУБИННЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Понятие «геотермальные ресурсы» пока все еще не получило общепринятой трактовки. Эти ресурсы можно определить как общее количество теплоты, содержащееся в литосфере до глубины, технически достижимой (или назначенной) средствами бурения на прогнозируемый период. Такая трактовка отличается от привычного подхода к ресурсу, при котором понимается совокупность технической и экономической доступности. Она позволяет делать ближайшие и более отдаленные прогнозы на базе довольно точных оценок постоянно присутствующего резерва технически возможного к освоению ресурса. Положительная сторона такого подхода заключается и в том, что экономика, особенно топливно-энергетических

полезных ископаемых, меняется значительно быстрее и менее предсказуема, чем техника и технология их добычи.

По генетическим признакам и технологии разработки геотермальные ресурсы довольно условно можно разделить на ***гидрогеотермальные*** (теплота природного пара, гидротермальных смесей, термальных вод) и ***петрогеотермальные*** (теплота горячих горных пород). Об условности этого деления уже говорилось выше. При промышленной разработке гидрогеотермального месторождения, когда дебит водозабора значительно превышает водоприток в зоне питания, практически невозможно извлекать только теплоту флюидов, так как в разработку вовлекается тепловая энергия скелета коллектора и вмещающих его пород. Соотношение гидро- и петрогеотермальных ресурсов в идеализированном варианте при увеличении пористости пород коллектора от 2 до 30% возрастает с 3 до 43% (рис. 12.1), а при наиболее распространенных ее значениях (до 10-15%) не превышает 15-20%.

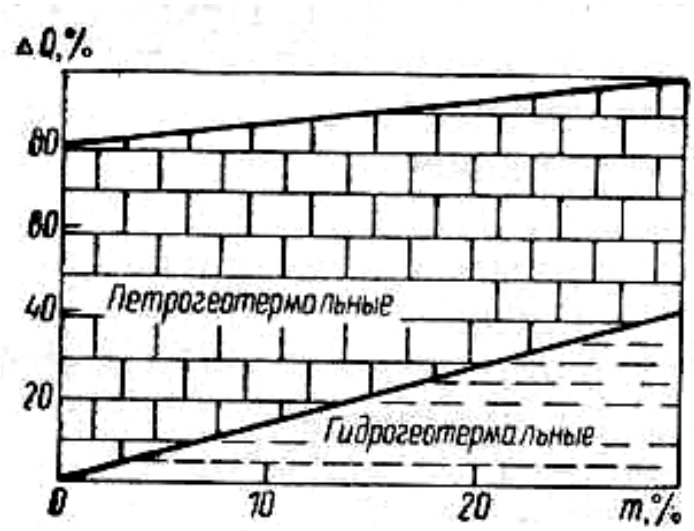


Рис. 12.1. Количественное соотношение гидро- и петрогеотермальных ресурсов (ΔQ) в единице объема пород коллектора при различной их пористости (m)

Оценка ресурсов даже традиционных источников энергии - задача весьма сложная и сопряжена с рядом пока еще непреодоленных трудностей методического, экономического и терминологического характера. Тем более проблематичен вопрос оценки ресурсов геотермальной энергии. Существующие прогнозы определяют в основном энергетический потенциал теплоты горных пород. Он колеблется от астрономических значений теплосодержания Земли в $1{,}1*10^9$ трлн. [180] до 1 млрд. т у.т. [227]; от теплосодержания десятикилометровой толщи в $4{,}3*10^3$ трлн. т у.т. [248] до пренебрежимо малых запасов парогидротерм в 7 млн. т у.т./год (США [246]) или незначительных ресурсов термальных вод в 50 млн. т у.т./год (СССР [138]).

На конгрессах мировых энергетических конференций (МИРЭК) общие тепловые ресурсы недр (до глубины 10 км) были оценены: на IX (1974 г.) - в $1,8*10^5$ трлн. т у.т.; на X (1977 г.) - в $4,3*10^4$ и на XI (1980 г.) - в $5*10^3$ трлн. т у.т.

По количественной оценке С. Шурра и П. Нетшерта [246] геотермальные ресурсы определялись как вся теплота земной коры при температуре выше 15 °С (средняя для земной поверхности). Д. Уайт ограничил геотермальные ресурсы глубиной 10 км и оценил их в $(3\text{-}4)*10^{16}$ т у.т., что в 2000 раз превышает мировые запасы угля [22]. Для территории США с учетом термальных вод оценку сделал Б. Гросслинг [226], по его расчетам геотермальные ресурсы составляют $20*10^{15}$ ГДж ($7*10^{14}$ т у.т.).

Оценки геотермальных ресурсов США различаются между собой более чем на три порядка. Это объясняется многими причинами, и в первую очередь неодинаковым их целевым назначением и толкованием понятий «ресурсы» и «запасы», отсутствием единой научно обоснованной геолого-экономической методики.

Одна из интересных попыток оценить геотермальные ресурсы выполнена Д. Пекком [241]. За критерии ограничения категорий ресурсов приняты степень известности и возможность экономически оправданного извлечения. Однако дальше обобщенно-качественного использования этих критериев Пекк не пошел, и конечный его прогноз выглядит столь же мало обоснованным, как и многие другие.

Для оценки глубинных гидротермальных ресурсов была предложена методика, разработанная под руководством Б.Ф. Маврицкого [138]. Основные положения ее сводятся к следующему. В прогнозные ресурсы включаются термальные воды с температурой выше 35 °С и минерализацией до 35 г/л коллекторов, залегающих на глубинах, до 3-3,5 км и имеющих водопроводимость не менее 10-20 $м^2$/сут. Запасы термальных вод пластового типа определяются по стандартному водозабору (5 скважин на 25 тыс. $м^2$) при срабатывании избыточного напора и понижении динамического уровня на 100 м насосами за 25 лет эксплуатации, а для трещинно-жильных месторождений - по дебитам естественной разгрузки, увеличенным в 2-3 раза.

Оценка прогнозных гидротермальных ресурсов по этой методике выполнялась, пересчетом запасов термальных вод для перспективных районов СССР в полезную тепловую энергию через коэффициент эффективности системы геотермального теплоснабжения $\eta_г$=0,5, введенный В.А. Локшиным. Он определяет отношение реально используемого теплового потенциала к количеству теплоты, содержащейся в термальной воде, при условном срабатывании ее до температуры окружающей среды. На основе такого подхода прогнозные ресурсы тепловой энергии составляли 35-50 млн. т у.т./год

(при удельном расходе топлива. 40-60 кг/ГДж). Выполненная нами дифференциация материалов из работы [138] по температуре воды с выделением трех групп: меньше 50 °С, 51-70°С и больше 70 °С - характеризует ресурсы термальных вод как весьма низкотемпературные. Около 66% этих ресурсов составляют воды со средневзвешенной по водопроводимости пластов температурой 44,4 °С, 25% - с температурой 62,6 °С и только 9% - с температурой 82,4 °С.

Завышенным представляется принятый коэффициент эффективного использования тепла $\eta_г$. По нашим расчетам в среднем для гидротермальных ресурсов он равняется 0,39, а для трех выделенных групп - 0,32; 0,51; 0,63. Условная переоценка этих ресурсов по уточненному коэффициенту (температура сброса 30 °С, продолжительность отопительного периода 7000 ч) значительно меняет итоговые результаты. Прогнозные ресурсы теплоты уменьшаются до 25 - 35 млн. т у.т., и соотношение их в группах составляет 43, 36 и 21%.

Проведенные расчеты ни в коей мере не претендовали на попытку дать новую оценку гидротермальных ресурсов, они лишь свидетельствовали о необходимости разработки единого методического подхода к оценке тепловых ресурсов недр.

12.3. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ ГОРНЫХ ПОРОД

Оценка глубинных ресурсов и запасов геотермальной энергии всей территории СССР, а также отдельных регионов, площадей, месторождений, участков и отводов считалась одной из определяющих проблем освоения теплоты недр. В этой области уже был накоплен некоторый опыт: в 1966-1970 гг. ВСЕГИНГЕО совместно с рядом организаций Министерства геологии СССР и АН СССР выполнил первую общесоюзную региональную оценку запасов термальных вод [138]; в 1975-1976 гг. в ЛГИ создана методика и осуществлена первая оценка геотермальных ресурсов территории СССР; эти работы развивались в направлении районирования, региональных оценок, подсчета запасов отдельных месторождений и др. [30, 31, 33, 35, 36, 79, 100, 177]. Интересные работы по оценке геотермальных ресурсов велись в Дагестане (ДагЭНИН), на Северном Кавказе (СевКавНИИГаз), на Украине (ИТТФ, ИГГГИ АН УССР) и в других районах. Методические подходы в оценках ВСЕГИНГЕО и ЛГИ существенно отличались, однако в последние годы принципиальные позиции их авторов значительно сблизились. Об этом свидетельствуют подготовленные Б.Ф. Маврицким, А.А. Шпаком и др.

методические рекомендации по оценке эксплуатационных запасов подземных термальных вод [139, 145].

Первым этапом создания методики оценки любых ресурсов является их классификация по выбранным признакам. Одно из главных, по нашему мнению, назначений классификации состоит в систематизации накопленного опыта с целью его изучения, оценки, правильного выбора технических решений и экономической политики. Ему в наибольшей мере отвечает иерархическое построение классификации по принципу часть — целое, когда предметная область расчленяется на понятийно или количественно ограниченные компоненты, которые в свою очередь становятся целым, а на следующем этапе снова делятся. При этом должно выполняться основное требование - единство классифицирующего признака для всего рассматриваемого множества либо на подуровнях намеченной иерархической структуры. Для освоения тепловых ресурсов недр представляет интерес систематизация по генетическим и геологическим признакам, достоверности разведки, технологии разработки, экономическим возможностям использования и др.

Классификация глубинных ресурсов и запасов полезных ископаемых - задача сложная, многоцелевая и требующая постоянного развития. Определенную ясность и обязательность выполнения в этот дискутируемый на протяжении многих лет вопрос тогда внесли постановления Совета Министров СССР об утверждении классификаций запасов месторождений и прогнозных ресурсов твердых полезных ископаемых (от 30 ноября 1981 г., № 1128), нефти и горючих газов (от 8 апреля 1983 г., № 299), подземных вод (от 25 февраля 1983 г., № 177). В этих директивных документах была оставлена возможность дальнейшей дифференциации и уточнения понятий «прогнозные ресурсы» и «балансовые запасы» с учетом специфики каждого полезного ископаемого. На основе технолого-экономического подхода к ресурсам и запасам, разработанного М.И. Агошковым, Ю.М. Арским, А.С. Астаховым, Н.Я. Лобановым, Л.П. Кобахидзе, Н.В. Мельниковым, Е.А. Соловьевой, В.И. Терновым, Н.Г. Фейтельман, Н.А. Хрущовым, Ю.А. Чернеговым и др. [6, 11, 12, 14, 78, 123, 134, 171, 172, 180, 189, 192], в ЛГИ тогда предложена (рис. 12.2) первая классификация геотермальных ресурсов и запасов[15] по народнохозяйственному их значению [35, 36]. Она отвечала основным положениям утвержденных СМ СССР классификаций и учитывала специфику нового полезного ископаемого. В качестве генерального признака, определяющего организацию порядка в создаваемой иерархии, была принята семантика понятия «ресурсы» как «возможности», т.е. техническая и

[15] Разработана автором при участии Ю.Д. Дядькина и А.Б. Вайнблат

экономическая возможность освоения тепловой энергии нагретых горных пород в ближайшее время и на перспективу.

Рис. 12.2. Классификация ресурсов и запасов геотермальной энергии недр

В классификации было выделено пять групп ресурсов и шесть групп запасов. Оценку ресурсов целесообразно выполнять для ограниченных общими геолого-геотермическими и экономическими признаками регионов и обширных площадей. В итоге она призвана характеризовать обеспеченность экономических районов, республик, краев и областей тепловой энергией недр и указывать наиболее перспективные районы возможного ее освоения. Оценка запасов целесообразна для отдельных месторождений, их участков, горных отводов под намеченные объекты.

Общие геотермальные ресурсы (потенциальные) определяются как количество теплоты, содержащееся в литосфере до прогнозируемой глубины бурения. Они делятся на технически доступные (прогнозные) и технически перспективные.

Технически доступные геотермальные ресурсы (прогнозные) включают теплосодержание толщи пород (твердой, жидкой и газообразной сред) мощностью, равной глубине бурения, достижимой современными промышленными средствами (5-7 км). Они ограничиваются заданными температурами потребляемого и сбрасываемого теплоносителя.

Технически перспективные ресурсы ограничивались прогнозируемой промышленной глубиной бурения (9-10 км), и состояли из теплосодержания толщи пород между освоенной и прогнозной глубинами бурения, а также из оставшегося количества тепловой энергии с температурным потенциалом (качеством, содержанием) ниже заданных потребителем значений.

Экономически эффективные геотермальные ресурсы слагаются из теплосодержания массива, ограниченного равенством приведенных затрат на добычу геотермальной энергии и альтернативу при заданном качестве извлечения и принятой схеме размещения геотермальных систем по площади и на глубину, т.е. при заданных коэффициентах температурного и объемного извлечения.

Временно нецелесообразные к использованию ресурсы - это часть технически доступных, которые остаются в недрах либо из-за более низкого, чем необходимо потребителю, качества (температуры), либо вследствие более высоких, чем альтернативные, затрат на добычу.

Балансовые запасы - это количество тепловой энергии, которое по многовариантной оценке, выполненной на базе имитационного экономико-математического моделирования, может быть добыто в процессе разработки конкретного месторождения (поля, участка) при условии максимального извлечения тепла до границ экономической или технической целесообразности с соблюдением требований по рациональному использованию недр и охране окружающей среды. На этой стадии оценки сырьевой базы необходима достаточно подробная геологическая и экономическая информация для инженерно-экономических расчетов по определению бортового содержания, промышленного минимума и границ месторождения.

Забалансовые запасы определяются аналогично балансовым, но при прогнозных экономических показателях альтернативных источников энергии. Они формируются в основном в границах экономически эффективных ресурсов, но могут включать часть временно нецелесообразных к использованию и даже технически перспективных ресурсов.

Промышленные запасы составляют намеченную к разработке часть балансовых запасов, за исключением проектных потерь.

Проектные потери включают часть балансовых запасов, сосредоточенных в участках месторождения (по площади или на глубину), в которых по природным, охранным или экологическим причинам строительство геотермальных систем не проектируется. В частности, это могут быть территории под водоемами или с весьма сложным рельефом, водоносные горизонты, питающие целебные источники или обеспечивающие водоснабжение населенных пунктов, и т. д.

Извлекаемые запасы - часть балансовых запасов, выделенная по критерию минимума экономических последствий от потерь.

Эксплуатационные потери – экономически оправданная часть оставляемых в недрах промышленных запасов тепловой энергии.

Предлагаемое разделение общих геотермальных ресурсов как предметной области на понятийно сформулированные части не претендует на абсолютность в подходе и жесткую фиксированность границ. Кроме того, возможны перемещения выделенных категорий или дополнительные связи между ними, которые показаны на рисунке 12.2 пунктиром.

12.4. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ПО СТЕПЕНИ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ И ИХ СПЕЦИФИКА

Рассматривая тепловую энергию недр, как полезное ископаемое, необходимо определить количественную, качественную, экономическую и социальную его значимость. Геотермальные ресурсы, в связи со своей спецификой, а главное, их альтернативным, на обозримый период, назначением требуют обязательного проведения экономической оценки. В отличие от существовавших отечественных и зарубежных методов экспертных количественных оценок, в Санкт-Петербургском государственном горном институте (Техническом университете) - СПГГИ (ТУ), бывшем ЛГИ, ныне СПГУ, были разработаны основные концепции и создана первая методика геолого-экономической оценки геотермальных ресурсов [30, 35, 36, 45, 103]. Определенный прогресс в этом направлении достигнут в результате совместных исследований СПГГИ (ТУ) и ФГУП “Недра”. В развитие прежних представлений была уточнена классификация и методика оценки геотермальных ресурсов [211, 213, 218].

Согласно предложенной классификации ***потенциальные*** (Р) глубинные геотермальные ресурсы, с учетом горно-геологических условий, ***степени промышленного освоения***, технологии добычи и использования теплоты недр, можно разделить на две группы (рис. 12.3):

а) Геотермальные ресурсы слабопроницаемых горных пород - *петрогеотермальные* ($Р^{и}$). Их общий потенциал определяется как теплосодержание толщи литосферы на предельную глубину бурения (10 км) с охлаждением пород до температуры окружающей среды потребителя. Технология их извлечения находится на экспериментальном уровне, созданы только опытные циркуляционные системы с <u>искусственными</u> коллекторами

(Фэнтон Хилл - США, Корнуэлл - Англия, Хиджиори - Япония, Тырныауз - Россия, Баден-Вюрттемберг – Германия, Соультс – Эльзас, Франция).

б) Геотермальные ресурсы естественных коллекторов - ***гидрогеотермальные*** (P^e). Их потенциал определяется как теплосодержание суммарной мощности проницаемых пластов на глубину осадочного чехла (с кондуктивной добавкой от вмещающих пород), при охлаждении их до температуры окружающей среды. Они промышленно эксплуатируются циркуляционными системами (Франция, США, Германия, Дания, Украина, Польша, Швейцария, Россия и др.).

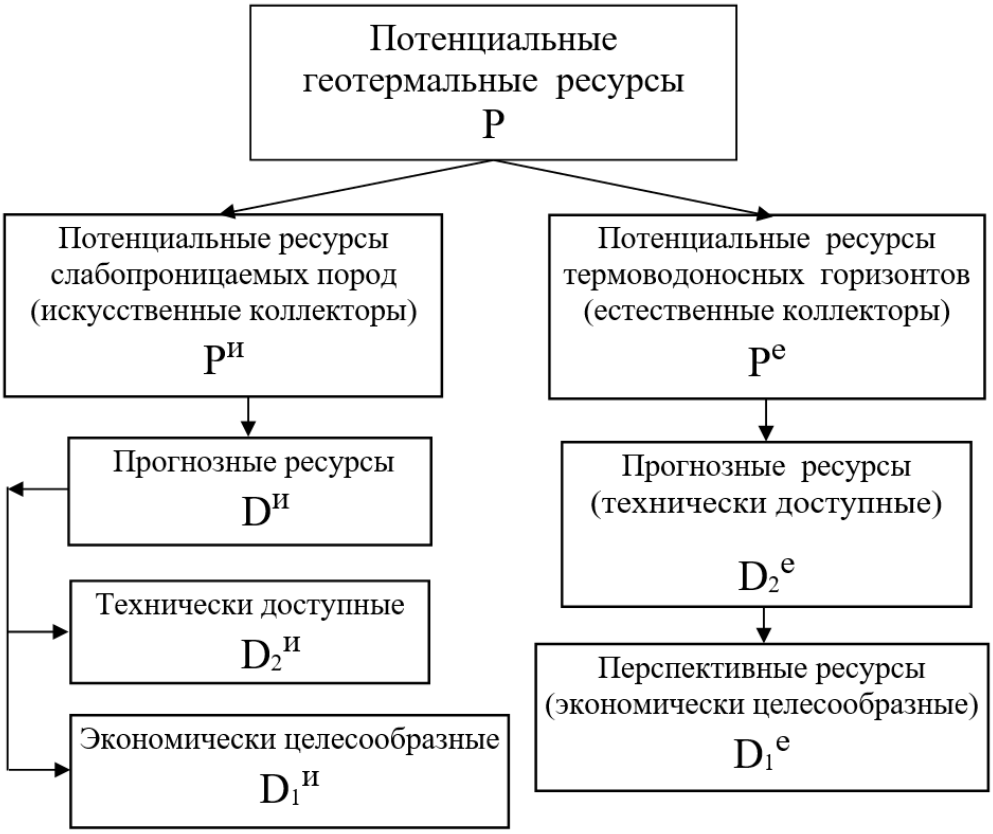


Рис. 12.3. Классификация глубинных геотермальных ресурсов с учетом промышленной освоенности технологии их разработки.

Прогнозные геотермальные ресурсы являются частью *потенциальных петрогеотермальных* или *гидрогеотермальных* ресурсов. ***Прогнозные петрогеотермальные*** ресурсы слабопроницаемых горных пород ($D^и$) делятся на две группы:

1) ***Технически доступные петрогеотермальные ресурсы*** ($D_2^и$) - оцениваются как теплосодержание толщи пород до глубины промышленного бурения (6 км), с учетом коэффициента извлечения. Они ограниченны заданными температурами потребляемого и сбрасываемого теплоносителя (для

нужд теплоснабжения: 70/20 - для горячего водоснабжения, 90/40 - для отопления), т.е. характеризуются не только количественно, но и качественно.

2) Экономически целесообразные петрогеотермальные ресурсы ($D_1^и$) - оцениваются с учетом конкуренции с производством теплоты котельной на органическом топливе: верхняя граница ресурсного интервала рассчитывается с учетом догрева в пиковой котельной или термотрансформации, а нижняя - по сопоставлению с альтернативной котельной.

Прогнозные (технически доступные) гидрогеотермальные ресурсы естественных коллекторов ($D_2^е$) оцениваются как теплосодержание термоводоносных пластов, ограниченное температурой окружающей среды и коэффициентом температурного извлечения. Дополнительно учитывается кондуктивный теплоприток из подстилающих и налегающих пород.

Перспективные гидрогеотермальные ресурсы (экономически целесообразные) естественных коллекторов ($D_1^е$) оцениваются как часть прогнозных, которая может быть экономически целесообразно добыта и использована при современном уровне технологии освоения тепловой энергии недр.

При сопоставлении с традиционными источниками энергии очевидны следующие преимущества геотермальных ресурсов:

1. Неисчерпаемость.
2. Повсеместность распространения.
3. Близость к потребителю.
4. Локальность полного обеспечения потребителя теплотой и электроэнергией.
5. Региональная принадлежность к местным ресурсам.
6. Полная автоматизация, безопасность и практическая безлюдность добычи геотермальной энергии.
7. Экономическая конкурентоспособность.
8. Возможность и целесообразность строительства маломощных установок.
9. Экологическая чистота.

Однако специфика геотермальных ресурсов включает и ряд недостатков:

1. Низкий температурный потенциал. теплоносителя на выходе из установки.
2. Нетранспортабельность.
3. Трудности складирования.
4. Рассредоточенность геотермальных сооружений.
5. Ограниченность промышленного опыта.

12.5. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ И РАЙОНИРОВАНИЯ ГЛУБИННЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

12.5.1. Потенциальные глубинные геотермальные ресурсы (Р)

Они характеризуют тепловой потенциал толщи пород на прогнозируемую глубину бурения до 10 км. Плотность распределения ресурсов (Q^P) определяется (12.1) исходя из предпосылки, что массив можно охладить до температуры окружающей среды.

$$Q^P = k\, c_v (H_{пр} - h_{нс})(T_{из} - t_{ос}),\ \text{т у.т./м}^2 \qquad (12.1)$$

где k - коэффициент перехода от тепловой энергии к условному топливу, т у.т./Дж; c_v - объемная теплоемкость пород, Дж/(м^3.^{0}С); $H_{пр}$ - прогнозная глубина бурения, м (10 км); $h_{нс}$ - мощность нейтрального слоя, м; $t_{ос}$ - температура окружающей среды, °С; $T_{из}$ - средняя температура массива, °С:

$$T_{из} = 0{,}5(T_{пр} + t_{нс});$$

$t_{нс}$ - температура нейтрального слоя, °С; $T_{пр}$ - температура пород на прогнозируемой глубине, °С:

$$T_{пр} = G(H_{пр} - h_{нс}) + t_{нс};$$

G - геотермический градиент, °С/м.

12.5.2. Петрогеотермальные глубинные ресурсы. Оценка и районирование

Прогнозные петрогеотермальные (технически доступные) ресурсы геотермального теплоснабжения $D_2^и$ рассчитываются в двух режимах, определяемых потребителем: режим 70/20 °С - для теплоснабжения и 90/40 °С - для отопления.

Для режима 70/20 °С плотность ресурсов геотермальной энергии категории $D^и_2$ определяется:

$$Q(D_2^{\ и}) = k\,\xi\, c_v\,(H_н - H_в)(T'_{из} - 20),\text{т у.т./м}^2; \qquad (12.2)$$

где ξ - коэффициент температурного извлечения (ξ = 0,125); $H_н$ - нижняя граница ресурсного интервала, м ($H_н$ = 6000 м); $H_в$ - верхняя граница ресурсного интервала, м;

$$H_в = (T_в - t_{нс})/G + h_{нс};$$

$T_в$ - температура на верхней границе ресурсного интервала, °С.

В режиме 70/20 °С для получения теплоносителя с температурой не менее 70 °С средняя температура массива ($T'_{из}$), с учетом потерь при транспортировке, должна быть не менее 80 °С.

$$T'_{из} = 0{,}5(T_в + T_н),$$

$T_н$ - температура на нижней границе массива ресурсного интервала.

Исходя из положения $T'_{из} \geq$ 80 °С, находим температуру:

$$T_в = 2T_{из} - T_н,$$

тогда минимальное значение $T_в = 160 - T_н$.

В ряде случаев, когда $T_н$ имеет высокие значения, расчетная температура на верхней границе может быть достаточно низкой вплоть до отрицательной, что невозможно для реальной системы. Эта вероятность исключается путем ввода ограничения $T_в \geq 30$ °С, таким образом, при высоких температурах на нижней границе, значительно повышается средняя температура массива. Температура на нижней границе ($T_н$) рассчитывается по формуле:

$$T_н = G(H_н - h_{нс}) + t_{нс}.$$

Плотность ресурсов геотермальной энергии для режима 90/40 °С категории $D_и^2$ определяется по формуле (12.3):

$$Q(D_2^{\,и}) = k\,\xi\, c_v\,(H_н - H_в)(T'_{из} - 40),\ \text{т у.т./м}^2 \qquad (12.3)$$

Для обеспечения теплоносителя с температурой 90 °С средняя температура массива $T'_{из}$ должна быть не менее 100 °С. Заданная температура на верхней границе ресурсного интервала ($T_в$) не менее 50 °С.

Прогнозные петрогеотермальные (экономически целесообразные) ресурсы геотермальной энергии категории $D_1^И$ рассчитываются в несколько этапов. Глубина верхней и нижней границ ресурсного интервала определяется по уровню затрат на получение теплоты в топливной котельной. Поэтому первым этапом методики является определение приведенных затрат на получение теплоносителя заданного качества в топливной (угольной) котельной, Теплопроизводительность ее как базовой котельной в условиях теплоснабжения небольших районов принимается равной 100 ГДж/ч.

Глубина нижней границы экономически обуславливается равенством приведенных затрат на получение горячей воды в топливной котельной и добычу геотермального теплоносителя, качество (температура) которого удовлетворяет потребителя. Приведенные затраты на добычу геотермального

теплоносителя определяются с помощью полученной на базе экономико-математического моделирования экспресс методики [27, 32, 37, 216].

Глубину верхней границы прогнозных экономически целесообразных ресурсов определяет равенство приведенных затрат на получение горячей воды в топливной котельной и приведенных затрат на добычу геотермального теплоносителя с минимально допустимой температурой и последующего догрева его в топливной котельной или термотрансформаторах до качества, обеспечивающего необходимый режим функционирования системы.

Плотность прогнозных (экономически целесообразных) ресурсов категории $D_1^И$ определяется по формуле (12.4):

$$Q(D_1^{и}) = k\,k_и \xi\; c_v\,(H_э - H_в)(T_{из} - T_0),\ \text{т у.т./м}^2 \qquad (12.4)$$

$k_и$ - коэффициент извлечения, рассчитывается с учетом $T_и$, и топливного догрева; $H_э$ и $H_в$ - экономически обоснованные глубины нижней и верхней границ ресурсного интервала, м; T_0 - температура сброса теплоносителя, ^{0}С.

Описанная логика и более 60 зависимостей были формализованы в экономико-математическую модель подсчета величины прогнозных экономически целесообразных ресурсов. По предложенной методике была определена плотность прогнозных глубинных ресурсов геотермального теплоснабжения двух категорий $D_2^И$ и $D_1^И$, для двух температурных режимов более чем в 3000 пунктах на территории России.

Полученные значения для каждого пункта были вынесены на карту фактического материала масштаба 1:10 000 000 и по ним методом простой интерполяции была построена система изолиний, отражающая изменение плотности ресурсов геотермального теплоснабжения до глубины 6000 м.

Карты прогнозных технически доступных (рис. 12.4) и экономически целесообразных (рис. 12.5) ресурсов геотермального теплоснабжения изданы [38, 84].

Общие потенциальные ресурсы геотермальной энергии категории Р характеризуют сырьевую базу геотермальной энергетики на начало XXI века. Их общий тепловой потенциал эквивалентен 1702 трлн. т у.т. Подсчитанные прогнозные, технически доступные ресурсы геотермальной энергии категории $D_2^И$ составили для нужд теплоснабжения 70/20 °С - 56,9 трлн. т у.т., в том числе для нужд отопления - 30,5 трлн. т у.т. Энергетический потенциал технически доступного, *экономически целесообразного* и экологически чистого альтернативного источника энергии для России составил 44,6 трлн. т для нужд теплоснабжения (70/20 ^{0}С, в том числе для отопления - 16,4 трлн. т у.т. (табл. 12.1).

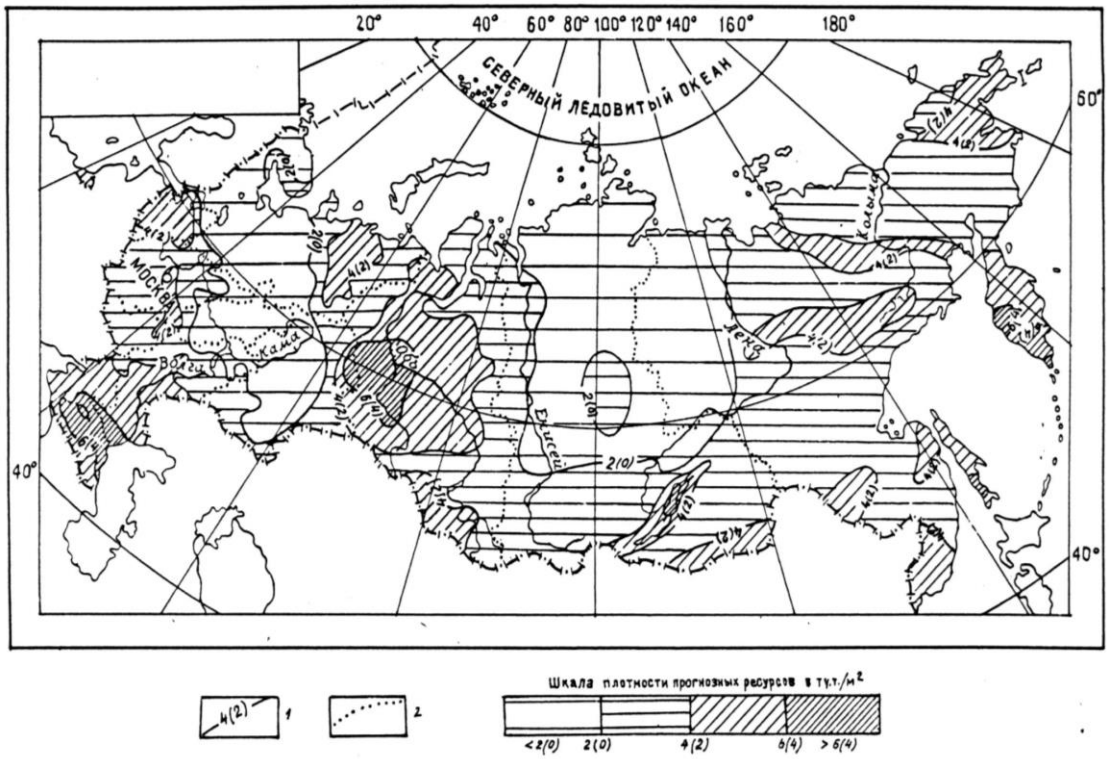


Рис. 12.4. Схематическая карта глубинных прогнозных, технически доступных ресурсов геотермального теплоснабжения.

1 - Изолинии плотности ресурсов геотермального теплоснабжения, т у.т./м^2. Обозначение - *4(2)* расшифровывается: *4* - для теплоснабжения (режим 70/20 ^{0}С), *2* - для отопления (режим 90/40 ^{0}С). 2. Границы экономических районов России

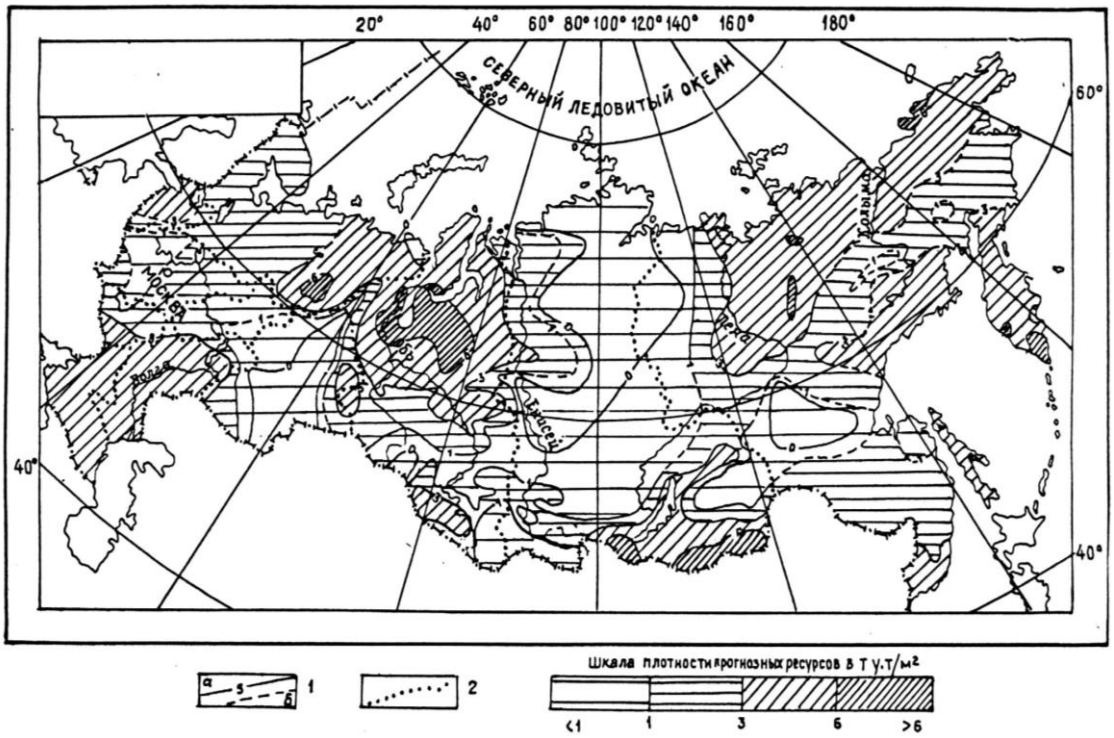


Рис. 12.5. Схематическая карта прогнозных экономически целесообразных глубинных ресурсов геотермального теплоснабжения.

1. Изолинии плотности ресурсов геотермального теплоснабжения, т у.т./м^2 (режим 70/20 ^{O}С): а) достоверные, б) предполагаемые. 2. Границы экономических районов России

Таблица 12.1.

Геотермальные ресурсы территории России

Регионы	Потенциальные, P, $1*10^{12}$ т у.т.	Прогнозные ресурсы теплоснабжения D, $1*10^{12}$ т у.т.			
		Технически доступные, D_2		Экономически целесообразные, D_1	
		70/20 ^{0}C	90/40 ^{0}C	70/20 ^{0}C	90/40 ^{0}C
Северный	132	3.7	1.1	3.4	0.95
Северо-Западный	18	0.9	0.2	0.6	0.1
Центральный	35	1.5	-	0.99	-
Центрально-Черноземный	19	5.7	1.3	4.8	0.07
Волго-Вятский	12	0.54	-	0.37	-
Поволжский	59	2.7	1.49	2.1	1.37
Северо-Кавказский	45	1.86	1.35	1.6	0.97
Уральский	64	1.2	0.36	0.6	0.18
Западно-Сибирский	258	9.8	7.4	8.2	3.8
Восточно-Сибирский	364	7.9	5.4	5.1	1.86
Дальневосточный	696	21.1	11.9	16.8	6.15
Калининградская обл.	-	-	-	0.1	0.09
Итого по России	**1702**	**56.9**	**30.5**	**44.64**	**16.44**

12.5.3. Гидрогеотермальные глубинные ресурсы. Оценка и районирование

Значительная часть территории России характеризуется наличием низко- и среднетемпературных естественных коллекторов. Для их освоения создана промышленная циркуляционная технология. Однако, даже в масштабах нетрадиционной энергетики, ее распространение крайне ограниченно.

Основными препятствиями широкого применения этой технологии можно считать:

1) высокие требования к геолого-геотермическим характеристикам естественного коллектора - глубине, температуре, мощности и проницаемости, определяющим экономическую целесообразность геотермального теплоснабжения;

2) сравнительно низкие температуры пород продуктивных горизонтов, вызывающие необходимость пикового догрева теплоносителя или термотрансформации за счет теплонасосных установок;

3) не повсеместность распространения геотермальных ресурсов под такую технологию.

В СПГГИ совместно с ГНПП “Недра” [34, 35, 36, 37, 211, 213, 217] была разработана методика количественной оценки геотермальных ресурсов естественных коллекторов. Подсчет ресурсов тепловой энергии естественных коллекторов осуществлялся для трех категорий глубинных гидротермальных ресурсов: ***потенциальных*** - P^e, ***прогнозных*** - D_2^e и ***перспективных*** - D_1^e.

Потенциальные ресурсы геотермальной энергии категории P^e определяются:

$$Q(P^e) = k \sum_{i=1}^{i=n} [c_{vi}\, m_i\, S_i\, (T_{пл\,i} - t_{ос})], \text{ т у.т.} \qquad (12.5)$$

c_{vi} - объемная теплоемкость пород каждого из продуктивных пластов, Дж /(м^3 ^{o}C); m_i - мощность i - го пласта, м; S_i - площадь распространения i - го пласта, м^2; $T_{пл\,i}$ - средняя температура i - го пласта, ^{o}C; $t_{ос}$ - температура окружающей среды, ^{o}C; n - количество термоводоносных пластов.

Прогнозные гидрогеотермальные ресурсы D_2^e определяются как теплосодержание пласта мощностью - m, площадью - S, рассчитанное при условии, что пласт со средней температурой $T_{пл}$ может быть охлажден до температуры окружающей среды $t_{ос}$:

$$Q(D_2{}^e) = k\, \varepsilon_k\, \zeta_T\, c_v\, S\, m\, (T_{пл} - t_{ос}), \text{ т у.т.} \qquad (12.6)$$

ε_k - коэффициент увеличения ресурсов за счет кондуктивного теплопритока, зависящий от мощности пласта, температуры пород и других факторов; ζ_T - коэффициент температурного извлечения, определяемый с учетом температур добываемого и отработанного теплоносителя; c_v - объемная теплоемкость пород, усредненная по мощности пласта, Дж /(м^3 ^{o} C).

Оценка прогнозных ресурсов геотермальной энергии естественных коллекторов (D_2^e) дает возможность определить максимальную обеспеченность геотермальными ресурсами при разработке конкретных пластов циркуляционной технологией, без расчета затрат на получение геотермального теплоносителя.

Перспективные геотермальные ресурсы D_1^e оцениваются с учетом технологических параметров добычи геотермального теплоносителя, ее экономических показателей и условий потребителя. На первом этапе оценки перспективных ресурсов определяется их наличие. Для этого на базе экономико-математического моделирования рассчитывается один из

оптимальных генеральных критериев, например - приведенные затраты на добычу теплоты геотермальными циркуляционными системами $П_Г$ и сравнивается с альтернативой - топливной котельной $П_А$.

Если $П_А > П_Г$, то можно говорить о рассматриваемых пластах как о продуктивных и переходить к дальнейшей оценке ресурсов категории D_1^e. В противном случае, следует признать разработку этих пластов в настоящее время экономически нецелесообразной и их ресурсы не соответствующими категории D_1^e.

На втором этапе сопоставляется температура теплоносителя на выходе из системы геотермального теплоснабжения $t_{СГТ}$ и температура, заданная потребителем для нужд теплоснабжения - t. Если $t_{СГТ} > t$, констатируется наличие пригодного к освоению геотермального месторождения с естественным коллектором и следует подсчет ресурсов категории D_1^e. Если $t_{СГТ} < t$, то эффективность ресурсов пласта оценивается с учетом топливного догрева извлекаемого теплоносителя или его термотрансформации до кондиционной температуры.

В подсчете ресурсов категории D_1^e (12.7) учитывается коэффициент охвата $k_{охв}$, характеризующий распределение фильтрационных потоков в зоне теплоотбора и степень ее охлаждения геотермальным теплоносителем на конец срока эксплуатации:

$$Q(D_2^{\,e}) = k\,\varepsilon_k\,\zeta_T\,k_{охв}\,c_v\,S\,m(T_{пл} - t_{ос}),\ \text{т у.т.} \qquad (12.7)$$

Оценка гидротермальных прогнозных ресурсов территории России (табл. 12.2) категории P^e свидетельствует о возможности существенного вклада в топливно-энергетическую базу страны.

Таблица 12.2

Прогнозные геотермальные ресурсы естественных коллекторов осадочных бассейнов России

№ п/п	Осадочные бассейны	Шкала плотности ресурсов, т у.т./м^2							
		0 - 2		2 - 4		4 - 6		Всего	
		Площадь - S, тыс. км^2; ресурсы - Q, млрд. т у.т.							
		S	Q	S	Q	S	Q	S	Q
1	Ленинградско-Новгород.	42	42	24	72			66	114
2	Московский	23,4	23,4	12	36			35,4	59,4
3	Рязанский	80,1	80,1	14,4	43,2			94,5	123,3
4	Прикаспийский	110,8	110,8	65,6	196,8	8	40	184,4	347,6

№ п/п	Осадочные бассейны	Шкала плотности ресурсов, т у.т./м^2							
		0 - 2		2 - 4		4 - 6		Всего	
		Площадь - S, тыс. км^2; ресурсы - Q, млрд. т у.т.							
		S	Q	S	Q	S	Q	S	Q
5	Предкавказский	29,6	29,6	320	960	17,4	87	367	1076,6
6	Тимано-Печорский	141,2	141,2	171,7	515,1	83,6	418	396,5	1074,3
7	Волго-Уральский	225,2	225,2					225,2	225,2
8	Западно-Сибирский	671,7	671,7	542	1626	651,6	3258	1865	5555,7
9	Хатангский	64	64	72,7	218,1			136,7	282,1
10	Усть-Илимский	390,1	390,1	52,4	157,2			442,5	547,3
11	Вилюйский	264,3	264,3	245,4	736,2			509,7	1000,5
12	Буреинский	70,8	70,8	20	60			90,8	130,8
13	Чукотский			56	168			56	168
14	Анадырский			58,8	176,4			58,8	176,4
15	Сахалинский			60,8	182,4	7,6	38	68,4	220,4
	Всего по России	**2113**	**2113**	**1716**	**5147**	**768,2**	**3841**	**4597**	**11102**

12.6. ГЛУБИННЫЕ ТЕПЛОВЫЕ РЕСУРСЫ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ЕСТЕСТВЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МОСКОВСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ

В качестве примера геолого-экономической оценки геотермальных ресурсов рассмотрена геологическая формация - Московская синеклиза. На ее территории прогнозируется два основных термоводоносных горизонта: верхний - среднедевонский (D_2) с глубиной залегания от 800 до 1700 м и нижний - среднекембрийский (ε_2) на глубине 900-2300 м. При оценке глубинных ресурсов геотермальной энергии этих термоводоносных горизонтов основой послужили фактические данные, полученные в результате бурения и изучения скважин на исследуемой территории - температура, глубина, мощность и проницаемость пород коллектора:

	среднедевонский	среднекембрийский
Температура коллектора, °С	20 - 60	30 - 70
Эффективная мощность, м	70 - 250	20 - 65
Проницаемость, Дарси	1,5 – 3,0	0,01 – 3,0

Ресурсы геотермальной энергии среднекембрийского водоносного горизонта расположены на 183,5 тыс. км^2 площади Московской синеклизы (рис. 12.6 а) и составляют 11 млрд. т у.т., среднедевонского – на 221,7 тыс. км^2 (рис. 12.6 б) и составляют 33 млрд. т у. т. (табл. 12.3). В качестве основных потребителей геотермальной энергии рассматривались системы отопления и

горячего водоснабжения городских, поселковых и сельских объектов. Поэтому расчеты выполнялись для трех теплопроизводительностей геотермальных установок: 5; 25 и 100 ГДж/час. Выбор температур теплоносителя, направляемого заказчику, определялся из режимов работы применяемых отопительных приборов. Набор расчетных температур, заявляемых потребителем, принят: 60; 70; 80 и 90 °С.

Таблица 12.3

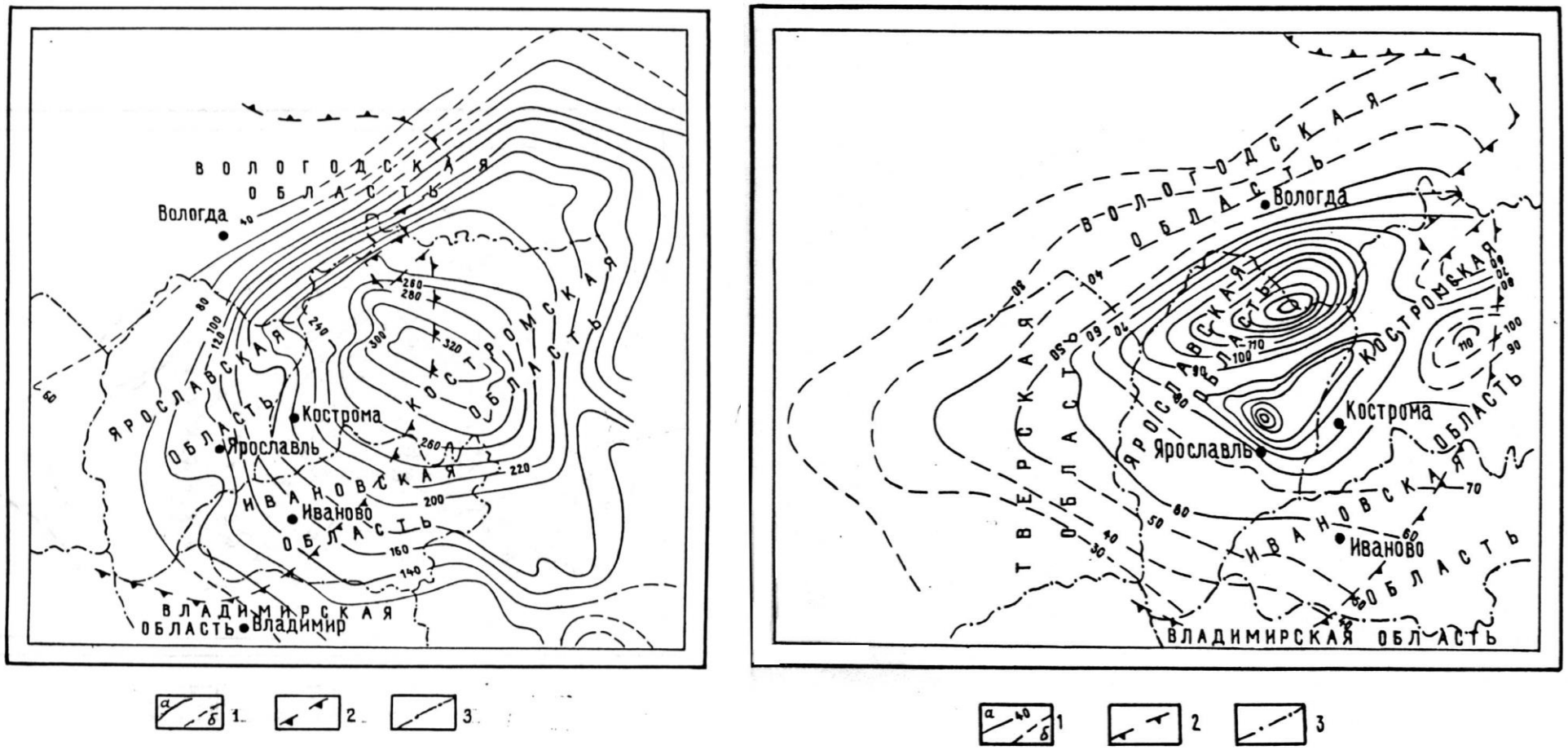
Глубинные перспективные геотермальные ресурсы Среднедевонского и Среднекембрийского термоводоносных горизонтов Московской синеклизы

Области	Территория, имеющая ресурсы		Перспективные ресурсы, млрд. т у.т.	Плотность, тыс. т у.т./км^2
	тыс. км^2	в% от общей		
Владимирская	14.2 / 3.2	49.0 / 11.0	1.42 / 0.11	100 / 34
Вологодская	62.1 / 51.4	42.6 / 35.3	8.24 / 2.51	130 / 49
Ивановская	23.9 / 11.8	100.0 / 49.4	4.06 / 0.75	170 / 64
Костромская	54.2 / 25.5	90.2 / 42.4	11.46 / 2.16	200 / 85
Нижегородская	28.0 / -	37.0 / -	4.2 / -	150 / -
Новгородская	- / 4.2	- / 7.5	- / 0.11	- / 25
Тверская	2.9 / 51.0	3.4 / 60.6	0.19 / 1.99	60 / 39
Ярославская	36.4 / 36.4	100.0 / 100.0	3.59 / 3.38	200 / 93
Итого	221.7 / 183.5		33.16 / 11.01	

Примечание: числитель - среднедевонский, знаменатель - среднекембрийский горизонты

Температура добываемого геотермального теплоносителя 20-60 ^{0}С, что явно недостаточно для потребителя, поэтому были приняты установки с тепловыми насосами. Результаты расчетов технико-экономических показателей, выполненных, на базе экономико-математического моделирования, по 100 скважинам на территории Московской синеклизы, легли в основу сравнительной оценки и построения карт экономической целесообразности освоения глубинных геотермальных ресурсов среднедевонского и среднекембрийского водоносных горизонтов (рис. 12.7). Эти результаты геолого-экономической оценки позволяют сопоставлять геотермальные и традиционные ресурсы, рассматривать перспективы геотермального теплоснабжения и выбирать первоочередные объекты и участки строительства геотермальных циркуляционных систем на территории Московской синеклизы.

Кроме того, были построены карты: инвестиций в строительство систем геотермального теплоснабжения; себестоимости производства теплоты геотермальными станциями; условной прибыли (ущерба) при производстве теплоты СГТ и др.

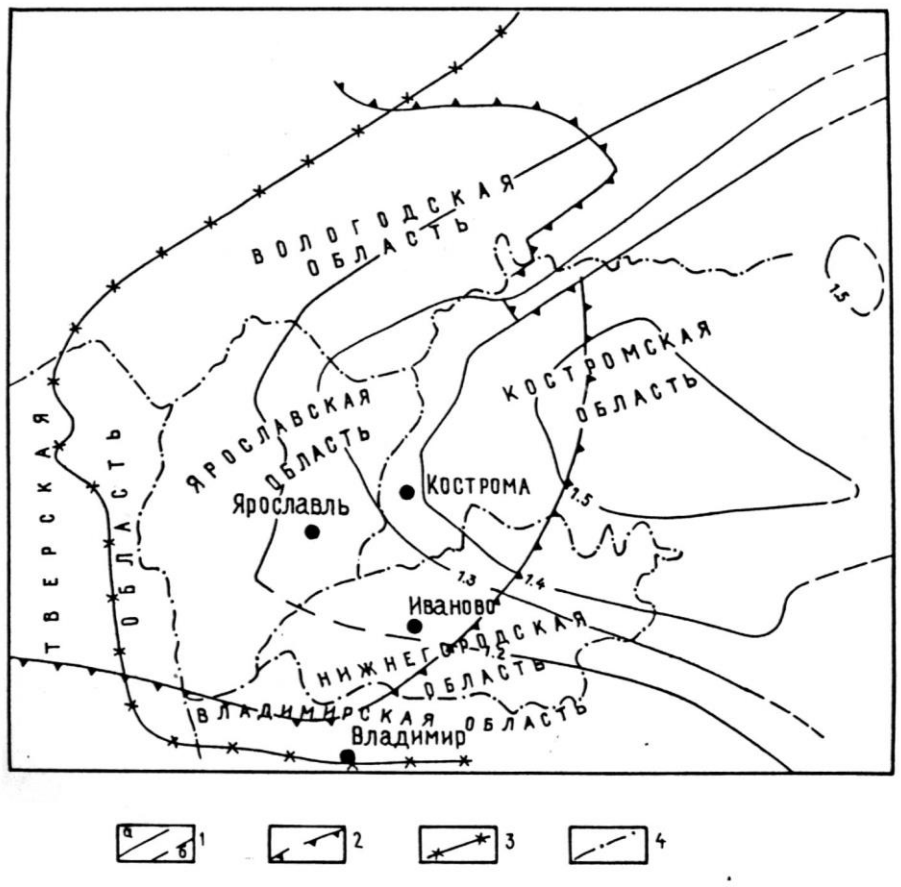


а) б)

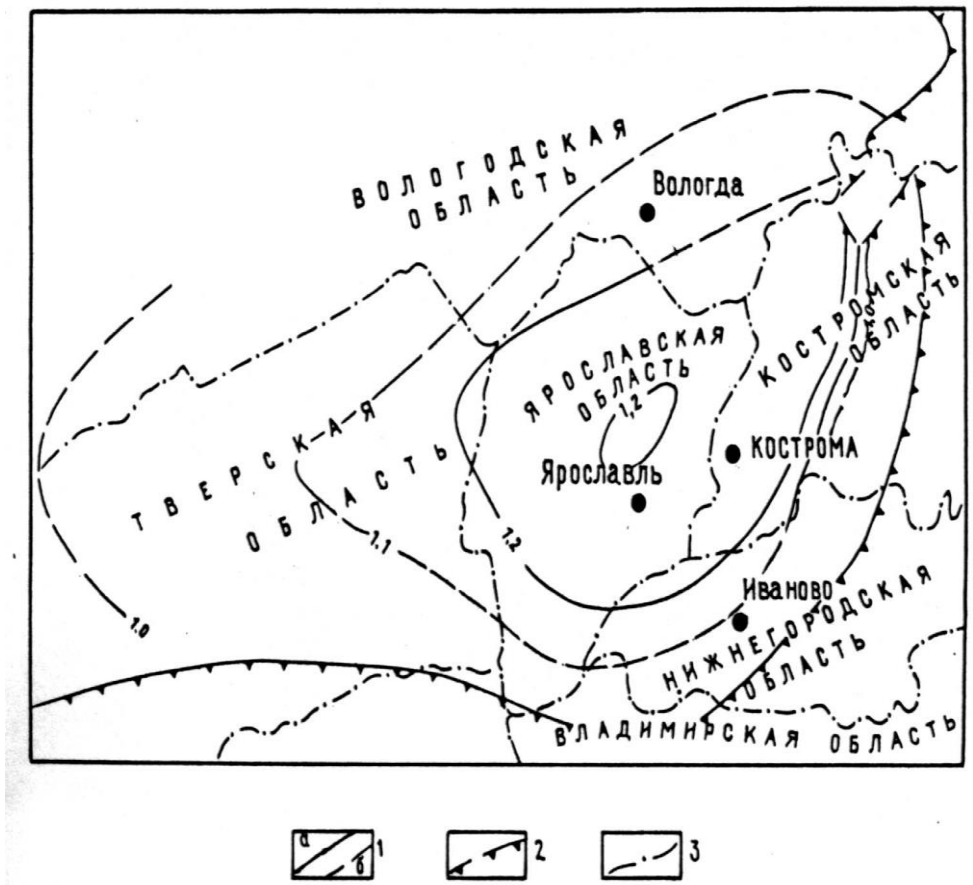
Рис. 12.6. Схематическая карта глубинных перспективных геотермальных ресурсов а) среднедевонского, б) среднекембрийского водоносных горизонтов Московской синеклизы.

1. Изолинии плотности перспективных геотермальных ресурсов (тыс. т у.т./км^2): а - достоверные, б - предполагаемые.

2. Границы распространения термоводоносных горизонтов. 3. Границы административных областей



а)



б)

Рис. 12.7. Схематическая карта экономической целесообразности освоения глубинных перспективных геотермальных ресурсов а) среднедевонского, б) среднекембрийского термоводоносных горизонтов Московской синеклизы (теплоснабжение 90 ^{0}С).

1. Изолинии коэффициента экономической целесообразности: а - достоверные, б - предполагаемые. 2. Граница распространения термоводоносных горизонтов. 3. Границы административных областей

12.7. ТЕПЛООБЕСПЕЧЕННОСТЬ ГЛУБИННЫМИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ ЦЕНТРАЛЬНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Район Московской синеклизы охватывает Владимирскую, Вологодскую, Ивановскую, Костромскую, Нижегородскую Новгородскую, Тверскую и Ярославскую области. Теплопотребность населения этих территорий была дифференцирована по месту проживания: в городах и поселках городского типа; в сельских населенных пунктах.

Для городского и сельского населения выделены теплопотребности: промышленных предприятий; жилищно-коммунального хозяйства. В качестве критерия ресурсообеспеченности принят срок отработки перспективных геотермальных ресурсов с суммарной годовой теплопроизводительностью, удовлетворяющей теплопотребности жителей этой территории.

Выполненные оценки показывают, что при удельной плотности геотермальных ресурсов в центральных областях России (табл. 12.3) от 25 до 211 тыс. т у.т. / км^2 по каждому из термоводоносных горизонтов, а совместно - до 200-300 тыс. т у.т./км^2, обеспеченность перспективными глубинными геотермальными ресурсами при условном полном использовании площадей и деконцентрации тепловых нагрузок до уровня сельских населенных пунктов может составить от 300 до 4200 лет (табл. 12.4).

Предлагаемая карта (рис. 12.8) позволяет сделать ориентировочные оценки долгосрочности использования геотермального источника энергии, потребности в нем и количества этого местного топлива в административных областях центра России.

Таблица 12.4.

Ресурсообеспеченность административных областей территории Московской синеклизы

Область	Удельная тепло-потребность области, т у.т./ км^2	Плотность геотермальных ресурсов тыс. т у.т./ км^2		Ресурсообеспеченность, лет	
		Кембрийский горизонт	Девонский горизонт	Кембрийский горизонт	Девонский горизонт
Новгородская	66,9	25,3	-	380	-
Тверская	72,5	39,2	65,2	540	910
Вологодская	45,3	48,7	132,6	1080	2900
Ярославская	153,8	92,7	98,7	600	640
Ивановская	209,0	63,7	170	300	800
Костромская	49,9	84,9	211,4	1700	4200
Владимирская	210,3	34,5	99,9	160	470
Горьковская	248,6	-	150	-	600

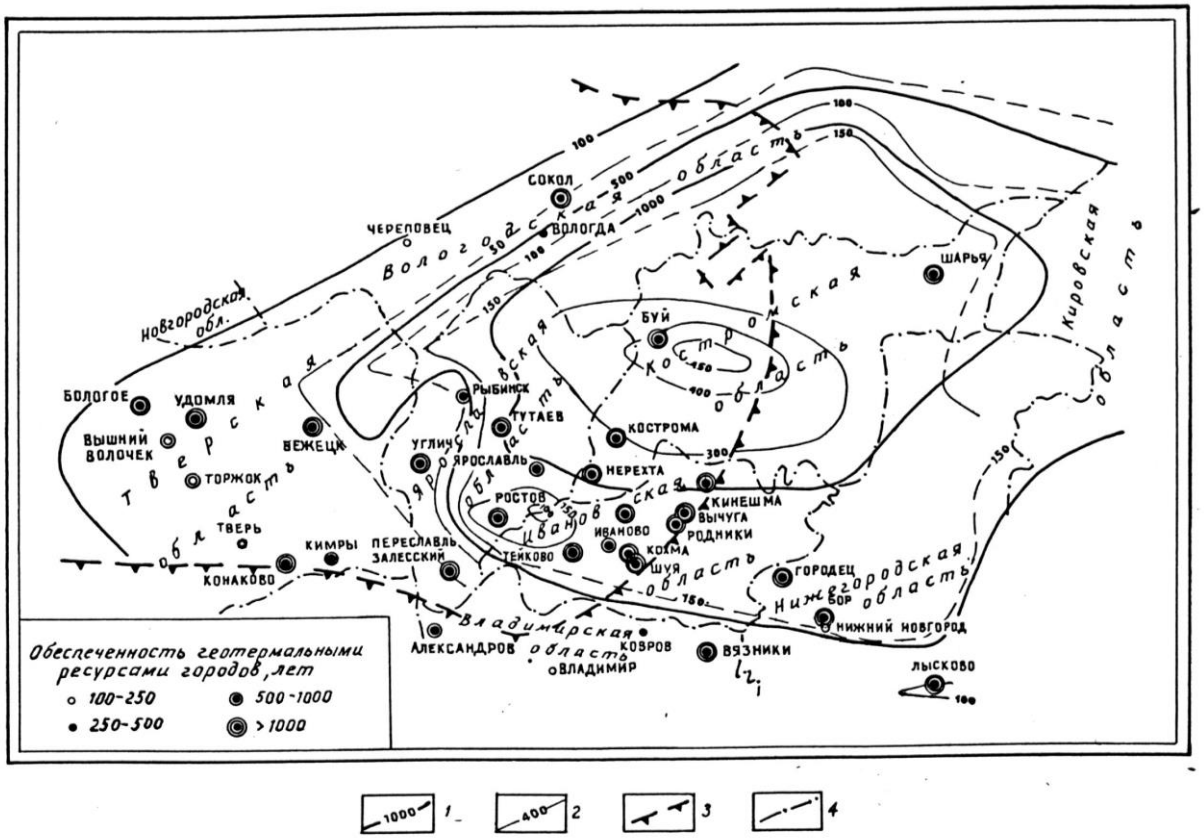


Рис. 12.8. Схематическая карта обеспеченности центральных областей России ресурсами геотермального теплоснабжения.

1. Изолинии обеспеченности геотермальными ресурсами теплоснабжения сельскохозяйственных объектов, лет. 2. Изолинии плотности суммарных среднедевонских и среднекембрийских геотермальных ресурсов, тыс. т у.т./км^2. 3. Границы распространения среднекембрийского горизонта. 4. Границы субъектов Федерации

13. ПРОГНОЗНАЯ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ГОРНЫХ ПОРОД

13.1. ОСОБЕННОСТИ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ЗОН ЛИТОСФЕРЫ [16]

Приповерхностная часть литосферы (до глубин 200-300 м) находится в пределах области интенсивного влияния солнечной радиации и активного водообмена зоны аэрации с участием атмосферных и грунтовых вод. Именно эти факторы, а также условия передачи тепла (соотношение кондуктивной и конвективной составляющих) и термические свойства воды и горных пород в зоне гипергенеза определяют характер гидро-геотермического режима и его существенную зависимость от климатических (ландшафтно-климатических) особенностей регионов.

В отличие от геотермальных ресурсов глубоких горизонтов (> 0,5 - 1 км), где основные теплофизические параметры горных пород, форма переноса тепла и тепловой поток связаны с внутренними источниками, ресурсы зоны аэрации (до глубин 0,1 - 0,2 км) обязаны сочетанию климатических (ландшафтно-климатических) и гидрологических факторов, с одной стороны, а с другой - геологическим, геотермическим и гидрогеологическим свойствам недр. При этом в наиболее благоприятных структурах вклад климатических факторов в температурный режим приповерхностной зоны аэрации может быть решающим. Важной особенностью теплового режима зоны аэрации и активного водообмена являются временные изменения геотемпературного поля в зависимости от периодических и других колебаний поступления солнечной энергии. Такие колебания не характерны для глубоких слоев (> 0,5 - 1 км), где действие внутренних (эндогенных) источников более или менее стационарно. Циклические изменения температуры зоны аэрации в результате изменения величины инсоляции могут иметь разную длительность (Раздел 6, табл. 6.2).

Мощность слоя переменных температур оценивалась при допущении кондуктивного переноса тепла и отсутствии фильтрации подземных вод. В случае конвективного переноса тепла мощность этих слоев (глубины проникновения) может быть существенно выше.

В геотермии важное значение имеет положение "нейтрального слоя" – условной расчетной глубины залегания подошвы слоя, где не сказывается

[16] Раздел подготовлен и написан А.А. Смысловым с участием Э.И. Богуславского и А.Б. Вайнблат

влияние многолетних (до 100 лет) климатических циклов колебания температур. Именно от этого слоя ведется отсчет глубинных температур при геотермических исследованиях.

Большинство исследователей считает, что ниже этого слоя изменение (увеличение) температуры связано лишь с поступлением глубинного тепла. При этом рост температуры ниже нейтрального слоя оценивается величиной геотермического градиента в ºС/1 км (его колебания составляют в основном от 10 ºС/1км до 70 ºС/1км, реже выше).

Детальный анализ температурного поля в северных широтах и в горных областях территории России показал, что репер "нейтрального слоя" в глубинной геотермии можно использовать лишь в средних и низких широтах, в пределах бореальных, суббореальных и субтропических ландшафтов.

В арктических и субарктических ландшафтах с холодным климатом и развитием многолетнемерзлых пород до глубины 100-200 м и глубже необходимо отсчет вести с нижней кромки мерзлотной зоны.

Температура на глубине "нейтрального слоя" также зависит от климатической и ландшафтной зональности и колеблется в широких пределах: от 0 ºС до 5 ºС в арктических и субарктических ландшафтах до +10 – 15 ^{0}С в южных бореальных и субтропических.

Глубина залегания и температура "нейтрального слоя" в разных ландшафтно-климатических зонах территории России показаны на специализированной геотермической карте (Раздел 6, рис. 6.3), отражающей главные особенности температурного режима верхней части зоны аэрации.

Для оценки вклада климатической (внешние источники тепла) и геологической (внутренние источники тепла) составляющей в общий температурный фон в разных ландшафтных и тектонических зонах территории России составлена таблица 13.1. При составлении таблицы использованы материалы геотермических карт для больших глубин и для глубины нейтрального слоя. Широтная климатическая зональность ландшафтов и масштабы её проявления на территории страны более отчетливо видны на рисунке 13.1.

Как видно из таблицы 13.1. и сравнительного анализа геотермических карт наибольший вклад в температурное поле приповерхностной части литосферы вносит климатическая составляющая. Исключение составляют современные (кайнозойские) тектонически активные структуры (области вулканизма – Камчатка, Курильские острова), молодые рифты (Байкальский рифт) и некоторые другие структуры, где вблизи поверхности происходит конвективный тепломассоперенос в виде вулканов, гидротерм, гейзеров и т.д. Наиболее значительные масштабы низкотемпературных гидротермальных

ресурсов приурочены к южным ландшафтно-климатическим зонам (табл. 13.1, рис. 6.3). Здесь на глубине "нейтрального слоя" (в среднем 25 м) температура уже достигает 10-15 ^{0}С.

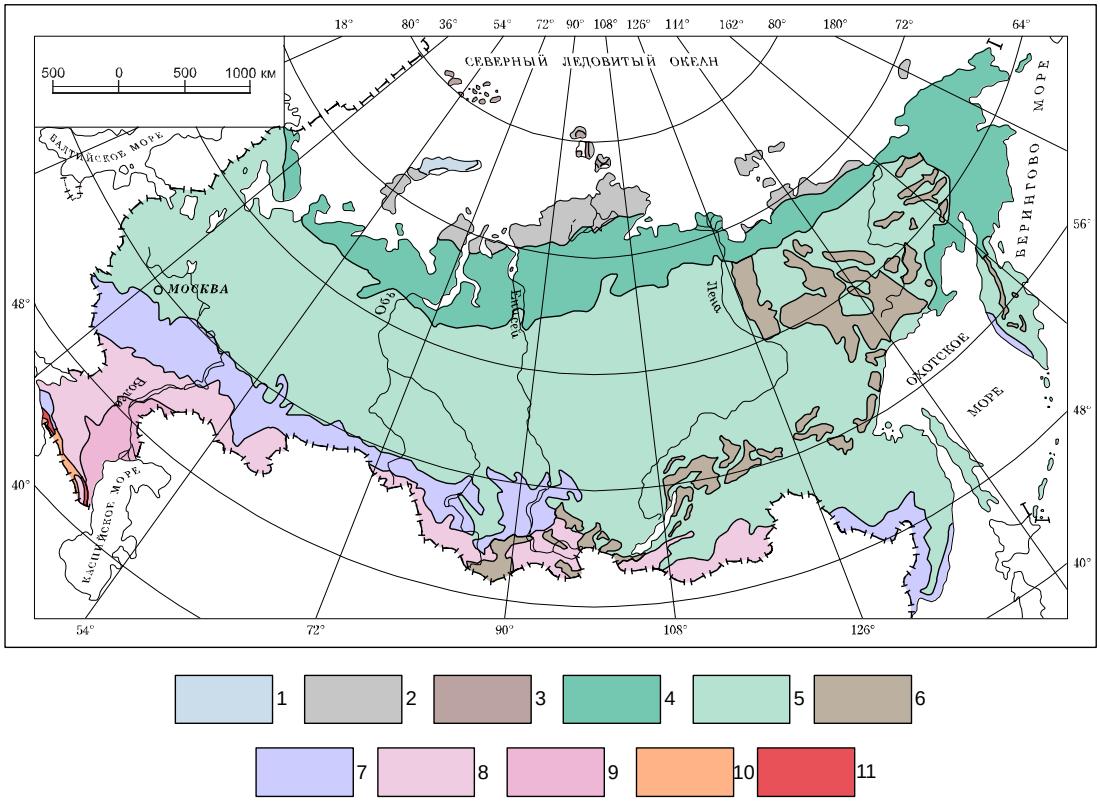


Рис. 13.1. Основные типы ландшафтов на территории России

1-арктические, 2-арктические ледниковые, 3- ледниковые, 4-субарктические, 5-бореальные (гольцовый пояс), 6-бореальные (лесные), 7-суббореальные аридные (полупустынные), 8-суббореальные гумидные (лесостепные), 9-суббореальные гумидные (луговой альпийский пояс), 10-суббореальные семиаридные (степные), 11-субтропические

Минимальные объемы низкотемпературных ресурсов наиболее характерны для арктических ландшафтов и гольцового высокогорного пояса, где во многих местах (северные части Западно-Сибирской и Сибирской платформ, складчатые сооружения Алданского и Анабарского щитов и др.) на глубинах 100-200 м еще прослеживаются многолетнемерзлые породы.

В областях современного вулканизма и гидротермальной деятельности температурные аномальные зоны аэрации связаны в большей степени с геологическими (внутренними) факторами – разгрузкой термальных вод, действующими вулканами и гидротермами, где перенос тепла в основном обусловлен конвективной составляющей.

Совершенно очевидно, что более сложная картина и история формирования низкотемпературных геотермальных ресурсов за счет совмещения климатической и геологической составляющих должна в максимальной степени учитываться при разработке методики их оценки.

Таблица 13.1

Вклад внешних (климатических) и внутренних (геологических) источников тепла в температурный режим приповерхностной зоны литосферы

Ландшафтные (ландшафтно-климатические) зоны	**Средние характеристики нейтрального слоя**		**Рост температуры ниже нейтрального слоя (геологический источник), до 200 м**		**Масштабы и перспективы освоения низкотемпературных геотермальных ресурсов**
	глубина залегания, м	**температура, ^{0}C**	**чехол древних платформ**	**складчатые области**	
Арктические и субарктические ландшафты, гольцовый пояс	≤15	-1 – -5	1 – 3^{0}C	1 – 2^{0}C	1.Масштабы ресурсов незначительны 2.Перспективно создание природных холодильных и морозильных камер
Бореальные лесные ландшафты	20 – 25	3-9	3 – 5^{0}C	3 – 6^{0}C	Масштабы ресурсов средние
Суббореальные степные и лесостепные ландшафты	~20	8 – 13	4 – 6^{0}C	5 – 8^{0}C	Масштабы ресурсов значительные
Субтропические ландшафты	>20	8 – 10	4 – 6^{0}C	6 – 8^{0}C	

В этом случае должны учитываться следующие факторы:

1. Ландшафтно-климатическая зональность и связанный с ней уровень температур нейтрального слоя, расположенного преимущественно в зоне гипергенеза и активного водообмена.

2. Геологическая и гидрогеологическая зональность подстилающих горных массивов с учетом их тектонической активности и глубинного теплового режима.

3. Соотношение конвективной и кондуктивной составляющих в разных конкретных ландшафтных зонах и геологических структурах (чехлах платформ, складчатых областях, зонах вулканизма и др.).

4. Зависимость основных теплофизических параметров, которые используются в расчетных формулах при оценке геотермальных ресурсов (температура, коэффициенты теплопроводности и температуропроводности, теплоемкость и др.), от геологических, климатических и гидрогеологических особенностей весьма сложной по вещественному составу, динамики подземных вод и другим признакам обстановки приповерхностной части литосферы.

Учитывая слабую геотермальную изученность пограничной зоны аэрации можно дать лишь предварительные рекомендации по учету этих зависимостей для приповерхностных низкотемпературных геотермальных ресурсов. В кратком виде они приведены в таблице 13.2.

Эти зависимости проявляются не одинаково в разных ландшафтных и геологических ситуациях, среди которых можно выделить в качестве основных три главных типа с многочисленными промежуточными вариантами.

1) Слабо проницаемые блоки верхней части литосферы, сложенные преимущественно глинистыми четвертичными отложениями и слабо проницаемыми подстилающими горными породами (глинистыми сланцами, скальными массивами изверженных и метаморфических комплексов и других образований). Для данного типа преобладающим является кондуктивный перенос тепла и более слабая зависимость температуры горных пород и грунтов от сезонных климатических колебаний. Этот тип геотермического режима характерен, в частности, для раннепалеозойских отложений северо-запада Русской платформы и перекрывающих их озерно-ледниковых рыхлых образований (зона глинта в Ленинградской области и др.).

2) Массивы высокопроницаемых четвертичных отложений и горных пород с высокими фильтрационными свойствами (гравийно-галечные отложения, проницаемые крупнозернистые песчаники, коры выветривания гранитов и др.), в которых решающее значение в тепловом режиме имеет конвективный перенос тепла слабо минерализованными подземными водами. Такие обстановки характерны для полупустынных и степных районов юга Европейской части, южного Забайкалья и некоторых других районов юга страны.

Таблица 13.2.

Основные теплофизические параметры недр и учет факторов их изменчивости в зоне аэрации

Теплофизические параметры	**Определение параметров**	**Особенности поведения параметров в зоне аэрации и активного водообмена**	**Учет природных неоднородностей**
Температурное поле	Совокупность значений температуры в типовых точках геологического пространства	1.Измечивость во времени 2.Активное влияние климатических и гидрологических параметров	Климатических факторов и повышенной обводненности
Коэффициент теплопроводности (молекулярной)	Количество тепла, протекающего без перемещения вещества в единицу времени через единицу поверхности.	1.Повышенная роль конвективной составляющей в зоне гипергенеза 2.Сезонные колебания	1.Более детальное изучение основных теплофизических параметров горных пород и вод 2.Учет повышенной агрессивности природных вод зоны аэрации
Коэффициент температуропроводности	Комплексный параметр, характеризующий скорость изменения температуры в единице объема, за единицу времени при отсутствии движения подземных вод	1.Увеличение скорости изменения температуры в зоне активного водообмена в вертикальном направлении 2.Сезонные колебания	
Теплоемкость	Количество тепла, необходимое для повышения температуры единицы массы горных пород на один градус	1.Резкая изменчивость по латерали и вертикали в результате увеличения пористости пород и их влажности	

3) Области современного вулканизма и гидротермальной деятельности, где нагретые глубинные трещинные воды и газы максимально приближены к поверхности. Именно они, а не климатические факторы определяют здесь высокий потенциал температур и геотермальных ресурсов. В таких областях наиболее широко используется геотермальная энергия для выработки электроэнергии и теплоснабжения в промышленных масштабах (Исландия, Италия, Новая Зеландия, Камчатка в России и другие регионы мира).

Вместе с тем в данных регионах могут активно вовлекаться и приповерхностные термальные воды (с температурой 20-80 ^{0}С) для теплоснабжения отдельных домов, теплиц и т.д.

Кроме Камчатки и Курильских островов на территории России близкие типы обстановок проявлены в районе Байкальского рифта, на Северном Кавказе и в других местах, где установлены выходы термальных вод на поверхность ("Геотермическая карта России", рисунок 6.6).

В целом следует отметить, что на территории России наиболее привлекательными и экономически выгодными для использования приповерхностных низкотемпературных геотермальных ресурсов являются центральные и южные регионы (бореальные и суббореальные ландшафты), а также максимально нагретые блоки литосферы в областях современного вулканизма, кайнозойских рифтах и подвижных поясах. К сожалению, геотермическая изученность весьма неоднородной и нестационарной во времени приповерхностной зоны аэрации очень слабая (иногда глубокие горизонты литосферы, глубже 500-1000 м), изучены значительно лучше. Поэтому многие вопросы ландшафтного и геологического характера для разработки методики оценки и технологии освоения низкотемпературных геотермальных ресурсов требуют дополнительного изучения.

13.2. ТЕМПЕРАТУРА ГОРНЫХ ПОРОД И ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЗОНЕ ЗЕМНОЙ КОРЫ ТЕРРИТОРИИ РОССИИ [17]

На основе изложенных в шестой главе методов расчета температуры в верхних горизонтах земной коры, а также климатических и геолого-геотермических факторов, в СПГГИ (ТУ) были составлены обзорные карты масштаба 1:25 000 000 распределения температурных параметров на глубинах 40 м, 100 м и 200 м. С учетом пространственного распределения температурного поля проведено геотермическое районирование и выделены

[17] Раздел подготовлен и написан А.А. Смысловым и А.Б. Вайнблат с участием Э.И. Богуславского

блоки верхней части литосферы с близкими значениями температуры, для которых в дальнейшем рассчитывались потенциальные приповерхностные ресурсы.

13.2.1. Распределение температуры на глубине 40 м

Температура горных пород самого верхнего горизонта зоны аэрации во многом повторяет температуру "нейтрального слоя", которая показана на рисунке 6.3 в шестой главе. Превышение над температурой "нейтрального слоя", залегающего на глубине 20-25 м, составляет не более 1-2 °С. Как исключение следует рассматривать лишь зоны интенсивного конвективного переноса тепла (Курилы, Камчатка, Прибайкалье и некоторые другие регионы), где колебания температур по вертикали и латерали значительно выше.

Температурное поле на глубине 40 м мало зависит от геологического строения региона и привноса глубинного тепла. Оно практически полностью контролируется климатическими факторами и ландшафтной зональностью огромной территории страны, где представлены ландшафты от холодных арктических и субарктических на севере и северо-востоке до теплых субтропических на юго-западе. При этом, основной региональный тренд изменения температуры на уровне "нейтрального слоя" и на глубине 40 м выражен не в меридиональном направлении, а в северо-восточном, в сторону центральных районов Якутии, что соответствует тренду изменения температуры воздуха зимних месяцев. Температура летних месяцев оказывает меньшее влияние на геотермическую зональность зоны аэрации в особенности в азиатской части территории страны.

Наиболее высокие значения температуры на глубине 40 м приурочены к степной и лесостепной зоне гумидных и семиаридных ландшафтов Предкавказья - территории Дагестана, Чеченской республики, Краснодарского края и других подразделений, входящих в состав Южного (Северо-Кавказского) федерального округа. Здесь температура на глубине 40 м достигает 14-17 °С, с постепенным уменьшением к югу в горных районах Кавказа и к северу за счет снижения радиационного баланса солнечного тепла. В северной части Южного федерального округа температура на глубине 40 м не превышает 10-11 °С.

На огромной территории Русской равнины (Приволжский, Центральный, Северо-западный федеральные округа) температура на заданной глубине примерно одинакова и составляет в среднем от 9 °С на юге до 6 °С на севере, подчиняясь ландшафтной и климатической зональности. Исключение составляют Калининградская и западная часть Ленинградской области с более

теплым и влажным климатом в зимние месяцы. На отдельных участках этих областей температура достигает 9-10 ºС и возможно выше.

Наиболее эффективное использование низкотемпературных ресурсов на этой глубине может быть достигнуто в Предкавказье, а также в зонах конвективного переноса тепла (Камчатка, Курилы, Чукотка, юг Сахалина и другие районы).

13.2.2. Распределение температуры на глубинах 100 м и 200 м

На глубинах 100 м и 200 м вклад внутреннего тепла Земли в общий тепловой баланс более значительный (> 50%). Он зависит от особенностей геологического строения регионов, возраста складчатых и депрессионных структур, форм переноса энергии и других факторов [149]. На обширной территории страны развиты все типы геологических структур и геодинамических режимов планеты – от пассивных древних платформ и складчатых областей докембрия до современных активных подвижных поясов и зон в пределах континентальной, океанической и переходной земной коры.

В соответствии с этими типами изменяется характер теплового поля и значения геотермического градиента, который наращивает температуру ниже "нейтрального слоя". Скорость этого роста существенно различается, в одних структурах она минимальная (1-2 ºС на 100м) – холодные блоки литосферы, в других – максимальная (≥ 8-10 ºС на 100 м) – интенсивно прогретые блоки. Наличие таких блоков достаточно хорошо видно на карте распределения глубины залегания изотермы 100 °С (рис. 6.2), а также в классификационной таблице 13.3.

Как показывает анализ составленных геотермических карт России и СССР [16, 83], для древних, не затронутых более поздней активизацией, структур (щитов, древних платформ, палеозойских складчатых областей) характерны нормальный или пониженный тепловой поток (40-50 мВт/м^2 и ниже), низкие значения геотермического градиента (15-25 ºС/1000 м) и глубинных температур литосферы. По своим температурным и тепловым параметрам эти структуры могут быть отнесены к блокам литосферы со стационарным стабилизированным во времени геотермическим режимом. Молодые платформенные и складчатые области, кайнозойские вулканические пояса и рифты имеют значительно более высокие тепловые потоки (> 50-60 мВт/м^2) и геотермические градиенты (> 30 ºС/1000 м). Именно к этим структурам приурочены разогретые блоки литосферы и основные геотермальные пояса, провинции и области России, а также значительная часть потенциальных ресурсов термальной энергии недр.

Таблица 13.3.

Геотермические параметры мегаблоков литосферы территории России

Геотермические типы мегаблоков литосферы	Температура на глубине 1 км, °С	Геотермический градиент, °С/100 м	Тепловой поток, Вт/м^2	Источники и форма переноса тепла	Примеры геологических структур
Холодные (охлажденные)	≤ 10-15	≤ 10-15	≤ 20-30	Кондуктивный перенос пониженных значений мантийного и корового тепла	Большая часть Русской и Сибирской платформ, южная и центральная части Уральской складчатой сист.
С нормальным температурным режимом	15-25	15-25	30-40	Кондуктивный перенос нормальных величин мантийного и корового тепла	Южные районы Русской и Сибирской платформ, большая часть палеозойских складчатых обл.
Нагретые (теплые)	25-40	40-60 30-50	50-60 60-70	1. Ослабленный вынос глубинного тепла за счет теплоизоляции горных пород 2. Повышенный конвективный тепломассоперенос мантийного тепла	Крупные мегаблоки Западно-Сибирской и Скифско-Туранской платформ, орогенные впадины Молодые орогенные облас. Тихоокеанского и Средиземноморского поясов
Интенсивно разогретые (горячие)	40-70	≥ 40-70	≥ 0-90	1. Интенсивный конвективный вынос тепла по расколам земной коры	Байкальский рифт, Курило-Камчатская гряда
	50-100	50-100	≥ 80-100	2. Верхнекоровая экранизация глубинного тепла при его интенсивном выносе	Предкавказский прогиб, восточные моря

Молодые (мезозойско-кайнозойские) платформенные и складчатые области имеют значительно более высокие тепловые потоки (> 50-60 мВт/м^2) и геотермические градиенты (> 30 ^{0}С/1000 м). Именно к этим структурам приурочены разогретые блоки литосферы и геотермальные пояса, провинции и

зоны с которыми связаны значительные потенциальные ресурсы термальной энергии недр, в особенности в осадочных бассейнах, где происходит дополнительное накопление тепла за счет низкой теплопроводности пород. (Западно-Сибирская платформа, Скифская плита и др.).

Интенсивно разогретые (горячие) блоки и зоны земной коры связаны с современными подвижными поясами (фрагменты Средиземноморского и Тихоокеанского поясов), кайнозойскими рифтами (Байкальский рифт, Момский грабен и др.) и зонами неоген-четвертичной тектоно-магматической активизации. В этих структурах, в особенности в зонах современного вулканизма и гидротермальной деятельности на Камчатке и Курильской гряде, преобладает конвективный перенос тепла с резко неоднородным и повышенным фоном температур.

Основная часть геотермических систем (поясов, провинций и областей) и геотермальных месторождений связана с теплыми и горячими блоками литосферы в пределах этих двух поясов. Средиземноморский (Черноморско-Среднеазиатский) пояс, фрагментарно прослеживается в южной части территории России и является лишь частью более крупной глобальной структуры орогенеза. В пределах этой структуры сконцентрированы наиболее значительные потенциальные ресурсы Европейской части России, где имеются перспективы использования термальной энергии недр для теплоснабжения на глубинах 100 м и 200 м. Значения температуры достигают здесь 20-60 ^{o}C.

Существенное накопление геотермальной энергии происходит в теплоизолирующих осадочных отложениях платформ и орогенных впадин, в которых происходит дополнительный привнос глубинного тепла и содержатся проницаемые толщи и большие количества подземных вод – естественных теплоносителей. Именно эти толщи формируют гидрогеотермальные бассейны с наибольшими ресурсами низкотемпературного тепла в приповерхностной части земной коры. Такие обстановки характерны для суборогенных впадин и активизированной части Скифской плиты Предкавказья, где геотермический градиент достигает 70-100 ^{o}C/1 км.

В настоящее время в пределах перечисленных выше геотермальных (гидротермальных) осадочных бассейнов с нагретыми осадочными породами и подземными водами используется лишь ничтожная часть энергии недр (в Предкавказье и некоторых других регионах).

Значительные по масштабам гидрогеотермальные ресурсы связаны с областями современного вулканизма и гидротермальной деятельности (Камчатка, Курильские острова), где перегретые воды и пароводяные смеси с температурой до 200 ^{0}C и выше на глубинах 0,5-1 км, уже активно

используются для выработки электроэнергии (Паужетская и Мутновская геотермальные электростанции) и теплоснабжения.

Хотелось бы подчеркнуть важность вовлечения в сферу практического применения приповерхностной энергии не только районов действующего вулканизма, но и осадочных бассейнов как тектонически активных структур (впадины Байкальского рифта, предгорные краевые прогибы Предкавказья и др.), так и стабилизированных участков в чехле молодых (Западно-Сибирская, Скифско-Туранская) и древних (Русская) платформ.

Дополнительное накопление глубинного тепла под чехлом слаболитифицированных осадков в этих структурах, их относительная тектоническая стабильность, широкое распространение значительных по площади гидрогеологических бассейнов создают благоприятные условия для извлечения термальных вод с температурой 20-40 ºС, с относительно небольшой глубины (40-200 м). Особый интерес представляют осадочные бассейны на тех площадях, где отмечается дополнительный повышенный приток глубинной энергии и имеет место совмещение двух благоприятных факторов: конвективного переноса тепла в приповерхностные горизонты и ослабление его выноса к поверхности за счет надежной теплоизоляции осадочными породами.

Большие запасы геотермальной энергии позволяют осадочным бассейнам конкурировать с областями активного вулканизма, в особенности в решении проблем теплофикации.

Учитывая пограничное (на юге и востоке) расположение фрагментов современных подвижных поясов на территории России и зон кайнозойской тектонической активизации, именно здесь происходит совмещение повышенных температур, связанных с климатическим режимом, геодинамической активностью недр и теплоизолирующей ролью осадочного чехла. В наибольшей степени это проявлено в Предкавказье, где на фоне повышенных температур "нейтрального слоя" (до 12-14 ºС) накладываются максимально высокие и относительно равномерные значения геотермического градиента (60-100 ºС/1км).

Несколько меньшие значения фиксируются в орогенных впадинах Алтае-Саянской области (Сибирский федеральный округ), на Дальнем Востоке и в южной части Западно-Сибирской платформы, где повышенный тепловой поток свидетельствует о привносе глубинного (мантийного) тепла.

На северных окраинах Европейской части России температура на глубине 100-200 м снижается до 4-0 ºС. Еще более низкие температуры (на значительных площадях ниже 0 ºС) характерны для севера азиатской России в пределах Уральского, Сибирского и, в особенности Дальневосточного округов.

Положительные значения температур фиксируются лишь в южных районах этих округов и вдоль восточного побережья континента.

Особое положение занимают зоны конвективного переноса тепла (Камчатка, Курилы, Чукотка, Прибайкалье, юг Сахалина), где при относительно невысоком температурном фоне (4-10 ºС, реже 10-16 ºС) на локальных участках (вблизи вулканов, выходов парогидротерм, термальных источников) температура может достигать 30-50 ^{0}С и выше. Следует отметить, что зоны с конвективным выносом тепла в силу резкой неоднородности температурного поля требуют дополнительного геолого-геотермического картирования и изучения с бурением мелких скважин для более точного выделения локальных наиболее перспективных тепловых аномалий.

Составленные карты температур на глубинах 40 м, 100 м, 200 м позволили провести геотермическое районирование и выделить блоки литосферы с относительно однородными значениями температур в структурах, где преобладает кондуктивная составляющая переноса тепла. Всего выделено в Европейской части девять таких блоков, в Азиатской – 11 блоков.

С преимущественным конвективным переносом энергии выделено 4 блока: Курило-Камчатский (вынос тепла вулканами и гидротермами), Прибайкальский, Чукотский, Южно-Сахалинский (вынос тепла термальными источниками). Более мелкие структуры с термальными источниками имеются в Алтае-Саянской области, Забайкалье и других местах. Расположение всех блоков с кондуктивной и конвективной составляющими показано на рисунке 13.2, где кроме номеров указано средневзвешенное значение температуры в блоке на глубине 100 м.

Эта карта в совокупности с данными о размерах блоков, глубине залегания "нейтрального слоя" и температурах на разных глубинах, приведенных в таблицах 13.4. и 13.5, послужили основой для последующих расчетов потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов.

В целом следует еще раз подчеркнуть слабую изученность гидрогеотермического режима приповерхностной зоны аэрации, где совмещены ландшафтно-климатические и геолого-геотермические факторы формирования температурного поля.

Эти факторы проявляются не одинаково в разных ландшафтных и геологических ситуациях, среди которых можно выделить, в качестве основных, три главных типа с многочисленными промежуточными вариантами.

1. Слабо проницаемые участки самых верхних горизонтов земной коры, сложенные преимущественно глинистыми четвертичными отложениями и слабо проницаемыми подстилающими горными породами (глинистыми сланцами, скальными массивами изверженных и метаморфических комплексов

и других образований). Для данного типа преобладающим является кондуктивный перенос тепла и более слабая зависимость температуры горных пород и грунтов от сезонных климатических колебаний. Этот тип геотермического режима характерен, в частности, для раннепалеозойских отложений северо-запада Русской платформы и перекрывающих их озерно-ледниковых рыхлых образований (зона глинта в Ленинградской области и др.).

2. Массивы высокопроницаемых четвертичных отложений и горных пород с высокими фильтрационными свойствами (гравийно-галечные отложения, проницаемые крупнозернистые песчаники, коры выветривания гранитов и др.), в которых решающее значение в тепловом режиме имеет конвективный перенос тепла слабо минерализованными подземными водами. Такие обстановки характерны для полупустынных и степных районов юга Европейской части, южного Забайкалья и некоторых других районов юга страны.

3. Области современного вулканизма и гидротермальной деятельности, где нагретые глубинные трещинные воды и газы максимально приближены к поверхности. Именно они, а не климатические факторы определяют здесь высокий потенциал температур и геотермальных ресурсов. В таких областях наиболее широко используется геотермальная энергия для выработки электроэнергии и теплоснабжения в промышленных масштабах в Исландии, Италии, Новой Зеландии, на Камчатке в России и в других регионах мира. Вместе с тем в данных регионах могут более активно вовлекаться и приповерхностные термальные воды (с температурой 20-60 ^{o}C) для теплоснабжения отдельных домов, теплиц и т.д.

В целом следует отметить, что на территории России наиболее привлекательными и экономически выгодными для использования низкотемпературных геотермальных ресурсов являются центральные и южные регионы (бореальные и суббореальные ландшафты), а также максимально нагретые блоки литосферы в областях современного вулканизма, кайнозойских рифтах и подвижных поясах. К сожалению, геотермическая изученность весьма неоднородной и нестационарной во времени приповерхностной зоны аэрации очень слаба. Поэтому многие вопросы ландшафтного и геолого-геотермического районирования для оценки низкотемпературных геотермальных ресурсов, выбора наиболее оптимальных участков и их освоения, требуют дополнительного изучения.

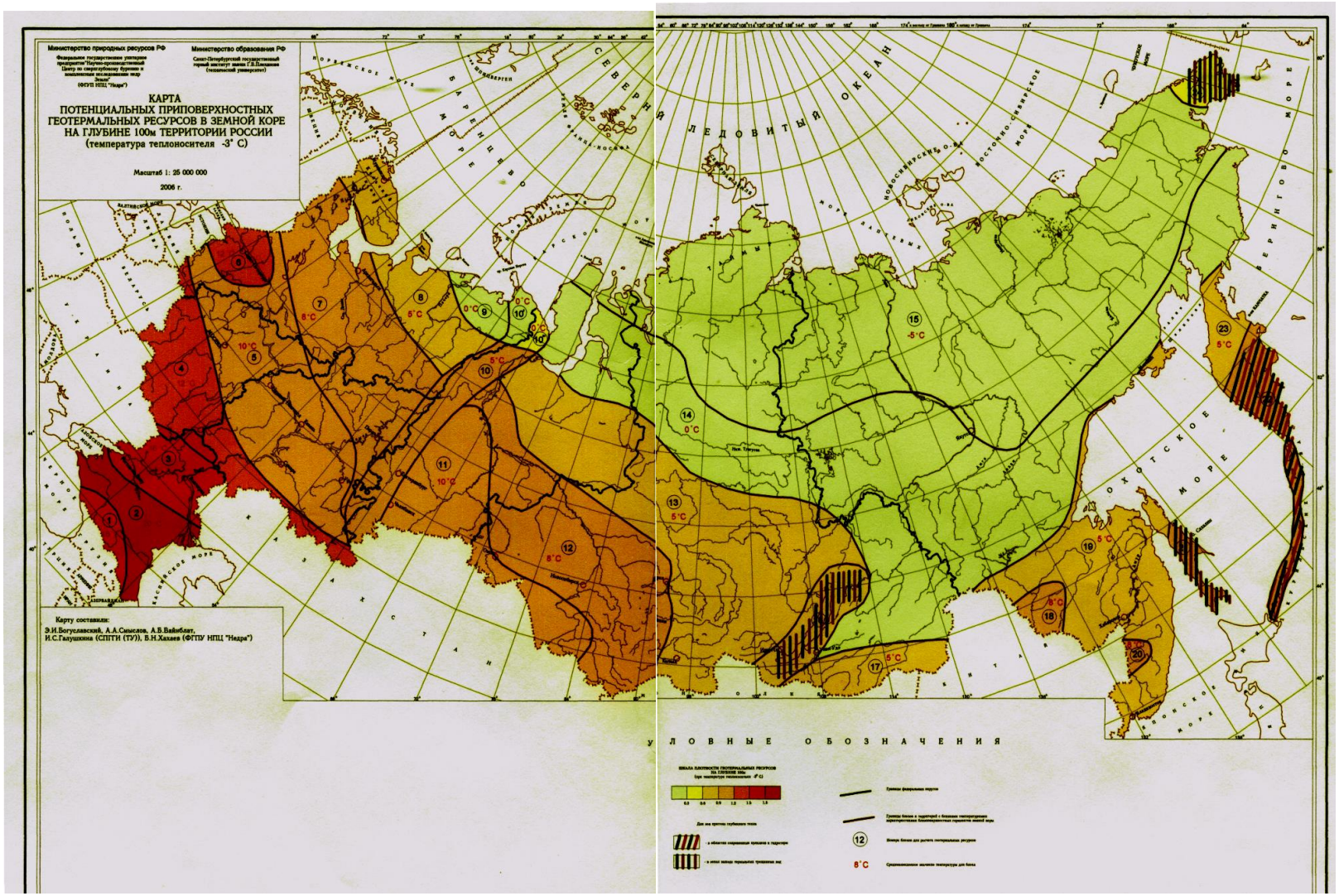


Рис. 13.2. Карта потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов территории России на глубине 100 м
Составители: Э.И. Богуславский, А.А. Смыслов, А.Б. Вайнблат, И.С. Галушкина, Б.Н. Хахаев

Таблица 13.4.

Исходные геолого-геотермические данные для оценки потенциальных ресурсов территории России (европейская часть)

Федеральный округ	Область, регион	№ блока	Площадь блока, км^2	Средняя глубина "нейтрального слоя", м	Температура в °С пород "нейтрального слоя"	Температура в °С пород на глубинах		
						40 м	100 м	200 м
Северо-Кавказский (Южный)	Северный Кавказ	1	74456	15	9	11	15	22
	Предкавказье	2	252190	21	13	15	20	29
	Ростовская обл., Калмыкия	3	226750	20	11	13	16	23
	Волгоградская обл. (запад)	4	20680	15	9	10	13	17
Центральный	Воронежская обл.	3	69600	15	10	12	15	20
	Тульская, Орловская и др. обл.	4	325470	22	8	10	12	16
	Московская, Владимирская обл.	5	283260	22	7	8	10	14
	Вологодская обл.	7	14213	25	5	6	8	11
Северо-Западный	Калининградская обл.	К	99200	20	8	9	12	16
	Псковская обл. (югозапад)	4	16220	25	7	9	12	16
	Псковская, Новгородская обл.	5	159690	24	7	8	10	14
	Ленинградская обл.	6	124690	22	6	8	11	16
	Вологодская обл., Карелия	7	645100	25	5	6	8	11
	Архангельская, Мурманская обл., Тиман	8	424550	20	3	3,5	6	9
	Ямало-Ненецкий округ	9	93990	16	-1	-1	0	2
	Ямало-Ненецкий округ (восток)	10'	24100	15	-1	-1	0	2
Приволжский	Самарская и Астраханская обл.	4	153290	20	7	8	12	17
	Татарстан, Башкыртастан	5	550550	22	6	7	10	14
	Пермская и Кировская обл.	7	274860	24	5	6	8	12

Таблица 13.5.

Исходные геолого-геотермические данные для оценки потенциальных ресурсов территории России (азиатская часть)

Федеральный округ	Область, регион	№ блока	Площадь блока, км^2	Средняя глубина "нейтрального слоя", м	Температура в °С пород "нейтрального слоя"	Температура в °С пород на глубинах		
						40 м	100 м	200 м
Уральский	Урал	10	298740	18	4	6	9	12
	Полярный Урал	10	25200	15	-1	0	1	2
	Зап. Сибирь (юг)	11	396846	22	6	7	10	14
	Зап.Сибирь (юго-зап)	12	249050	19	4	6	8	12
	Зап. Сибирь (центр)	13	455950	17	3	4	5	8
	Зап. Сибирь (север)	14	398000	15	-1	-1	0	2
	Зап.Сибирь (поляр.)	15	60685	13	-7	-7	-5	-3
Сибирский	Омская, Новосиб. обл. (юг)	11	189790	21	6	7	10	14
	Новосиб., Кемеров. обл., Зап. Сибирь	12	957760	20	5	6	8	11
	Томская обл., Красноярский край	13	1518950	18	3	3	5	8
	Красноярский край (север)	14	620384	13	-2	-2	0	2
	Красноярский край (север), Таймыр	15	945790	12	-7	-6	-5	-3
	Прибайкалье	16	222200	15	1-3*	1-10	4-15	6-20
	Читинская обл.	17	198900	12	1	2	5	8
	Краснояр.край, Якутия, Магаданская об.	14	1747690	15	-2	-1	0	2
	Буреинская впадина (Амурской обл.)	18	76190	10	3	4	8	12
Дальневосточный (продолжение)	Якутия, Северо-Восток	15	2934500	20	-6	-6	-5	-3
	Буреинская впадина (в Амурской обл.)	18	76190	10	3	4	8	12
	Приморье, Сахалин (север)	19	760220	18	2	3	5	10
	Район р.Уссури (Приморье)	20	25570	16	3	5	8	12
	Сахалин (юг)	21	50704	20	6-15	7-20	11-25	16-30
	Камчатка (юг), Курилы	22	240880	15	3-15	5-20	9-30	13-50
	Камчатка (север)	23	116700	15	2	3	5	10
	Чукотка	24	75720	20	-2-5	0-10	2-15	5-20

* Первая цифра обозначает среднюю температуру, вторая – наиболее вероятные температуры на локальных участках конвективного тепломассопереноса

13.3. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРИПОВЕРХНОСТНЫХ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

13.3.1. Классификация приповерхностных геотермальных ресурсов

Приповерхностные геотермальные ресурсы по генезису, температурным и гидрогеологическим характеристикам отличаются от геотермальных ресурсов более глубоких горизонтов (> 500 м). Самый верхний слой – до глубины нейтрального слоя, находится в пределах области интенсивного влияния солнечной радиации и поэтому его теплосодержание почти полностью зависит от климатических условий региона, а, следовательно, динамично меняется. Эта часть приповерхностных ресурсов (рис. 13.3) складывается из тепловых ресурсов горных пород (в меньшей мере) и тепловых ресурсов инсоляции (за счет летнего солнечного нагрева почвы).

Породы от нейтрального слоя до глубин 200-300 м по температурным параметрам связаны с формами переноса теплоты из внутренних источников и почти в полной мере определяются геологическими, геотермическими и гидрогеологическими свойствами недр. В условиях слабопроницаемых пород или малых скоростей фильтрации базовой составляющей извлечения геотермальных ресурсов является кондуктивный теплоперенос. При высокой обводненности пород и достаточных скоростях фильтрации – конвективный теплоперенос. Определенную добавку к теплосодержанию приповерхностного слоя пород дает активность гидротермальной деятельности и проявления повышенного теплового потока, как функции вулканической деятельности.

Рис. 13.3. Классификация приповерхностных геотермальных ресурсов

Главная составляющая низкотемпературного потенциала поверхностных водоемов и водопотоков, их теплосодержания, несомненно солнечная энергия. Однако, тепловой поток из глубины недр поддерживает температуру дна водоемов и позволяет сохранять аккумулированную водой энергию. Поэтому, в предложенной классификации приповерхностных геотермальных ресурсов включена группа тепловых ресурсов поверхностных вод. При этом вряд ли есть необходимость создавать методику оценки тепловых ресурсов этой группы.

13.3.2. Основные критерии оценки, районирования и картирования приповерхностных геотермальных ресурсов

Под геолого-экономической оценкой ресурсов геотермальной энергии приповерхностных низкотемпературных пород следует понимать ***определение их количественной и экономической характеристик***. Количественная оценка этих ресурсов осуществляется для трех категорий: потенциальных - P, прогнозных - D_2 и перспективных - D_1 (рис. 13.4).

Рис. 13.4. Классификация приповерхностных геотермальных ресурсов по принципу промышленного освоения

Потенциальные ресурсы Р - представляют собой количество теплоты, содержащееся в литосфере или ее участках, до глубины 300 м. Динамичность этой категории приповерхностных ресурсов придают: инсоляция поверхности грунта и сезонно переменная температура воздуха, определяющая нижнюю границу охлаждения массива пород.

Прогнозные ресурсы (технически доступные приповерхностные геотермальные ресурсы) D_2 - оцениваются как теплосодержание толщи пород до глубины 300 м, с учетом коэффициента извлечения, кроме того, они ограниченны температурами потребляемого и сбрасываемого теплоносителя в зависимости от типа и режима ТНУ (теплонаносной установки), т.е. характеризуются не только количественно, но и качественно. Оценка *прогнозных ресурсов* позволяет определить максимальную обеспеченность рассматриваемой территории приповерхностными геотермальными ресурсами при разработке горизонта конкретной мощности, без расчета затрат на получение геотермального теплоносителя и выработку тепловой энергии.

Перспективные геотермальные ресурсы D_1 - представляют собой ту часть теплосодержания горизонта, которая может быть эффективно добыта и освоена при современной технологии добычи, термотрансформации и энергетического использования в условиях рыночной конкурентоспособности.

Кроме количества теплоты, *показателем количественной оценки* геотермальных ресурсов является *плотность их распределения* или ресурсообеспеченность единицы площади в Дж/м^2 или т у.т./м^2, что позволяет характеризовать геотермальную ресурсную базу отдельных площадей, регионов и всей России.

Для геолого-экономической оценки приповерхностных геотермальных ресурсов по аналогии с глубинными могут быть рекомендованы следующие принципы: ***резервирования, усреднения, сопоставимости и взаимозаменяемости.***

Принцип резервирования - его следует считать важнейшим методическим условием оценки ресурсов геотермальной энергии. Он означает, что на любом этапе подготовки исходных данных, выбора технических решений и выполнения расчетов принимаются неблагоприятные варианты значений величин, технических решений, природных условий и т.д. Таким образом может быть уменьшен объем ресурсной базы, завышена величина затрат на добычу геотермальных ресурсов, занижены показатели экономической целесообразности.

Количественное определение любых природных ресурсов, в том числе и приповерхностных геотермальных, представляет собой прогнозную оценку возможности их эффективного освоения в будущем. Продолжительность этого

будущего никак не ограничивается, хотя подсчет ресурсов осуществляется на основе сегодняшнего уровня техники и экономики. Поэтому любые прогнозные оценки, совершенно необходимые для рационального планирования всех отраслей производства, подлежат периодическому уточнению и по своей сути не могут быть конечными. При этом необходимо иметь в виду, что завышение прогнозных ресурсов может привести к опасным диспропорциям и нанести существенный ущерб экономике. Напротив, некоторое занижение прогнозируемых геотермальных ресурсов, особенно недефицитных, какими являются приповерхностные, не может вызвать серьезных просчетов в планировании.

Принцип усреднения исходных данных в пределах достаточно больших расчетных площадей неизбежно влечет за собой некоторую приближенность расчетных результатов. Это в определенной мере снижает достоверность и надежность прогнозной оценки, но делает реальным ее выполнение для крупных регионов и территории всей страны.

Принцип сопоставимости сводится к выполнению всех прогнозных расчетов при одних и тех же значениях полезной тепловой мощности геотермальных и топливных установок. На данном этапе освоение приповерхностных геотермальных ресурсов они вряд ли могут и должны конкурировать с наиболее экономичными теплоэнергетическими установками (ТЭЦ, АЭС и др.), а поэтому в первую очередь предназначены для индивидуальных объектов и вытеснения небольших топливных котельных.

Принцип взаимозаменяемости является обязательным методическим условием, обеспечивающим правомерность сравнения геотермального теплонаносного источника энергии с альтернативой. Он гарантируется режимным соответствием выходных параметров геотермальной теплонасосной системы и заменяемой энергоснабжающей установки.

В качестве критерия эффективности освоения геотермальных ресурсов целесообразно использовать новые рыночные финансово-экономические показатели, однако можно оценивать экономическую эффективность освоения приповерхностной геотермальной энергии, ***коэффициентом экономической целесообразности*** (13.1):

$$k_ц = З_т / З_г , \qquad (13.1)$$

где $З_т$ - затраты (себестоимость либо приведенные) на единицу энергии, полученной потребителем в виде кондиционного теплоносителя от альтернативной топливной установки, руб./ГДж (USA $ / ГДж); $З_г$ - затраты на

единицу энергии (при той же температуре теплоносителя), полученной потребителем от геотермальной теплонасосной системы (установки) аналогичной мощности и режима работы.

Этот относительный показатель эффективности добычи и использования геотермальной энергии в значительной мере отвечает задачам оценки и районирования приповерхностных геотермальных ресурсов, поскольку позволяет уйти от нестабильности цен и обеспечивает четкое ранжирование административных районов и регионов по степени экономической целесообразности освоения геотермальных ресурсов.

В качестве дополнительных экономических критериев, позволяющих оценивать и характеризовать новый источник энергии используются:

- необходимые инвестиции (капиталовложения),
- удельные издержки производства (себестоимость),
- прибыль либо ущерб (условные, т.к. определены в сравнении с себестоимостью альтернативы) на отпуск ГДж.

С учетом рыночных отношений, применяются новые критерии:

- чистая текущая стоимость (неотрицательный дисконтированный денежный поток);
- максимум внутренней нормы прибыли;
- средняя норма прибыли;
- период (срок) окупаемости;
- индекс прибыльности.

Чистая текущая стоимость (net present value - NPV) - суммарные текущие дисконтированные потоки денежных средств (поступлений) или прибылей от работы геотермальной теплонасосной системы до конца срока ее службы, за вычетом первоначальных инвестиций (13.2). Этот критерий используется наиболее часто.

$$NPV = \sum_{i=1}^{i=n} \frac{\Pi_i}{(1+r)^i} - K_0, руб.(US\$) \qquad (13.2)$$

где Π_i - поступления денежных средств по периодам (денежный поток i-го года); r - ставка дисконтирования, т.е. норма прибыли существующая на рынке ценных бумаг (в долях единицы); K_0 - сумма первоначальных инвестиций.

Оптимизационные расчеты всех этих и других показателей выполняются на базе экономико-математической модели, включающей подземный комплекс и теплонасосную установку ТНУ.

Основные концепции районирования приповерхностных геотермальных ресурсов можно сформулировать следующим образом:

1) геолого-геотермическая информация должна содержать представительные материалы по скважинам, пробуренным на данной территории;

2) типовые потребители должны быть обоснованы:

а) по температурным режимам для отопления (графикам 80/40, 90/40, 90/55, 110/55, 130/70, 150/70 °С - в числителе и знаменателе соответственно температура поступающей и сбрасываемой воды) и горячего водоснабжения (65, 60, 55 и 50 °С);

б) по тепловым нагрузкам: 0,05-1,5 ГДж/ч (для индивидуальных домов, фермерских хозяйств и малых деревень; 2,0-10,0 ГДж/ч (для городских многоэтажных зданий, школ, больниц и офисов); 15-25 ГДж/ч (для сел и поселков городского типа);

3) в качестве генерального критерия для оценки должен быть принят один из рассмотренных экономических показателей, в частности - коэффициент экономической целесообразности освоения геотермальных ресурсов (для нужд теплоснабжения равный отношению удельных затрат на выработку теплоты альтернативными топливными котельными к аналогичным затратам на геотермальных теплонасосных установках), либо чистая текущая стоимость;

4) расчетные экономические показатели работы геотермальных теплонасосных установок должны оптимизироваться на базе экономико-математического моделирования;

5) в качестве основных критериев районирования и картирования приповерхностных геотермальных ресурсов должны использоваться рассмотренные показатели, в частности ими могут служить: экономическая целесообразность, чистая текущая стоимость, максимум внутренней нормы прибыли, капиталоемкость, рентабельность, плотность на единицу площади и др.

6) приповерхностные геотермальные ресурсы могут переводиться в категории запасов только при наличии потребителя, для которого экономически выгодно добывать, преобразовывать, транспортировать и использовать тепловую энергию недр.

13.3.3. Методика количественной оценки приповерхностных геотермальных ресурсов слабопроницаемых горных пород

Потенциальные приповерхностные ресурсы (Р) слабопроницаемых горных пород характеризуют тепловой потенциал толщи пород от нейтрального слоя до заданной глубины (200 м), исходя из предпосылки, что

массив можно охладить до температуры окружающей среды (воздуха) в самую холодную пятидневку года, либо до средней температуры отопительного периода. Однако такой подход не соответствует техническим возможностям ТНУ и, в частности, снижать температуру теплоносителя в теплообменной части става труб в скважине до отрицательных значений ниже климатических.

Поэтому в данной работе для оценки потенциальных геотермальных ресурсов (13.3) было принято два режима:

- температура подаваемого из ТНУ в скважину теплоносителя, равная +1 °С, что отвечает требованиям заказчика – не замораживать массив пород;

- температура подаваемого из ТНУ в скважину теплоносителя равная -3 °С, что отвечает мировой практике.

$$Q^{P}_{сп.200} = kc_v(H_{200} - h_{нс}) \cdot S \cdot (T_{ср.200} - t_{ТНУ}), \text{ т у.т.} \qquad (13.3)$$

где k - коэффициент перехода от тепловой энергии к условному топливу, т у.т./Дж ($0{,}043*10^{-9}$);

c_v - объемная теплоемкость пород, Дж/(м^3 ^{0}С);

H_{200} – нижняя граница приповерхностных геотермальных ресурсов, м (200);

$h_{нс}$ - глубина нейтрального слоя, м;

S - площадь участка, района, региона с одинаковыми геолого-геотермическими условиями, м^2;

$t_{ТНУ}$ - температура подаваемого из ТНУ в скважину теплоносителя равная +1 или –3 °С;

$T_{ср200}$ - средняя температура массива от нейтрального слоя до глубины 200 м, °С:

$$T_{ср.200} = 0{,}5(T_{200} + t_{нс}), \qquad (13.4)$$

где T_{200} - температура пород на глубине 200 м.

Эта методика используется и для оценки потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов до глубин 40 и 100 м.

Прогнозные (технически доступные) приповерхностные геотермальные ресурсы (D_2) слабопроницаемых горных пород определяются как теплосодержание толщи пород, от нейтрального слоя до глубины 200 м. Объем теплосодержащих пород уменьшается в соответствии с условно цилиндрической формой зон теплового дренажа вокруг скважинного подземного теплообменника. Кроме того, учитывается неполное извлечение теплоты из зоны дренажа.

$$Q_{cn}^{D_2} = k\psi\xi\, c_v S(H_{200} - h_{нс})(T_{ср.200} - t_{ТНУ}),\ \text{т у.т.} \qquad (13.5)$$

где ψ - коэффициент площадного извлечения теплоты (0,815);

ξ - коэффициент температурного извлечения (0,85);

$t_{ТНУ}$ - температура подаваемого из ТНУ в скважину теплоносителя равная +1 ^{0}С;

Перспективные (экономически целесообразные) приповерхностные ресурсы слабопроницаемых горных пород (D_1) определяются как часть прогнозных ресурсов, экономически конкурентная с альтернативой.

Первым этапом методики расчета величины перспективных ресурсов является определение приведенных затрат (или другого экономического критерия) на получение теплоносителя заданного качества в индивидуальной или централизованной котельной одинаковой тепловой мощности.

Вторым этапом – является определение приведенных затрат на добычу и термотрансформацию или догрев геотермального теплоносителя. Расчет ведется с помощью экспресс методики, созданной на базе экономико-математического моделирования.

На третьем этапе проводится сопоставление приведенных затрат на производство тепловой энергии геотермальными теплонасосными установками и альтернативными источниками. При меньших затратах – оцениваемые геотермальные ресурсы включаются в категорию перспективных. Существенным резервом при этой оценке может стать экологический фактор, в случае альтернативы теплоснабжения на базе сжигания органического топлива.

13.3.4. Методика количественной оценки приповерхностных геотермальных ресурсов естественных коллекторов

При оценке приповерхностных геотермальных ресурсов этой категории следует выделить три варианта:

1) Вся толща пород от нейтрального слоя до глубины 200 м представлена коллекторами с весьма низким коэффициентом фильтрации;

2) Вся толща пород от нейтрального слоя до глубины 200 м представлена коллекторами с высоким коэффициентом фильтрации;

3) Вся толща пород имеет разную проницаемость: часть ее мощности представлена коллекторами с высоким коэффициентом фильтрации, а часть – пропластками с низким коэффициентом фильтрации.

При низком коэффициенте фильтрации, несомненно будет преобладать кондуктивный теплоперенос. В этом случае оценку

приповерхностных геотермальных ресурсов следует выполнять по методике, изложенной для слабопроницаемых горных пород. Небольшой дополнительный резерв возможен за счет сравнительно малого конвективного теплообмена. Его можно использовать для выполнения принципа резервирования при оценке геотермальных ресурсов.

При высоком коэффициенте фильтрации, генеральным будет конвективный теплообмен, действующий поперек скважинного теплообменника и вдоль него. Интенсивность теплоотбора существенно возрастет и это следует учитывать при оценке прогнозных и перспективных геотермальных приповерхностных ресурсов.

Потенциальные приповерхностные ресурсы (Р) естественных коллекторов с высоким коэффициентом фильтрации характеризуют тепловой потенциал водоносной толщи пород от нейтрального слоя до глубины 200 м и тепловой потенциал водопритока со стороны области питания за пределами оцениваемой площади (13.6). Он определяется исходя из предпосылки, что этот водоносный горизонт можно охладить до температуры окружающей среды (воздуха) в самую холодную пятидневку года или температуры теплоносителя, подаваемого в скважину из ТНУ:

$$Q^{P}_{ек} = Q^{P}_{кд.200} + Q^{P}_{кв.200}, \text{ т у.т.} \qquad (13.6)$$

где $Q^{P}_{кд.200}$ - кондуктивная часть приповерхностных потенциальных ресурсов естественных коллекторов, т у.т. (13.7);

$Q^{P}_{кв.200}$ - конвективная часть приповерхностных потенциальных ресурсов естественных коллекторов с высоким коэффициентом фильтрации, т у.т. (13.9);

$$Q^{P}_{кд.200} = kc_{vэ}(H_{200} - h_{нс})S(T_{ср.200} - t_{ТНУ}), \text{ т у.т.} \qquad (13.7)$$

где k - коэффициент перехода от тепловой энергии к условному топливу, т у.т./Дж ($0{,}043*10^{-9}$);

$c_{vэ}$ - объемная эффективная теплоемкость водо-насыщенной толщи пород, Дж/(м^3 ^{o}С);

H_{200} – нижняя граница приповерхностных геотермальных ресурсов, м (200);

$h_{нс}$ - мощность нейтрального слоя, м;

S - площадь участка, района, региона с одинаковыми геолого-геотермическими условиями, м^2;

$t_{ТНУ}$ - температуры теплоносителя, подаваемого в скважину из ТНУ, ^{o}С;

$T_{ср.200}$ - средняя температура массива от нейтрального слоя до глубины 200 м, °С:

$$T_{ср.200} = 0{,}5(T_{200} + t_{нс}), \tag{13.8}$$

где T_{200} - температура пород на глубине 200 м.

$$Q^{P}_{кв.200} = kWc_{vw}\tau_{от}n_{от}(T_{w.200} - t_{ТНУ}), \text{ т у.т.} \tag{13.9}$$

где k - коэффициент перехода от тепловой энергии к условному топливу, т у.т./Дж (0,043*10^{-9});

W – дебит поступающего фильтрационного потока, м^3/сутки;

c_{vw} - объемная теплоемкость фильтрационного потока, Дж/(м^3 °С);

$\tau_{от}$ - продолжительность отопительного периода, сутки;

$n_{от}$ - количество отопительных периодов в потенциальном прогнозе;

T_w – температура фильтрационного водопотока, °С;

$t_{ТНУ}$ - температуры теплоносителя, подаваемого в скважину из ТНУ, °С.

Прогнозные (технически доступные) приповерхностные геотермальные ресурсы (D_2) естественных коллекторов определяются как сумма теплосодержания толщи водонаполненных пород и конвективного теплопритока от фильтрующейся термальной жидкости, в диапазоне от нейтрального слоя до глубины 200 м. Объем теплосодержащих пород уменьшается в соответствии с условно цилиндрической формой зон теплового дренажа вокруг скважинного подземного теплообменника. Кроме того, учитывается неполное извлечение теплоты из зоны дренажа.

$$Q^{D_2}_{ек.ф} = Q^{D_2}_{кд.200} + Q^{D_2}_{кв.200}, \text{ т у.т.} \tag{13.10}$$

где $Q^{D_2}_{кд.200}$ - кондуктивная часть приповерхностных прогнозных (технически доступных) ресурсов естественных коллекторов, т у.т. (13.11);

$Q^{D_2}_{кв.200}$ - конвективная часть приповерхностных прогнозных (технически доступных) ресурсов естественных коллекторов, т у.т.

$$Q^{D_2}_{кд.200} = k\psi\xi\, c_v(H_{200} - h_{нс})S(T_{ср.200} - t_{ТНУ}), \text{ т у.т.} \tag{13.11}$$

где ψ - коэффициент площадного извлечения теплоты (0,815);

ξ - коэффициент температурного извлечения (0,85);

$t_{ТНУ}$ - температура подаваемого из ТНУ в скважину теплоносителя равная +1 °С;

$Q^{D_2}_{кв.200}$ - может определяться с учетом методики конвективного теплообмена горизонтального фильтрационного потока и вертикального потока антифриза в скважинном теплообменнике.

13.3.5. Исходные данные для оценки приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов России

Для территории России выполнены оценка потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов, их районирование и картирование [57, 58, 59, 61, 64, 65, 67 - 71, 219, 220, 232]. Эта категория ресурсов, в связи с гигантским многообразием и поэтому отсутствием конкретной информации по глубинам, мощностям, температурам и территориальному размещению проницаемых, водонасыщенных пластов и пропластков, рассматривалась как толщи слабопроницаемых пород. Такое допущение привело к определенному занижению ресурсной базы этой категории, но вполне может быть оправдано применением принципа «резервирования», заложенного в концепциях оценки геотермальных ресурсов.

Потенциальные приповерхностные геотермальные ресурсы условно слабопроницаемых горных пород характеризуют тепловой потенциал толщ пород от нейтрального слоя до заданной глубины (40, 100 и 200 м), исходя из предпосылки, что массив можно охладить до температуры соответствующей техническим возможностям ТНУ. В частности, снижать температуру теплоносителя в теплообменной части става труб в скважине до отрицательных значений ниже климатических.

Поэтому в данной работе в соответствии с методикой, изложенной выше, для оценки потенциальных геотермальных ресурсов было принято два режима:

- температура подаваемого из ТНУ в скважину теплоносителя, равная +1 °С, что отвечает требованиям заказчика – не замораживать массив пород;

- температура подаваемого из ТНУ в скважину теплоносителя равная -3 °С, что отвечает мировой практике.

Расчеты выполнялись по формуле (13.3). Исходные данные для этой оценки принимались усредненными по геолого-геотермическим блокам и всей территории России:

- объемная теплоемкость пород - 1300 Дж/(м^3 °С);

- нижняя граница приповерхностных геотермальных ресурсов - 40, 100 и 200 м;

- глубина нейтрального слоя – по данным таблиц 13.4. (европейская часть России – от 15 до 25 м) и 13.5. (азиатская часть России – от 10 до 22 м);

- площадь участка, района, региона с одинаковыми геолого-геотермическими условиями, $м^2$ - по данным таблиц 13.4. и 13.5;

- температура подаваемого из ТНУ в скважину теплоносителя - +1 или -3 ºС;

- средняя температура массива от нейтрального слоя до глубин 40, 100 и 200 м, °С - по данным таблиц 13.4. и 13.5.

В соответствии с административным делением рассматривались семь Федеральных округов, объединяющих 26 геолого-геотермических блоков. В европейской части России на территории 4-х федеральных округов было выделено 10 блоков с практически близкими значениями глубин нейтрального слоя, его температур и температур пород на глубинах 40, 100 и 200 м, а в азиатской, на территории 3-х федеральных округов – 16.

Использовалось три характеристики потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов:

- плотность ресурсов на $м^2$ поверхности, т.е. потенциальное количество тепловой энергии в столбе пород сечением 1 $м^2$ на заданную глубину (40, 100, 200 м) в $Дж/м^2$;

- количественная характеристика ресурсов на каждой из выделенных площадей областей и регионов в пределах геолого-геотермических блоков до глубин 40, 100 и 200 м, в тоннах условного топлива (т у.т.) и Вт.час.

13.3.6. Анализ оценки приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов России

Результаты выполненных расчетов представлены в таблицах 13.6 – 13.9. Итоговые по федеральным округам оценочные характеристики приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов при температуре подаваемого из ТНУ теплоносителя + 1ºС помещены в таблицу 13.10, а для – 3ºС в таблицу 13.11.

Анализируя ресурсную базу потенциала геотермальной энергии верхнего слоя литосферы до глубины 200 м, можно отметить:

по европейской части России для температуры теплоносителя из ТНУ +1ºС (таблица 13.6):

- средние значения плотности приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов для глубин 40, 100 и 200 м составляют соответственно 0,180; 0,885 и 2,538 $МДж/м^2$;

- максимальными значениями плотности характеризуется Северо-Кавказский (Южный) регион - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,294, 1,303 и 3,693 $МДж/м^2$;

- Северо-западный регион, в соответствии с более холодными недрами характеризуется самыми низкими в европейской части показателями - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,112, 0,656 и 1,928 МДж/м^2, при этом Ямало-Ненецкий регион с площадью 119 тыс. км^2 не располагает ресурсами этой категории;

- приповерхностные потенциальные геотермальные ресурсы территории 3,55 млн. км^2 европейской части России составляют для глубин 40, 100 и 200 м соответственно 22,6, 118,2 и 346,2 млн. т у.т. или 147,3, 769,4 и 2254,3 тепловых ТВт.час.

По европейской части России для температуры теплоносителя из ТНУ – 3ºС (таблица 13.7):

- средние значения плотности приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов для глубин 40, 100 и 200 м составляют соответственно 0,254; 1,182 и 3,176 МДж/м^2;

- максимальными значениями плотности характеризуется Северо-Кавказский (Южный) регион - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,410, 1,731 и 4,641 МДж/м^2;

- Северо-западный регион, в соответствии с более холодными недрами характеризуется самыми низкими в европейской части показателями - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,160, 0,832 и 2,274 МДж/м^2;

- приповерхностные потенциальные геотермальные ресурсы территории 3,55 млн. км^2 европейской части России составляют для глубин 40, 100 и 200 м соответственно 37,2, 181,5 и 491,8 млн. т у.т. или 242,1, 1181,7 и 3202,6 тепловых ТВт.час.

По азиатской части России для температуры теплоносителя из ТНУ +1 ºС (таблица 13.8):

- средние значения плотности приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов для глубин 40, 100 и 200 м составляют соответственно 0,086; 0,493 и 1,554 МДж/м^2;

- максимальными значениями плотности характеризуется Уральский регион - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,107, 0,537 и 1,614 МДж/м^2;

- Сибирский регион характеризуется самыми низкими в азиатской части показателями - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,073, 0,537 и 1,599 МДж/м^2, при этом регионы Полярный Урал, Полярная Западная Сибирь, Север Западной Сибири, Север Красноярского края и п-в Таймыр, Магаданская обл., Якутия и Чукотка с площадью 6,64 млн. км^2 из 12,58 млн. км^2 не располагают ресурсами этой категории на всех или части глубин;

Таблица 13.6

Оценка потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов России (Федеральные округи Европы) при температуре подаваемого из ТНУ теплоносителя + 1 ^{0}С

Область, Регион, Федеральный округ	№ блока	Площадь блока, км^2	Глубина 40 м			Глубина 100 м			Глубина 200 м		
			Плотность, МДж/м^2	Ресурсы, тыс.ту.т.	Ресурсы, ТВт.ч.	Плотность, МДж/м^2	Ресурсы, тыс.ту.т.	Ресурсы, ТВт.ч.	Плотность, МДж/м^2	Ресурсы, тыс.ту.т.	Ресурсы, ТВт.ч.
Северо-Кавказский (Южный)		**574070**	**0,294**	**7452,7**	**48,53**	**1,303**	**34811,5**	**226,68**	**3,693**	**100704**	**655,75**
Северный Кавказ	1	74450	0,293	936,4	6,10	1,216	3891,2	25,34	3,487	11163,9	72,70
Предкавказье	2	252190	0,321	3482,1	22,67	1,592	17262,3	112,41	4,654	50468,8	328,63
Ростовская, Калмыкская	3	226750	0,286	2788,6	18,16	1,300	12675,3	82,54	3,744	36504,9	237,71
Волгоградская (Запад)	4	20680	0,276	245,7	1,60	1,105	982,6	6,40	2,886	2566,3	16,71
Центральный		**629903**	**0,188**	**4623,4**	**30,11**	**0,884**	**22759,6**	**148,2**	**2,456**	**64416**	**419,45**
Воронежская (Юг)	3	6960	0,325	97,3	0,63	1,326	396,8	2,58	3,487	1043,7	6,80
Тульская, Орловская и др.	4	325470	0,187	2619,9	17,06	0,913	12772,0	83,17	2,545	35623,4	231,97
Московская, Владимирская	5	283260	0,152	1852,6	12,06	0,761	9263,0	60,32	2,198	26775,7	174,35
Вологодская (Восток)	7	14213	0,088	53,6	0,35	0,536	327,7	2,13	1,593	973,3	6,34
Северо-Западный		**1370250**	**0,112**	**5278,4**	**34,37**	**0,656**	**31535,9**	**205,35**	**1,928**	**94532,3**	**615,56**
Псковская (Юго-запад)	4	16220	0,137	95,2	0,62	0,829	578,0	3,76	2,389	1666,1	10,85
Псковская, Новгородская	5	159690	0,135	928,4	6,05	0,741	5088,2	33,13	2,174	14925,4	97,19
Ленинградская	6	124690	0,140	752,8	4,90	0,811	4349,4	28,32	2,314	12406,9	80,79
Вологодская, Карелия	7	645100	0,088	2434,1	15,85	0,536	14875,2	96,86	1,593	44174,8	287,65
Архангельская Мурманская, Тиман	8	424550	0,059	1068,0	6,95	0,364	6645,1	43,27	1,170	21359,1	139,08
Ямало-Ненецкий	9	93990	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
То же (Восток)	10а	25100	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Приволжский		**978700**	**0,130**	**5267,0**	**34,3**	**0,712**	**29053**	**189,2**	**2,124**	**86551**	**563,59**
Самарская, Астраханская	4	153290	0,169	1114,0	7,25	0,884	5826,9	37,94	2,574	16966,4	110,48
Татарстан, Башкортостан	5	550550	0,129	3046,8	19,84	0,710	16803,6	109,42	2,083	49302,7	321,04
Пермская, Кировская	7	274860	0,094	1106,3	7,20	0,543	6422,4	41,82	1,716	20281,4	132,06
ИТОГО		**3672013**	**0,180**	**22621,5**	**147,3**	**0,885**	**118160**	**769,4**	**2,538**	**346203**	**2254,3**

Примечание: ресурсообеспеченная площадь - 3552923 км^2

Таблица 13.7.

Оценка потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов России (Федеральные округи Европы) при температуре подаваемого из ТНУ теплоносителя – 3 °С

Область, Регион, Федеральный округ	№ блока	Площадь блока, км^2	Глубина 40 м			Глубина 100 м			Глубина 200 м		
			Плотность МДж/м^2	Ресурсы, тыс.ту.т.	Ресурсы, ТВт.ч.	Плотность, МДж/м^2	Ресурсы, тыс.ту.т.	Ресурсы, ТВт.ч.	Плотность, МДж/м^2	Ресурсы, тыс.ту.т.	Ресурсы, ГВт.ч.
Северо-Кавказский (Южный)		**574070**	**0,410**	**10069,9**	**65,57**	**1,731**	**45130,4**	**293,87**	**4,641**	**123859,1**	**806,52**
Северный Кавказ	1	74450	0,423	1352,6	8,81	1,658	5306,2	34,55	4,449	14243,6	92,75
Предкавказье	2	252190	0,420	4553,5	29,65	2,003	21717,1	141,41	5,585	60562,5	394,36
Ростовская, Калмыкская	3	226750	0,390	3802,6	24,76	1,716	16731,4	108,95	4,680	45631,2	297,13
Волгоградская (Запад)	4	20680	0,406	361,3	2,35	1,547	1375,7	8,96	3,848	3421,8	22,28
Центральный		**629903**	**0,287**	**7160**	**46,62**	**1,295**	**33747**	**219,75**	**3,387**	**89488,0**	**582,71**
Воронежская (Юг)	3	6960	0,455	136,2	0,89	1,768	529,1	3,45	4,449	1331,6	8,67
Тульская, Орловская и др.	4	325470	0,281	3929,9	25,59	1,318	18448,5	120,13	3,471	48577,4	316,32
Московская, Владимирская	5	283260	0,246	2992,7	19,49	1,166	14203,3	92,49	3,124	38049,7	247,77
Вологодская (Восток)	7	14213	0,166	101,3	0,66	0,926	566,1	3,69	2,503	1529,4	9,96
Северо-западный		**1489340**	**0,160**	**10791**	**70,26**	**0,832**	**56510**	**367,98**	**2,274**	**153036,3**	**996,52**
Псковская (Юго-запад)	4	16220	0,215	149,6	0,97	1,219	850,0	5,54	3,299	2300,7	14,98
Псковская, Новгородская	5	159690	0,218	1499,7	9,77	1,136	7801,9	50,80	3,089	21209,8	138,11
Ленинградская	6	124690	0,234	1254,6	8,17	1,217	6524,1	42,48	3,240	17369,7	113,10
Вологодская, Карелия	7	645100	0,166	4597,8	29,94	0,926	25693,5	167,31	2,503	69417,6	452,02
Архангельская, Мурманская, Тиман	8	424550	0,163	2966,5	19,32	0,780	14239,4	92,72	2,106	38446,4	250,35
Ямало-Ненецкий	9	93990	0,062	252,2	1,64	0,273	1103,3	7,18	0,837	3383,6	22,03
Ямал-Ненец (Восток)	10а	25100	0,065	70,2	0,46	0,276	298,2	1,94	0,842	908,5	5,92
Приволжский		**978700**	**0,224**	**9151,7**	**59,59**	**1,118**	**46068**	**299,98**	**3,050**	**125449,2**	**816,88**
Самарская, Астраханская	4	153290	0,273	1799,5	11,72	1,300	8568,9	55,80	3,510	23136,1	150,65
Татарстан, Башкортостан	5	550550	0,222	5262,7	34,27	1,115	26405,6	171,94	3,008	71215,1	463,73
Пермская, Кировская	7	274860	0,177	2089,6	13,61	0,939	11093,3	72,24	2,631	31098,1	202,50
ИТОГО		**3672013**	**0,254**	**37172**	**242,1**	**1,182**	**181456**	**1181,6**	**3,176**	**491832,6**	**3202,6**

Таблица 13.8.

Оценка потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов России (Федеральные округи Азии) при температуре подаваемого из ТНУ теплоносителя + 1 ^{0}С

Область, Регион Федеральный округ	№ блока	Площадь блока км^2	Глубина 40 м			Глубина 100 м			Глубина 200 м		
			Плотность, МДж/м^2	Ресурсы, млн.ту.т.	Ресурсы, ТВт.ч.	Плотность, МДж/м^2	Ресурсы, млн.ту.т.	Ресурсы, ТВт.ч.	Плотность, МДж/м^2	Ресурсы, млн.ту.т.	Ресурсы, ТВт.ч.
Уральский		**1884465**	**0,107**	**6,30**	**41,03**	**0,537**	**31,63**	**205,95**	**1,614**	**95,44**	**621,48**
Урал	10	298740	0,114	1,47	9,57	0,586	7,5	49,04	1,656	21,28	138,54
Полярный Урал	10б	25200	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зап. Сибирь (Юг)	11	396840	0,129	2,20	14,30	0,710	12,1	78,87	2,083	35,54	231,41
Зап. Сибирь (Ю-З)	12	249050	0,109	1,17	7,61	0,527	5,6	36,71	1,647	17,64	114,86
Зап. Сибирь (Цент)	13	455950	0,075	1,47	9,54	0,324	6,3	41,33	1,071	20,99	136,67
Зап. Сибирь (Север)	14	398000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Зап. Сибирь (Полярный)	15	60685	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сибирский		**4653770**	**0,073**	**9,82**	**63,94**	**0,537**	**53,85**	**350,67**	**1,599**	**167,15**	**1088,4**
Омская, Новосибирская (Юг)	11	189790	0,045	1,11	7,22	0,719	5,9	38,20	2,094	17,09	111,29
Новосибирская, Кемеровская, Зап. Сибирь	12	957760	0,117	4,82	31,38	0,572	23,6	153,39	1,638	67,46	439,27
Томская, Красноярский	13	1518950	0,057	3,74	24,33	0,320	20,9	136,01	1,065	69,54	452,82
Красноярский (Север)	14	620380	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Красноярский (Север), Таймыр	15	945790	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Область, Регион Федеральный округ	№ блока	Площадь блока км^2	Глубина 40 м			Глубина 100 м			Глубина 200 м		
			Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,	
				млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.
Прибайкалье	16	222200	0,0	0,0	0,0	0,166	1,6	10,31	0,601	5,74	37,41
Читинская	17	198900	0,018	0,16	1,01	0,229	2,0	12,74	0,855	7,32	47,64
Дальневосточный		**6037824**	**0,080**	**3,41**	**22,18**	**0,450**	**19,89**	**129,54**	**1,500**	**74,93**	**487,94**
Якутия (г.Мирный)	13	9650	0,037	0,02	0,10	0,257	0,1	0,69	0,814	0,34	2,20
Красноярский Магаданская, Якутия	14	1747690	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Якутия, С-Восток	15	2934500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурятская вп, Амурская	18	76190	0,098	0,32	2,08	0,527	1,7	11,23	1,606	5,26	34,25
Приморье, Сахалин (С)	19	760220	0,043	1,40	9,13	0,267	8,7	56,73	1,183	38,67	251,82
Приморье, район р. Уссури	20	25570	0,094	0,10	0,67	0,491	0,5	3,52	1,555	1,71	11,13
Сахалин (Юг)	21	50704	0,143	0,31	2,03	0,780	1,7	11,07	2,340	5,10	33,22
Камчатка (Юг), Курилы	15	240880	0,098	1,01	6,58	0,553	5,7	37,26	1,684	17,44	113,55
Камчатка (Север)	23	116700	0,049	0,24	1,59	0,276	1,4	9,03	1,203	6,03	39,29
Чукотка	24	75720	0	0	0	0	0	0	0	0	2
ИТОГО		**12576059**	**0,086**	**19,526**	**127,1**	**0,493**	**105,37**	**686,15**	**1,554**	**337,53**	**2197,85**

Примечание: ресурсообеспеченная площадь - 5943894 км^2

Таблица 13.9

Оценка потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов России (Федеральные округи Азии) при температуре подаваемого из ТНУ теплоносителя - 3 ^{0}С

Область, Регион, Федеральный округ	№ блока	Площадь блока км^2	Глубина 40 м			Глубина 100 м			Глубина 200 м		
			Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,	
				млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.
Уральский		**1884465**	**0,168**	**14,08**	**91,7**	**0,740**	**62,09**	**404,28**	**1,984**	**167,45**	**1090,35**
Урал	10	298740	0,229	2,94	19,14	1,013	13,0	84,71	2,603	33,43	217,70
Полярный Урал	10б	25200	0,081	0,09	0,57	0,332	0,4	2,34	0,842	0,91	5,94
Зап. Сибирь (Юг)	11	396840	0,222	3,79	24,70	1,115	19,0	123,94	3,008	51,33	334,26
Зап. Сибирь (Ю-З)	12	249050	0,218	2,34	15,23	0,948	10,1	66,09	2,588	27,72	180,49
Зап. Сибирь (Цент)	13	455950	0,194	3,81	24,81	0,755	14,8	96,43	2,022	39,65	258,16
Зап. Сибирь (Север)	14	398000	0,065	1,11	7,24	0,276	4,7	30,79	0,842	14,41	93,80
Зап. Сибирь (Полярный)	15	60685	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сибирский		**4653770**	**0,159**	**25,80**	**168,0**	**0,731**	**116,36**	**757,68**	**1,677**	**312,12**	**2032,39**
Омская, Новосибирская (Юг)	11	189790	0,235	1,91	12,47	1,130	9,2	60,03	3,025	24,69	160,76
Новосибирская, Кемеровская, Зап. Сибирь	12	957760	0,221	9,10	59,27	0,988	40,7	264,95	2,574	106,01	690,28
Томская, Красноярский	13	1518950	0,172	11,21	72,98	0,746	48,7	317,36	2,011	131,35	855,33
Красноярский к (Север)	14	620380	0,035	0,94	6,10	0,226	6,0	39,29	0,729	19,46	126,68
Красноярский (Север), Таймыр	15	945790	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Область, Регион, Федеральный округ	№ блока	Площадь блока км^2	Глубина 40 м			Глубина 100 м			Глубина 200 м		
			Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,	
				млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.
Дальневосточный		**6037824**	**0,169**	**13,89**	**90,47**	**0,747**	**61,34**	**399,44**	**2,093**	**184,65**	**1202,35**
Якутия (г. Мирный)	13	9650	0,136	0,06	0,4	0,668	0,3	1,80	1,745	0,72	4,72
Красноярский, Магаданская, Якутия	14	1747690	0,049	3,66	23,9	0,221	16,6	108,15	0,722	54,22	353,07
Якутия, С-Восток	15	2934500	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Бурятская вп, Амурская	18	76190	0,254	0,83	5,4	0,995	3,3	21,22	2,594	8,50	55,33
Приморье, Сахалин (С)	19	760220	0,157	5,14	33,5	0,693	22,7	147,49	2,129	69,61	453,27
Приморье, район р. Уссури	20	25570	0,218	0,24	1,6	0,928	1,0	6,65	2,512	2,76	17,98
Сахалин (Юг)	21	50704	0,247	0,54	3,5	1,196	2,6	16,98	3,276	7,14	46,51
Камчатка (Юг), Курилы	15	240880	0,228	2,36	15,3	0,995	10,3	67,08	2,646	27,40	178,43
Камчатка (Север)	23	116700	0,179	0,90	5,8	0,718	3,6	23,47	2,165	10,86	70,73
Чукотка	24	75720	0,052	0,17	1,1	0,312	1,0	6,61	1,053	3,43	22,33
ИТОГО		**12576059**	**0,166**	**53,78**	**350,2**	**0,740**	**239,79**	**1561,4**	**2,023**	**664,21**	**4325,1**

Примечание: ресурсообеспеченная площадь – 8635084 км^2

Таблица 13.10

Оценка потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов России (Федеральные округи) при температуре подаваемого из ТНУ теплоносителя +1 ^{0}С

Область, Регион, Федеральный округ	Площадь блока км^2	Глубина 40 м			Глубина 100 м			Глубина 200 м		
		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,	
			млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.
Северо-Кавказский (Южный)	574070	0,294	7,45	48,53	1,303	34,81	226,68	3,693	100,70	655,75
Центральный	629903	0,188	4,62	30,11	0,884	22,76	148,20	2,456	64,42	419,45
Северо-западный	1370250	0,112	5,28	34,37	0,656	31,54	205,35	1,928	94,53	615,56
Приволжский	978700	0,130	5,27	34,30	0,712	29,05	189,20	2,124	86,55	563,59
Уральский	1884465	0,107	6,30	41,03	0,537	31,63	205,95	1,614	95,44	621,48
Сибирский	4653770	0,073	9,82	63,94	0,537	53,85	350,67	1,599	167,15	1088,40
Дальневосточный	6037824	0,080	3,41	22,18	0,450	19,89	129,54	1,500	74,93	487,94
ИТОГО	16248072		42,15	274,46		223,53	1455,59		683,72	4452,17

Таблица 13.11

Оценка потенциальных приповерхностных геотермальных ресурсов России (Федеральные округи) при температуре подаваемого из ТНУ теплоносителя -3 ^{0}С

Область, Регион, Федеральный округ	Площадь блока км^2	Глубина 40 м			Глубина 100 м			Глубина 200 м		
		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,		Плотность, МДж/м^2	Ресурсы,	
			млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.		млн.ту.т.	ТВт.ч.
Северо-Кавказский (Южный)	574070	0,410	10,07	65,57	1,731	45,13	293,87	4,641	123,86	806,52
Центральный	629903	0,287	7,16	46,62	1,295	33,75	219,75	3,387	89,49	582,71
Северо-западный	1489340	0,160	10,79	70,26	0,832	56,51	367,98	2,274	153,04	996,52
Приволжский	978700	0,224	9,15	59,59	1,118	46,07	299,98	3,050	125,45	816,88
Уральский	1884465	0,168	14,08	91,7	0,740	62,09	404,28	1,984	167,45	1090,35
Сибирский	4653770	0,159	25,80	168,0	0,731	116,36	757,68	1,677	312,12	2032,39
Дальневосточный	6037824	0,169	13,89	90,47	0,747	61,34	399,44	2,093	184,65	1202,35
ИТОГО	16248072		90,94	592,21		421,25	2742,98		1156,06	75277,72

- приповерхностные потенциальные геотермальные ресурсы территории 5,94 млн. км^2 азиатской части России составляют для глубин 40, 100 и 200 м соответственно 19,5, 105,4 и 337,5 млн. т у.т. или 127,1, 686,2 и 2197,9 тепловых ТВт.час.

По азиатской части России для температуры теплоносителя из ТНУ - 3°С (таблица 13.9):

- средние значения плотности приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов для глубин 40, 100 и 200 м составляют соответственно 0,166; 0,740 и 2,023 МДж/м^2;

- максимальными значениями плотности характеризуется Дальневосточный регион - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,169, 0,747 и 2,093 МДж/м^2;

- Сибирский регион характеризуется самыми низкими в азиатской части показателями - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,159, 0,737 и 1,677 МДж/м^2, при этом регионы Полярная Западная Сибирь, Север Красноярского края и п-в Таймыр, Якутия и Северо-Восток с площадью 3,93 млн. км^2 из 12,58 млн. км^2 не располагают ресурсами этой категории на всех или части глубин;

- приповерхностные потенциальные геотермальные ресурсы территории 8,64 млн. км^2 азиатской части России составляют для глубин 40, 100 и 200 м соответственно 53,8, 239,8 и 664,2 млн. т у.т. или 350,2, 1561,4 и 4325,1 тепловых ТВт.час.

В целом по России для температуры теплоносителя из ТНУ +1°С (таблица 13.10):

- значения плотности приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов для глубин 40, 100 и 200 м составляют соответственно от 0,073 до 0,294; от 0,450 до 1,303 и от 1,5 до 3,693 МДж/м^2;

- максимальными значениями плотности характеризуется Северо-Кавказский (Южный) регион - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,294, 1,303 и 3,693 МДж/м^2;

- Дальневосточный регион характеризуется самыми низкими в России показателями - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,080, 0,450 и 1,500 МДж/м^2;

- приповерхностные потенциальные геотермальные ресурсы территории 16,25 млн. км^2 части России составляют для глубин 40, 100 и 200 м соответственно 42,2, 223,5 и 683,7 млн. т у.т. или 274,5, 1455,6 и 4452,2 тепловых ТВт.час.

В целом по России для температуры теплоносителя из ТНУ -3°С (таблица 13.11):

- значения плотности приповерхностных потенциальных геотермальных ресурсов для глубин 40, 100 и 200 м составляют соответственно от 0,160 до 0,410; от 0,740 до 1,731 и от 1,677 до 4,641 МДж/м^2;

- максимальными значениями плотности характеризуется Северо-Кавказский (Южный) регион - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,410, 1,731 и 4,641 МДж/м^2;

- Сибирский регион характеризуется самыми низкими в России показателями - для глубин 40, 100 и 200 м, соответственно 0,159, 0,731 и 1,677 МДж/м^2;

- приповерхностные потенциальные геотермальные ресурсы территории 16,25 млн. км^2 части России составляют для глубин 40, 100 и 200 м соответственно 90,9, 421,3 и 1156,1 млн. т у.т. или 592,2, 2742,9 и 7527,7 тепловых ТВт.час.

14. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРЕИМУЩЕСТВ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

14.1. ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПЦИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПРЕИМУЩЕСТВ ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

В условиях возрастающего дефицита запасов органического топлива, опасности атомной энергетики и общей негативной характеристики всех традиционных источников энергии серьезного внимания заслуживает экологическая оценка перспектив освоения геотермальных ресурсов. В ряде работ [37, 106, 200] убедительно обоснована неисчерпаемость и конкурентоспособность тепловой энергии недр. Особо подчеркивается экологическая чистота геотермальной энергии, однако, кроме укрупненных и монофакторных оценок [28, 101], попыток создать методику учета этого, одного из главных преимуществ, практически не было. В данном разделе [18] изложены принципы расчетной методики экономического результата замены органического топлива геотермальной энергией как мероприятия по защите окружающей среды [39].

Экономические оценки [37, 106] перспектив освоения геотермальных ресурсов основываются на нескольких базовых принципах, одним из которых является взаимозаменяемость традиционных и геотермального источника энергии. Следуя этому принципу, экономический результат от использования экологически чистой энергии горячих горных пород может рассматриваться как предотвращенный ущерб от негативного влияния добычи органического топлива и производства тепловой или электрической энергии на природные ресурсы и окружающую среду. Существенными добавками к этому следует считать побочные (дополнительные) эколого-социальные преимущества и нереализованный доход от использования вытесненного традиционного топлива в других целях. При вытеснении ядерной энергетики превалирующим фактором могут стать расходы на ликвидацию аварии на атомной станции и ее последствий.

Следовательно, экономическое выражение экологической чистоты геотермальной энергии имеет вид (14.1):

$$Э_э = У_т - У_г + Э_г + Д_т + У_а, \qquad (14.1)$$

[18] Раздел подготовлен с участием Н.Я. Лобанова

где $У_т$ - экономический ущерб от добычи и использования традиционного (органического), топлива для производства теплоты или электроэнергии, руб./ГДж; $У_г$ - экономический ущерб от выработки тепла или электроэнергии на базе геотермальных ресурсов, руб./ГДж; $Э_г$ - экономический результат побочных (дополнительных) эколого-социальных преимуществ геотермального источника энергии, руб./ГДж; $Д_т$ - нереализованный доход от использования замещенного традиционного топлива в других целях (например, выработка электроэнергии вместо тепла, получение жидкого топлива, применение в качестве сырья химической промышленности и др.), руб./ГДж; $У_a$ - расходы на ликвидацию аварии на атомной станции и ее последствий, руб./ГДж.

Экономический ущерб от добычи и нерационального использования органического топлива может определяться по некоторой аналогии с методикой, изложенной в работе [135]:

$$У_T = У_{TP} + У_{ЗР} + У_{ВР} + У_{ВБ} + У_{РЖ} + У_{ЗН} \qquad (14.2)$$

где $У_{тр}$, $У_{зр}$, $У_{вр}$ - ущерб топливным, земельным и водным ресурсам, руб./ГДж; $У_{вб}$ - ущерб воздушному бассейну, руб./ГДж; $У_{рж}$ - ущерб растительному и животному миру, руб./ГДж; $У_{зн}$ - ущерб от заболеваемости населения.

Ущерб топливным ресурсам, в том числе и ядерным, может рассматриваться как ущерб от их потерь при добыче, обогащении, транспортировке и складировании:

$$У_{TP} = T_{УД} \frac{1 - k_И\, k_{OT}}{k_И\, k_{OT}} Ц_{РГ} \qquad (14.3)$$

где $Т_{уд}$ - удельный расход топлива на выработку энергии (для тепловой $Т_{уд}$= 180 кг/Гкал или 0,043 т у.т./ГДж); $k_и$ - коэффициент извлечения, запасов из недр; $k_{от}$ - коэффициент, учитывающий потери топлива при обогащении, транспортировке и хранении (по анализу данных на 1985 г. в СССР $k_{от}$ = 0,9); $Ц_{рг}$ - горная рента, приходящаяся на 1 т погашенных запасов топлива, руб./ту.т.,

$$Ц_{РГ} = Ц_б - П_б \qquad (14.4)$$

где $Ц_б$ - валовая ценность балансовых запасов (принимались замыкающие затраты на топливо или действующие оптовые цены), руб./т у.т; $П_б$ - суммарные

приведенные затраты на разведку, добычу, транспортировку и переработку 1 т у.т., руб./т у.т.,

$$П_б = C_Р + C_Д + C_{ТР} + C_{ПР} + E_Н \cdot (K_{УР} + K_{УД} + K_{УТР} + K_{УПР}) \quad (14.5)$$

где $C_р$, $C_д$, $C_{тр}$, $C_{пр}$ - соответственно себестоимость разведки, добычи, транспортировки и переработки топлива, руб./т у.т.; $К_{ур}$, $К_{уд}$, $К_{утр}$, $К_{упр}$ - соответственно удельные капитальные вложения при разведке, добыче, транспортировке и переработке топлива, руб./т у.т; $Е_н$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, $Е_н$ = 0,12.

Ущерб земельным ресурсам наносится на территориях добычи топлива и его использования (14.6). При этом часть земель изымается, а часть только нарушается:

$$У_{ЗР} = У_{ИЗ} + У_{НЗ} \quad (14.6)$$

где $У_{из}$ - ущерб от изъятия земель, руб./ГДж (14.7); $У_{нз}$ - ущерб от нарушения земельных ресурсов, руб./ГДж (14.8);

$$У_{ИЗ} = \frac{Z_{ЗТ} S_{ИЗ\ Т} T_{УД}}{A \tau_Т} + \frac{Z_{ЗЭ} S_{ИЗ\,Э}}{Q \tau_Э} \quad (14.7)$$

где $Z_{зт}$, $Z_{зэ}$ - кадастровая оценка сельскохозяйственных угодий поселковых и городских территорий, изымаемых соответственно в районах добычи топлива и строительства энергоустановок либо осваиваемых взамен изымаемых, руб./га; $S_{из\ т}$, $S_{из\ э}$ площадь земель, изымаемых соответственно при добыче топлива и под сооружения энергоустановок, га; *А* - количество топлива, расходуемого в год, т у.т./г; *Q* - годовой отпуск энергетической установки, ГДж/г; $\tau_т$, $\tau_э$- срок службы соответственно горно-добывающего предприятия и энергетической установки, годы,

$$У_{НЗ} = \frac{(Z_{ЗД\,Т} - Z_{ЗП\,Т}) \cdot S_{ИЗГ} T_{УД}}{A \tau_Т} + \frac{(Z_{ЗД\,Э} - Z_{ЗП\,Э}) \cdot S'_{ИЗ\,Э}}{Q \tau_Э} \quad (14.8)$$

где $z_{зд\ т}$, $z_{зп\ т}$, $z_{зд\ э}$, $z_{зп\ э}$ - кадастровая оценка земельных ресурсов соответственно до и после работ по добыче топлива и ввода энергетических установок, руб./га;

$s_{изг}$, $s'_{изэ}$ - площадь земель, нарушаемых соответственно горными работами и деятельностью энергоустановок, га.

Ущерб водным ресурсам определяется их загрязнением и уменьшением запасов (14.9):

$$У_{ВР} = У_{ВЗ} + У_{ВУ} \tag{14.9}$$

где $У_{вз}$ - ущерб от загрязнения водных ресурсов, руб./ГДж (14.10); $У_{ву}$ - ущерб от уменьшения запасов вод, руб./ГДж (14.11),

$$У_{ВЗ} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n}(Z_{ПД\,i}V_{ПД\,i} - Z_{ПП\,i}V_{ПП\,i})}{A + QT_{УД}} T_{УД} \tag{14.10}$$

где $Z_{пд\ i}$, $Z_{пп\ i}$ - ценность единицы продукции, получаемой из водоемов, в том числе, при использовании воды на орошение, питьевые и другие хозяйственные нужды, соответственно до и после работ по добыче топлива и строительства энергоустановок, руб.; $V_{пд\ i}$, $V_{пп\ i}$ - количество продукции, получаемой за счет водных ресурсов, соответственно до и после работ по добыче топлива и его сжигания для производства энергии, ед./год;

$$У_{ВУ} = \frac{Z_{ВТ}W_T T_{УД}}{A} + \frac{Z_{ВЭ}W_Э}{Q} \tag{14.11}$$

где $Z_{ВТ}$, $Z_{ВЭ}$ - ценность 1 м^3 воды (можно использовать установленные тарифы) в зоне добычи топлива и производства энергии, руб./м^3; $W_Т$, $W_Э$ - безвозвратные потери водных ресурсов соответственно при добыче топлива и производстве энергии, м^3/год.

Экономический ущерб от загрязнений воздушного бассейна наносится сельскому хозяйству, растительному и животному миру, здоровью человека, сооружениям и оборудованию. Ущерб природе и населению зависит не только от состояния воздушного бассейна, но и от степени загрязнения водных ресурсов, поэтому эти факторы выделены в качестве самостоятельных. Ущерб от загрязнения воздушного бассейна складывается из ущерба сельскохозяйственным угодьям и преждевременного износа основных фондов (14.12):

$$У_{ВБ} = У_{СХ} + У_{ОФ} \tag{14.12}$$

$$У_{СХ} = T_{УД} \frac{\sum_{i=1}^{i=n} [(Z_{СДi}\, \beta_{Дi} - Z_{СПi}\, \beta_{Пi}) S_{Сi} + \Delta З_i]}{A + Q T_{УД}} \tag{14.13}$$

где $Z_{сдi}$, $Z_{спi}$ - ценность единицы i-й сельскохозяйственной культуры соответственно до и после горных работ и строительства энергоустановки (можно принимать по закупочным ценам), руб./ед.; $\beta_{дi}$, $\beta_{пi}$ - урожайность i – той культуры с 1 га сельскохозяйственных угодий соответственно до и после начала горных работ и строительства энергоустановки, ед./га; $S_{сi}$ - площадь, попадающая в зону загрязненной воздушной среды, га; $\Delta З i$ - дополнительные затраты на компенсацию производства i-й культуры сельскохозяйственной продукции, руб./год; n - число видов сельскохозяйственных культур;

$$У_{ОФ} = У_{Р} + У_{ЧП} \tag{14.14}$$

где $У_р$ - ущерб от дополнительных затрат на капитальный и текущие ремонты, руб./ГДж (14.15); $У_{чп}$ - ущерб от недополучения чистой продукции в связи с дополнительными простоями основных фондов в период ремонтов и сокращения срока их службы, руб./ГДж (14.16);

$$У_{Р} = T_{УД} \frac{\sum_{j=1}^{j=m} З_{Pj} \frac{P_{Д\,j}}{P_{П\,j}}}{A + Q T_{УД}} \tag{14.15}$$

где $З_{пj}$ - затраты на каждый тип ремонта j-го оборудования и сооружений, руб./год; $P_{дi}$, $P_{пi}$ - соответственно периодичность ремонтов до и после начала горных работ и ввода энергоустановки, сут.; m - число различных видов оборудования и сооружений;

$$У_{ЧП} = T_{УД} \frac{\sum_{j=1}^{j=m} П_{ЧО\,j} (\tau_{ОП\,j} - \tau_{ОД\,j}) + П_{ЧС\,j} (\tau_{СП\,j} - \tau_{СД\,j})}{A + Q T_{УД}} \tag{14.16}$$

где $П_{чоj}$, $П_{чсj}$ - производство чистой продукции за 1 машино-час работы оборудования и функционирования сооружения, руб./ч; $\tau_{опj}$, $\tau_{одj}$, $\tau_{спj}$, $\tau_{сдj}$ - потери рабочего времени по видам оборудования и сооружении при воздействии загрязненной атмосферы и без него, ч/год.

Экономический ущерб растительному и животному миру (14.17):

$$У_{РЖ} = T_{УД} \frac{\sum_{j=1}^{j=n} [(Z_{Дi} P_{Дi} - Z_{Пi} P_{Пi}) + \Delta З_{РЖi}]}{A + Q T_{УД}} \qquad (14.17)$$

где $Z_{дi}$, $Z_{пi}$ - ценность различных видов продукции, получаемой от использования леса, сбора грибов, ягод, лекарственных трав, охоты на птиц, животных, соответственно до и после начала горных работ и ввода энергоустановки, руб./ед.; $P_{дi}$, $P_{пi}$ - объем перечисленных видов продукции, получаемой в год до и после начала горных работ и ввода энергоустановки, ед./год; n - число видов продукции; $\Delta З_{ржi}$ - дополнительные затраты на компенсацию работ по поддержанию растительного и животного мира в первичном состоянии, руб./год.

Экономический ущерб от роста заболеваемости населения (14.18):

$$У_{ЗН} = У_{ЧПН} + У_{СС} + У_{ЗЛ} \qquad (14.18)$$

где $У_{чпн}$ - ущерб от недополучения чистой продукции в результате заболевания трудящихся в зоне экологического воздействия, руб./ГДж (14.19); $У_{сс}$ - ущерб от выплат из фонда социального страхования за период временной и постоянной нетрудоспособности, руб./ГДж; $У_{зл}$ - ущерб от затрат на лечение людей, заболевших вследствие вредного воздействия окружающей среды, руб./ГДж (14.20);

$$У_{ЧПН} = T_{УД} \frac{\sum_{i=1}^{i=n} П_{ЧПi} \Delta \tau_i N_i}{A + Q T_{УД}} \qquad (14.19)$$

где $П_{чпi}$- средняя величина чистой продукции за отработанную смену по i-той категории трудящихся, руб./чел.; $\Delta\tau_i$ - повышение потерь рабочего времени i-тых категорий трудящихся при росте заболеваемости, ед./год; N_i - количество трудящихся в каждой i-той категории, прекращающих работу по временной или

постоянной нетрудоспособности вследствие вредного воздействия окружающей среда, чел.;

$$У_{ЗЛ} = T_{УД} \frac{З_{АМ}\,\tau_{АМ}\,N_{АМ} + З_{СТ}\,\tau_{СТ}\,N_{СТ}}{A + QT_{УД}} \qquad (14.20)$$

где $З_{АМ}$, $З_{ст}$ - средние затраты на лечение одного человека соответственно в амбулаторных условиях и в стационаре, руб./сут.; $\tau_{АМ}$, $\tau_{ст}$ - среднее время лечения одного человека амбулаторно и в стационаре вследствие вредного воздействия окружающей среды, сут./год; $N_{АМ}$, $N_{ст}$ - среднее количество проходящих лечение соответственно в амбулаторных условиях и в стационаре.

Экономический ущерб от добычи геотермальной энергии для теплоснабжения и выработки электроэнергии в связи с высокой экологической чистотой этого источника определяется только ущербом от потерь тепловой энергии недр и наносимым земельным и водным ресурсам. Кроме того, при некоторых технологиях гипотетически может сосуществовать некоторая опасность повышения сейсмической активности района добычных работ, а также вероятность аварии на скважинах. При фонтанной технологии следует учитывать также ущерб воздушному бассейну от газовыделений и тепловых выбросов, а в связи с агрессивностью и встречающимся содержанием ядовитых веществ в термальных водах - ущерб растительному, животному миру и от роста заболеваемости населения. Однако фонтанная технология из-за ресурсной обеспеченности и относительно высокой экологической вредности широкого применения не получит.

Для экологически чистой циркуляционной технологии экономический ущерб от добычи и использования геотермальной энергии составит (14.21):

$$У_{Г} = У_{ГР} + У_{ЗРГ} + У_{ВРГ} \qquad (14.21)$$

где $У_{гр}$ - ущерб геотермальным ресурсам при их добыче, переработке, транспорте, аккумулировании, руб./ГДж (14.22); $У_{зрг}$, $У_{врг}$ - ущерб, наносимый земельным и воздушным ресурсам строительством и эксплуатацией геотермоэнергетических комплексов, руб./ГДж;

$$У_{ГР} = \frac{1 - k_{ИГ}\,k_{ПГ}}{k_{ИГ}\,k_{ПГ}}\,Ц_{РГГ} \qquad (14.22)$$

где $k_{иг}$ - коэффициент извлечения геотермальных ресурсов из недр; $\boldsymbol{k}_{пг}$ - коэффициент, учитывающий потери тепловой энергии при ее добыче, переработке, транспорте к аккумулировании; $Ц_{ргг}$ - горная рента, приходящаяся на 1 Гдж погашенных запасов геотермального месторождения, можно определять по аналогии с органическим топливом по выражениям (14.4) и (14.5).

Ущерб земельным ресурсам (14.23):

$$У_{ЗРГ} = У_{ИЗГ} + У_{НЗГ} \tag{14.23}$$

где $У_{изг}$, $У_{нзг}$ - ущерб от изъятия и нарушения земель, руб./ГДж;

$$У_{ИЗГ} = \frac{Z_З S_{ИЗГ}}{Q_Г \tau_Г} \tag{14.24}$$

где $Z_з$ - кадастровая оценка сельскохозяйственных угодий или городских территорий, изымаемых в районе строительства геотермальных и поверхностных комплексов либо осваиваемых взамен изымаемых, руб./га; $S_{изг}$ - площадь земель, изымаемых под геотермальную энергетическую установку (ГТЭУ), га; $Q_г$ - годовой отпуск геотермальной энергетической установки, ГДж; $\tau_г$ - срок службы этой установки, годы;

$$У_{НЗГ} = \frac{(Z_{ЗДГ} - Z_{ЗПГ}) S_{НЗГ}}{Q_Г \tau_Г} \tag{14.25}$$

где $Z_{здг}$, $Z_{зпг}$ - кадастровая оценка земельных ресурсов соответственно до и после ввода ГТЭУ, руб./га; $S_{нзг}$ - площадь земель, нарушаемых ГТЭУ, га.

Ущерб водным ресурсам, наносимый ГТЭУ, в связи с замкнутым циклом циркуляции теплоносителя связан только с расходом воды на подпитку (14.26):

$$У_{ВРГ} = \frac{Z_{ВГ} W_Г}{Q} \tag{14.26}$$

где $Z_{вг}$ — ценность 1 м^3 воды, руб./м^3; $W_г$ - безвозвратные потери при эксплуатации ГТЭУ, м^3/год.

Определение остальных слагаемых экономической эффективности замены традиционного топлива экологически чистой геотермальной энергией

$Э_г$, $Д_т$, $У_а$ требует методической разработки в приложении к региональным особенностям топливно-энергетического баланса.

В заключение следует отметить, что сделана первая попытка создания основ расчетной методики по учету экологической оценки геотермальных ресурсов.

14.2. АНАЛИЗ ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОТЕРМАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Значительную долю в топливно-энергетическом балансе России составляют нужды теплоснабжения. Выполненные прогнозные оценки подтверждают доминирующую роль тепловых нагрузок в энергопотреблении страны. Более 40% традиционных первичных ресурсов расходуется на средне- и низкотемпературные процессы, а при учете тепловых потерь это составляет более 55% от общего количества используемых традиционных энергетических ресурсов. Поиск альтернативы органическому топливу, расходуемому на эти нужды, ведется уже не один десяток лет. Теплота недр представляется одним из наиболее перспективных источников энергии для теплоснабжения городского и сельского населения России.

Геотермальное теплоснабжение жилых массивов и технологических нужд сельского хозяйства и промышленности может создать экологически чистые условия производства и потребления энергии, обеспечить автономное энергоснабжение удаленных объектов.

Станции (системы) геотермального теплоснабжения (СГТ), как и другие энергетические установки, весьма капиталоемки. Строительство их за счет госбюджетного финансирования в настоящее время маловероятно. Поэтому источниками инвестирования СГТ вероятнее всего будут:

1) акционерный капитал региональных, городских и сельских администраций; фирм и предприятий, производящих оборудование для СГТ и осуществляющих строительные работы;

2) кредиты российских и зарубежных банков;

3) государственные субсидии (с низкой процентной ставкой, беспроцентные и непогашаемые);

4) капитализированные прибыли акционеров и заинтересованных предприятий;

5) пожертвования фондов, спонсоров и др.

В современных условиях отечественного рынка капиталов проблема оценки эффективности капиталовложений должна решаться в соответствии с

международными требованиями методики анализа рентабельности проектов, предлагаемых к инвестированию. Это предопределяет структуру и содержание предпроектных разработок, объединенных в единый бизнес-план – документ, характеризующий потенциал и перспективы предприятия и являющийся основой предложений при переговорах с возможными инвесторами и партнерами.

Расчеты показателей эффективности вложения инвестиций в строительство СГТ производились с учетом и без учета величины предотвращенного экономического ущерба от выбросов котельных, которые предполагается заменять СГТ. В работе рассматривались небольшие котельные теплопроизводительностью до 70 ГДж/ч. Недостатком эксплуатации таких котельных является сжигание в них низкосортных рядовых углей, главным образом, на простых колосниковых решетках с ручным обслуживанием.

Сжигание углей низкого качества приводит к резкому снижению КПД котлов и, как следствие, к перерасходу топлива, а также загрязнению воздушного бассейна городов и поселков. При этом в атмосферу поступает значительное количество твердых частиц (зола, пыль, сажа), оксидов серы и азота, а также (в меньших количествах) оксида углерода и различных органических кислот.

Защита атмосферы от загрязнения имеет не только технико-экономическое, но и большое социальное значение. Взвешенные в воздухе частицы пыли, уменьшают видимость, проникают в дыхательные пути человека, оказывают вредное воздействие на его здоровье. Сернистый ангидрид даже в сравнительно малых концентрациях раздражающе действует на слизистые оболочки, дыхательные пути человека и животных. В то же время он является ядом для многих растений, особенно хвойных и фруктовых. Кроме того, диоксид серы ускоряет коррозию металлов. Оксид углерода и диоксид азота вступают в соединения с гемоглобином крови и при больших концентрациях угрожают жизни человека. Наличие обычных для промышленных городов аэрозолей диоксида азота в сочетании с повышенной влажностью приводит к уменьшению видимости, снижению числа солнечных дней, уменьшению проникания ультрафиолетовых лучей. Использование систем очистки уходящих газов приводит к удорожанию выработки теплоты на 10-25%. Поэтому большинство мелких котельных работает без золоуловителей.

Котельные теплопроизводительностью 10-70 ГДж/ч, работающие на теплоснабжение, располагаются, как правило, в жилой зоне. Особенно опасны котельные с малой высотой труб, что способствует распространения вредных веществ в нижних слоях атмосферы. Строительство высоких труб малого диаметра в жилых районах технически трудноисполнимо и дорого.

Рядовые угли с низкой калорийностью, высокой сернистостью и зольностью при сжигании в малых котлах дают большое содержание вредных веществ в выбросах. Хочется обратить внимание на содержание в выбросах полициклических ароматических углеводородов, обладающих канцерогенными свойствами.

Основное количество полициклических ароматических углеводородов (ПАУ) адсорбируется на поверхности частиц сажи и золы размером менее 200 мкм, способных проникать в дыхательные пути человека. Полагают, что угольная энергетика ответственна примерно за 20% случаев гибели от рака легких. Исследования, проведенные Киевским НИИ санитарной техники совместно с Киевским институтом обшей и коммунальной гигиены им. А.А. Марзеева (КНИИОКГ), показали, что при слоевом сжигании угля в малометражных котлах, особенно в период розжига слоя дровами, концентрация 3,4-бензапирена в продуктах сгорания составляет 150-170 мкг/100 $м^3$. Это с учетом высоты дымовой трубы 5-8 м и ее расположения вблизи жилых зданий может создавать в зоне пребывания человека концентрации, превышающие ПДК.

Для отопительных котлов наблюдается четкая корреляция процесса ухудшения качества горения и выхода 3,4-бензапирена. Большие количества его выделяются при режимах горения, сопровождающихся сажеобразованием. Концентрация 3,4-бензапирена в топках с неподвижной колосниковой решеткой, применяемых, главным образом, в установках для отопления домов и мелких котельных, на четыре порядка превосходит содержание 3,4-бензапирена в котлах электростанций.

Замену котельных на СГТ можно рассматривать в качестве мероприятия по защите окружающей среды и здоровья человека. Строительство СГТ особенно выгодно в энергодефицитных районах. Области Центральной России испытывают постоянные перебои с поставками топлива. Здесь проблема может быть решена с помощью привлечения геотермальной энергии недр.

Для средних условий геотермальных месторождений Московской синеклизы (глубины залегания коллектора 2 км, мощности 75 м, температуры 60^0С и проницаемости 0,2 Дарси) выполнены укрупненные расчеты показателей бизнес-плана – чистой текущей стоимости (NPV) и внутренней нормы прибыли (IRR). Исходными данными послужили результаты экономико-математического моделирования СГТ с тепловой производительностью 25 ГДж/ч при температурном режиме 90/55 ^{0}С.

Чистая текущая стоимость при ставке дисконтирования r = 5% положительна при возмещении инвестиций не менее чем за 15 лет, при r = 7% -

за 19 лет (рис. 14.1). Это довольно большие сроки окупаемости СГТ, что ограничивает их коммерческую привлекательность.

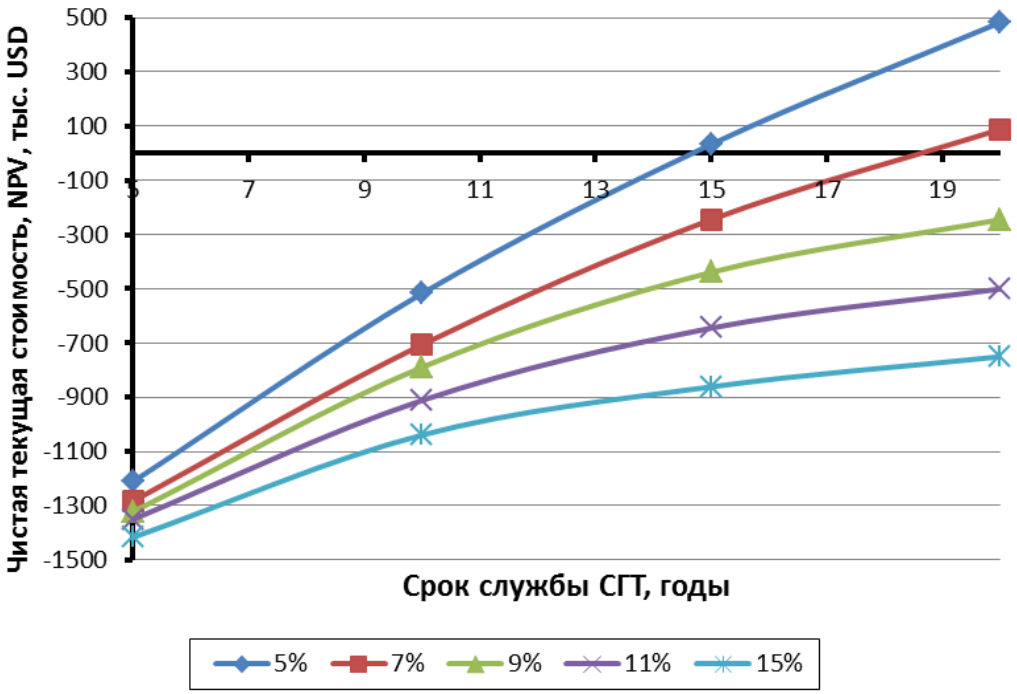


Рис. 14.1. Зависимость чистой текущей стоимости (NPV) от срока возмещения инвестиций на строительство СГТ при ставках дисконтирования 5, 7, 9, 11 и 15% без учета предотвращенного ущерба

Внутренняя норма прибыли (IRR) при ставке дисконтирования от 5 до 15% для 15 и 20 лет возмещения инвестиций составляет 5,3 и 7,6% (рис.14.2), следовательно, процентная ставка для срока окупаемости 15 лет должна быть 5%, а для 20 лет – ниже 7,5%. Сравнение с процентными ставками в США на 1990 г. (прайм-рейт 10,01, для федеральных фондов 8,1 и учетной ставкой 6,98) не свидетельствовало о финансовом приоритете СГТ.

Решающим фактором здесь может стать учет при бизнес-планировании величины предотвращенного экономического ущерба от котельных, которые предполагается заменять на СГТ.

При учете в расчетах величины предотвращенного экономического ущерба мы будем иметь существенное сокращение сроков окупаемости СГТ. NPV при ставке дисконтирования r = 5% будет положительна при возмещении инвестиций за 7,5 лет (рис.14.3). Срок окупаемости при данной ставке сократится более чем на семь лет, а при r = 7% на 11 лет и составит 8 лет.

Как видно из графиков (рис.14.1) чистая текущая стоимость при ставках 9, 11 и 15% без учета величины предотвращенного ущерба даже на конец реализации проекта имеет отрицательное значение. С учетом

предотвращенного экономического ущерба NPV становится положительной при сроке окупаемости соответственно 9,5, 10 и 15 лет (рис. 14.3).

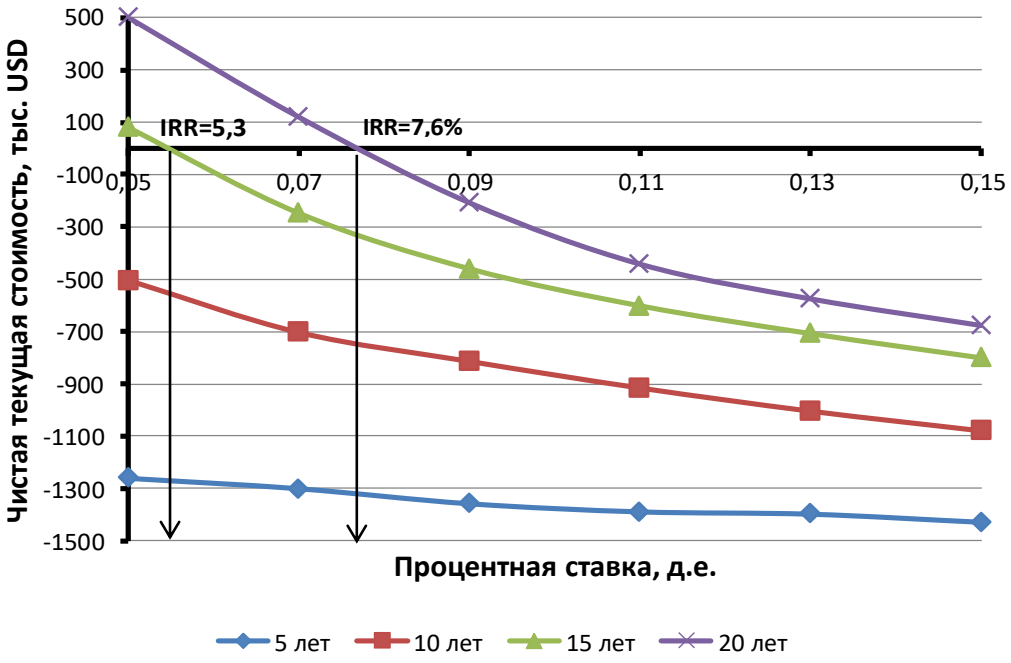


Рис. 14.2. Определение внутренней нормы прибыли IRR по нулевому значению чистой текущей стоимости NPV при процентных ставках (ставках дисконтирования) от 5 до 15% и сроке возмещения инвестиций 5, 10, 15 и 20 лет без учета предотвращенного ущерба

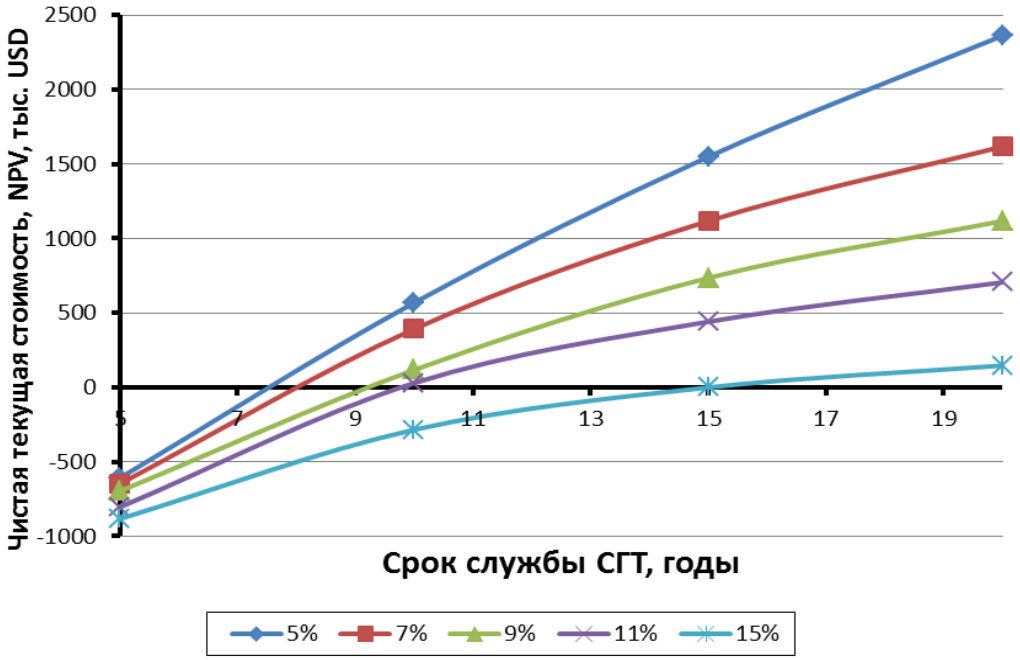


Рис. 14.3. Зависимость чистой текущей стоимости (NPV) от срока возмещения инвестиций на строительство СГТ при ставках дисконтирования 5, 7, 9, 11 и 15% с учетом предотвращенного ущерба

Внутренняя норма прибыли IRR для 10, 15 и 20 лет возмещения инвестиций с учетом ущерба составит соответственно 11,5; 14,9 и более 15% (рис.14.4).

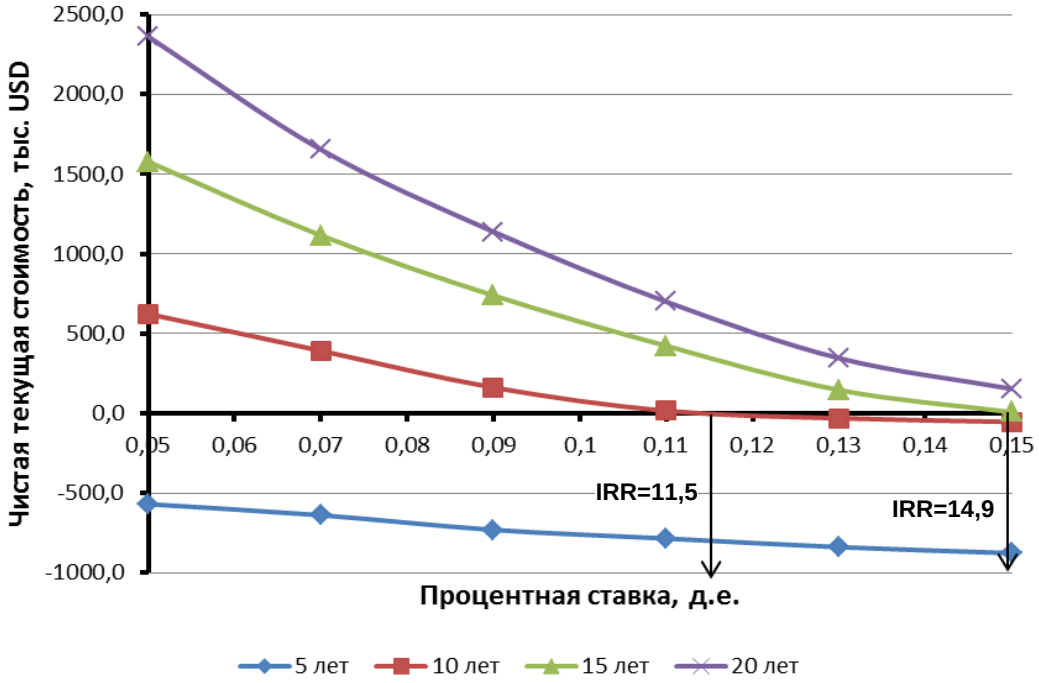


Рис.14.4. Определение внутренней нормы прибыли IRR по нулевому значению чистой текущей стоимости NPV при процентных ставках (ставках дисконтирования) от 5 до 15% и сроке возмещения инвестиций 5, 10, 15 и 20 лет с учетом предотвращенного ущерба

Для современной экономической ситуации вероятно следует брать ставку дисконтирования не ниже 15%. Срок реализации СГТ составляет 25 лет. Если не принимать во внимание ущерб, то и на конец реализации при такой ставке NPV отрицательна, однако учет величины ежегодного ущерба от выбросов котельных делает проект замены котельных целесообразным при положительном NPV менее, чем за 15 лет.

При анализе эффективности вложения инвестиций в СГТ с различной теплопроизводительностью в зависимости от температуры пород (табл. 14.1, рис. 14.5) видно, что без учета величины предотвращенного экономического ущерба от котельных, которые предполагается заменить СГТ с аналогичной теплопроизводительностью, чистая текущая стоимость отрицательна для СГТ теплопроизводительностью менее 17 ГДж/час.

Без учета величины ущерба наиболее выгодно выглядит проект строительства СГТ теплопроизводительностью порядка 60 ГДж/час, чистая текущая стоимость NPV, которого составляет 1 млн USD. Если брать во

внимание ущерб, то становится выгодным строительство СГТ начиная с 10-15 ГДж/час (табл. 14.1). Для котельных теплопроизводительностью 11,9 ГДж/час NPV составит 1490 тыс. USD на конец реализации проекта.

Таблица 14.1.

Экономические параметры СГТ при H=3 км

Температура пород, °С	Оптимальная теплопроизводительность СГТ, ГДж/час	Инвестиции в строительство СГТ, млн. USD	NPV млн. USD	NPV с учетом величины предотвращенного ущерба, млн. USD
30	11,9	1,66	-0,168	1,490
40	19,0	1,88	0,057	3,287
50	41,7	3,13	0,357	3,587
60	58,4	3,48	1,000	4,817
70	69,4	5,45	1,193	5,545

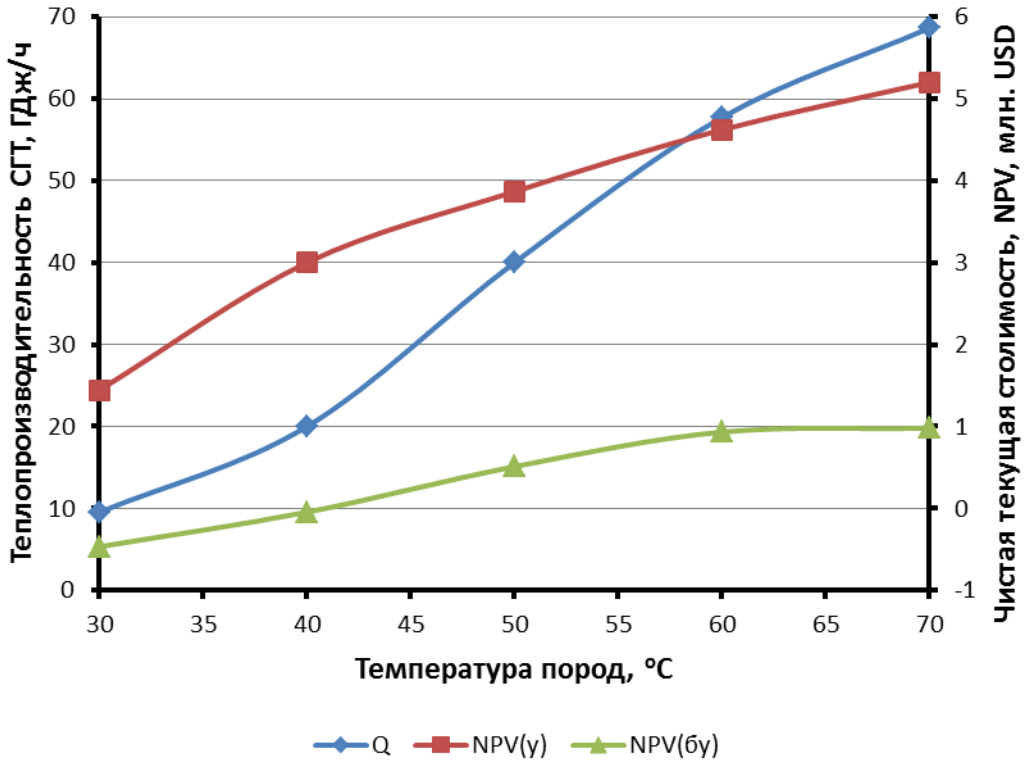


Рис. 14.5. Зависимость чистой текущей стоимости NPV от температуры пород на глубине 3 км при оптимальной теплопроизводительности Q (NPV(у) - с учетом предотвращенного ущерба, NPV(бу) - без учета предотвращенного ущерба)

В заключении можно отметить, что учет величины предотвращенного ущерба при проектировании СГТ теплопроизводительностью менее 15 ГДж/ч делает их строительство экономически целесообразным. Замена котельных на

СГТ выгодна не только с экономической точки зрения, но и имеет важный социальный аспект, так как продукты горения наносят серьезный вред окружающей среде и здоровью человека. Особенно выгодно использовать тепло земли в районах испытывающих дефицит органического топлива, поскольку этот источник энергии имеет повсеместное распространение.

15. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ, ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ РОССИИ

15.1. ОСВОЕНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ БУДУЩЕГО В ЦЕНТРАЛЬНОЙ РОССИИ - ОДНА ИЗ ГЕНЕРАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ НАУКИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Использование низкотемпературных источников геотермальной энергии, несомненно является одним из генеральных направлений в решении проблемы теплоснабжения центральных регионов России в XXI веке. Это подтверждается: отсутствием собственных традиционных энергоресурсов, большими затратами на их транспортировку из других регионов, определенными преимуществами геотермальных ресурсов, разработанностью научных основ их освоения, мировым промышленным опытом и спецификой систем теплоснабжения в стране.

Перспективные геотермальные ресурсы на территории 8 административных областей Центра России только по двум термоводоносным горизонтам Московской синеклизы составляют 44,17 млрд. т у.т., что обеспечивает теплопотребности этих ресурсообеспеченных территорий на 300-500 лет.

Многообразие геолого-геотермических условий продуктивных горизонтов Московской синеклизы характеризует природные условия строительства станции (систем) геотермального теплоснабжения (СГТ), а широкий спектр тепловых нагрузок, температурных режимов потребителей и расстояний транспортировки теплоносителя - директивные требования пользователя. В общей сложности на конструктивные и технологические параметры СГТ оказывает влияние около 150 факторов. Поэтому адекватная оценка целесообразности освоения геотермальных ресурсов возможна только на оптимальном уровне определения параметров и показателей таких станций. Решение этой задачи возможно на базе экономико-математического моделирования строительства и эксплуатации СГТ. В целях системной оптимизации СГТ в 1971 г. была разработана первая экономико-математическая модель (ЭММ) и к настоящему времени создана группа моделей, имитирующих функционирование этой станции при различных технологиях добычи теплоты недр и разных целях ее использования.

Выполненная на базе ЭММ сопоставительная оценка влияния главных природных факторов на конструктивные, технологические, эксергетические и экономические параметры и показатели работы СГТ позволила создать и рекомендовать новую экспресс-методику их расчета на территории центральных регионов России.

Широкий диапазон целесообразной теплопроизводительности модуля СГТ, его конкурентоспособные параметры и показатели, позволяют использовать низкотемпературную геотермальную энергию для потребителей практически на всей ресурсообеспеченной территории 8 центральных областей России. Исключения возможны в сравнительно узком диапазоне рассматриваемых геолого-геотермических условий: при залегании пластов с температурой меньше 50-60 ^{0}С на глубине более 3-4 км, а также при залегании пластов с температурой меньше 30-40 ^{0}С - глубже 2-3 км.

Сохранение России, как великого государства, дальнейшее ее развитие и процветание, в значительной мере зависит от возможностей обеспечить собственные энергетические нужды, а также экспорт топлива и электроэнергии. На этом историческом периоде энергоресурсы являются одним из основных торговых источников пополнения государственного бюджета. Однако, доступные ресурсы нефти, при сохранении объемов ее экспорта, довольно быстро истощаются; природного газа - тоже не беспредельны. Запасы угля существенно уменьшились с распадом СССР, а оставшиеся требуют значительных инвестиций и повышения текущих затрат. Возрастают дополнительные расходы на экологическую защиту окружающей среды.

В этих условиях, особенно за счет резкого роста цен на транспорт топлива, существенно ухудшилось энергоснабжение Европейской части страны. Регионы центральной России, характеризующиеся довольно высокой плотностью населения и концентрацией промышленности, не располагают сколько-нибудь существенными собственными традиционными энергетическими ресурсами. При этом на нужды теплоснабжения восьми областей прогнозировалось (табл. 15.1) расходовать около 55 млн. т у.т. в год.

Основные достоинства геотермального источника энергии на территории центральных регионов России:

- практическая неисчерпаемость геотермальных ресурсов: перспективные ресурсы на территории 8 административных областей только по двум термоводоносным горизонтам Московской синеклизы составляют 44,17 млрд. т у.т. (табл. 12.3), что обеспечивает теплопотребности ресурсообеспеченных территорий на 300-500 лет;

- территориальная рассредоточенность: общая площадь размещения перспективных геотермальных ресурсов среднедевонского горизонта

Московской синеклизы составляет 221,7, а среднекембрийского - 183,5 тыс. км^2, при этом в 7 областях они охватывают от 40 до 100% этих территорий;

- экономическая конкурентоспособность в благоприятных геолого-геотермических условиях при сопоставлении с альтернативными небольшими топливными котельными;

- экологическая чистота добычи и преобразования энергии, обеспеченная, за счет циркуляционной технологии, отсутствием выбросов и сбросов каких-либо загрязнений в окружающую среду.

Таблица 15.1.

Прогнозные теплопотребности промышленности (П), сельскохозяйственного производства (СХП) и жилищно-коммунального сектора (ЖКС) центральных областей России на 2000-2010 гг.

Области	Теплопотребление, млн. т у.т./год						
	Всего	Городов и поселков			Сельских населенных пунктов		
		П	ЖКС	Итого	СХП	ЖКС	Итого
Владимирская	6,1	3,0	2,2	5,2	0,6	0,3	0,9
Вологодская	6,6	3,3	1,5	4,8	1,2	0,6	1,8
Ивановская	5,0	2,6	1,8	4,4	0,4	0,2	0,6
Костромская	3,0	1,3	0,9	2,2	0,5	0,3	0,8
Нижегородская	18,6	11,5	4,7	16,2	1,2	1,2	2,4
Новгородская	3,7	2,0	0,9	2,9	0,5	0,3	0,8
Тверская	6,1	2,8	2,0	4,8	0,8	0,5	1,3
Ярославская	5,6	2,8	2,0	4,8	0,5	0,3	0,8
Всего	**54,7**	**29,3**	**16,0**	**45,3**	**5,7**	**3,7**	**9,4**

Решение поставленной проблемы в перспективе обеспечивается созданными мировой и отечественной наукой основами освоения геотермальных ресурсов естественных коллекторов:

- разработаны [19, 37, 46 - 50, 56, 106, 133, 188, 195, 214, 217, 231, 234, 238, 240] технологические схемы добычи теплоты недр геотермальными циркуляционными системами (ГЦС);

- разработаны [48, 51, 52, 56, 107] теоретические положения гидродинамических, теплофизических и геомеханических процессов при добыче тепловой энергии недр;

- разработана [29, 30, 40, 53, 54, 168, 212] методика геолого-экономической оценки геотермальных ресурсов и общие принципы оценки запасов геотермальных месторождений;

- выполнены [29, 38, 40, 53, 54, 103, 168, 211, 215, 217] картирование, районирование и оценка геотермальных ресурсов территории России;

- разработаны [19, 37, 41, 42, 46, 48, 50 - 52, 133, 195, 212] методы технико-экономических расчетов параметров и показателей геотермальных циркуляционных систем (ГЦС), станций (систем) геотермального теплоснабжения (СГТ) и геотермальных электростанций (ГеоТЭС);

- созданы [32, 216] экономико-математические модели ГЦС, СГТ и ГеоТЭС, позволяющие оптимизировать их параметры и показатели для разработки технологических регламентов при проектировании этих установок;

- проведены экспериментальные и опытно-промышленные работы по научной и производственной проверке достоверности выполненных исследований и работоспособности технологических схем [19, 37, 106, 133, 188, 195, 231, 234, 240];

- накоплен и обобщен [19, 37, 75, 92, 111, 124, 133, 143, 163, 200, 201, 231, 234, 238, 240] опыт промышленного освоения геотермальных ресурсов.

Существенно стимулируют использование тепловой энергии недр в центральных районах России специфические особенности их теплоснабжения:

- высокая степень централизации систем теплоснабжения в городах и даже рабочих поселках;

- дефицит и трудности доставки органического топлива к потребителям;

- компактность проживания населения в городах (очень мал процент индивидуальных застроек с локальным отоплением) и даже в сельской местности (практически нет отдельно расположенных хуторов, ферм и др.).

15.2. ГЕОЛОГО-ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ОЦЕНКИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНОВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ РОССИИ

Геолого-геотермические условия являются определяющими при технико-экономических оценках освоения геотермальных ресурсов. В принятой методике используется 14 факторов этой группы. Как показал длительный опыт и проведенные исследования, наиболее существенное влияние на параметры и показатели СГТ оказывают 5 из них: глубина залегания продуктивного пласта, его температура, эффективная мощность, проницаемость и пластовое давление.

Для получения обобщенных характеристик двух продуктивных горизонтов Московской синеклизы выполнен статистический анализ испытаний более 60 глубоких скважин (по материалам Л.А. Певзнера, И.Ф. Горбачева, Э.С. Никашина и А.Я. Чагаева). Средняя глубина залегания среднедевонского горизонта составляет 1300-1400 м, изменяясь в пределах от

900 до 1900 м; температура пласта меняется от 20 до 58 ^{0}С, средняя - 37-40 ^{0}С; мощность коллектора - от 25 до 250 м, средняя - 140-160 м; проницаемость - от 0,2 до 3,0 Дарси, средняя - 1,9-2,1 Дарси.

Условия среднекембрийского горизонта отличаются большей глубиной залегания коллектора - до 2300-2500 м, при средней - 1800-2000 м; более высокой пластовой температурой - до 70-75 ^{0}С, при средней - 50-55 ^{0}С; меньшей мощностью - до 70-80 м, при средней - 40-50 м и значительно меньшей проницаемостью - от 0,01 до 1,5 Дарси, при средней - 0,6 Дарси.

Выбор представительных обобщенных геолого-геотермических характеристик, объединяющих условия Московской синклинали, довольно затруднителен, особенно с учетом одновременной эксплуатации двух термоводоносных горизонтов, а может быть и подключения более глубоких пластов. После анализа геолого-геотермических условий и требований возможных пользователей на территории центральных областей России, а также учитывая работы по проектированию и строительству СГТ в г. Ярославле и г. Рыбинске, к оценке параметров и показателей геотермального теплоснабжения в центральных регионах России приняты:

Глубина залегания естественного коллектора.....1,2,3 и 4 км.

Температура пород коллектора.....30,40,50 и 60 ^{0}С.

Проницаемость пород коллектора.....0,46 Дарси.

Мощность коллектора.....83 м.

Пластовое давление.....гидростатическое.

15.3. ВЛИЯНИЕ ПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ НА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СГТ

Влияние основных геолого-геотермических условий на NPV, инвестиции в строительство СГТ и себестоимость отпуска теплоты довольно подробно исследовалось и отражено в ряде работ [37, 40, 41, 46, 48, 51, 52, 217 и др.]. Максимальное изменение оценочных критериев, в частности капиталовложений в строительство СГТ, связано с проницаемостью пород продуктивных горизонтов Московской синеклизы (рис. 15.1). Однако, существенные перемены происходят в диапазоне до 0,3-0,4 Дарси, а далее - с увеличением проницаемости, ее влияние на технико-экономические показатели (ТЭП) становится практически несущественным. То же происходит с мощностью естественных коллекторов: до значений 40-70 м, она значительно сказывается на ТЭП, а затем - это воздействие резко падает. Поэтому наибольшее влияние на ТЭП добычи геотермальной энергии в условиях Московской синеклизы оказывает температура пород коллекторов и глубина их залегания.

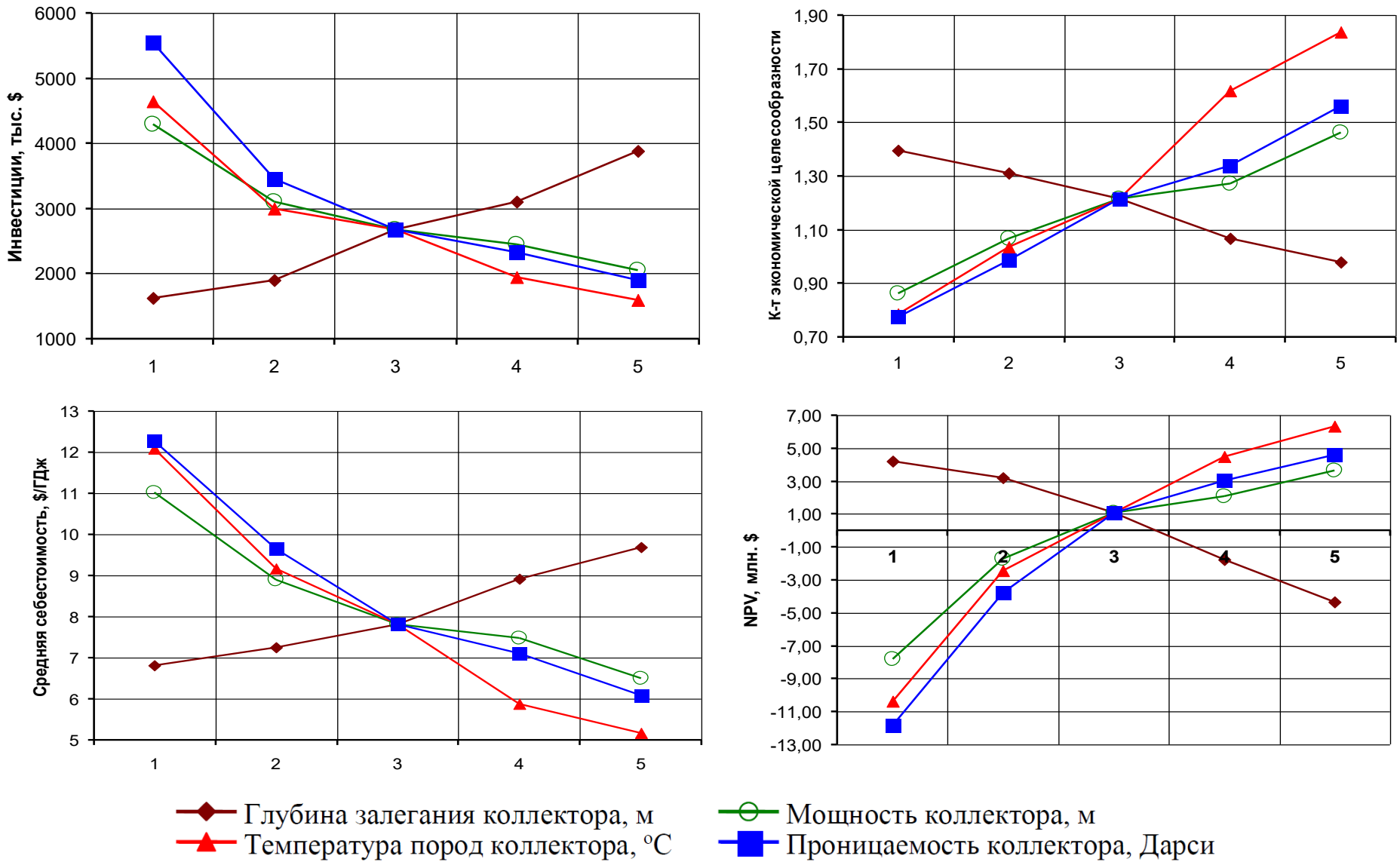


Рисунок 15.1. Влияние геолого-геотермических условий на основные экономические характеристики СГТ

15.3.1. Определение тепловых нагрузок потребителей

Будущее развитие геотермальной энергетики в центральных областях России существенно зависит от границ экономической целесообразности тепловой мощности СГТ. Доказательство их конкурентоспособности для обеспечения отопления и горячего водоснабжения жилкомбыта и технологических нужд производств городов, поселков, деревень, фермерских хозяйств и др. позволит утверждать, что геотермальный источник энергии в XX1 веке может стать серьезной альтернативой органическому топливу.

Температурный режим теплоносителя, направляемого Заказчику был принят 90/40 ^{0}С, в соответствии с дополнительным обоснованием изменения стандартной нормы - 150/70 ^{0}С. Цены на электроэнергию - 50 USD/МВт.ч и на топливо (природный газ) - 124 USD/т у.т. приняты по конъюнктуре мирового рынка на начало XXI века.

Определение экономически целесообразной теплопроизводительности СГТ, при различных значениях температуры пласта и глубины его залегания, проводилось по принципу расчета (на оптимальном уровне) предельно максимального ее значения для модуля ГЦС, состоящего из одной пары скважин. Компьютерный способ проведения расчетов обеспечил возможность экономико-математического моделирования СГТ и оптимизацию ее параметров при рассмотрении до нескольких тысяч вариантов. По результатам моделирования наибольшие оптимальные значения расчетной теплопроизводительности СГТ (принимаемой проектировщиками по самой холодной пятидневке года и зачастую именуемой - максимальной) составили от 4 до 74 ГДж/час (табл. 15.2 и рис. 15.2).

Таблица 15.2.

Тепловая производительность модуля СГТ в зависимости от температуры пласта и глубины его залегания, ГДж/час ($Q_т$ - по результатам ЭММ, $Q_р$ - расчетные по предложенным уравнениям регрессии)

t, ^{0}С	$Q_т$	$Q_р$	$Q_т$	$Q_р$	$Q_т$	$Q_р$	$Q_т$	$Q_р$
	Глубина залегания коллектора, км							
	1		2		3		4	
30	15,3	13	12,3	10	9,4	7	3,8	2
40	25,8	30	23,7	27	19	21	8,2	8
50	47,6	47	44,2	43	37,6	36	19,6	18
60	64	62	60	59	52,8	52	30	30
70	74,3	75	72,7	74	67,4	69	41,3	45

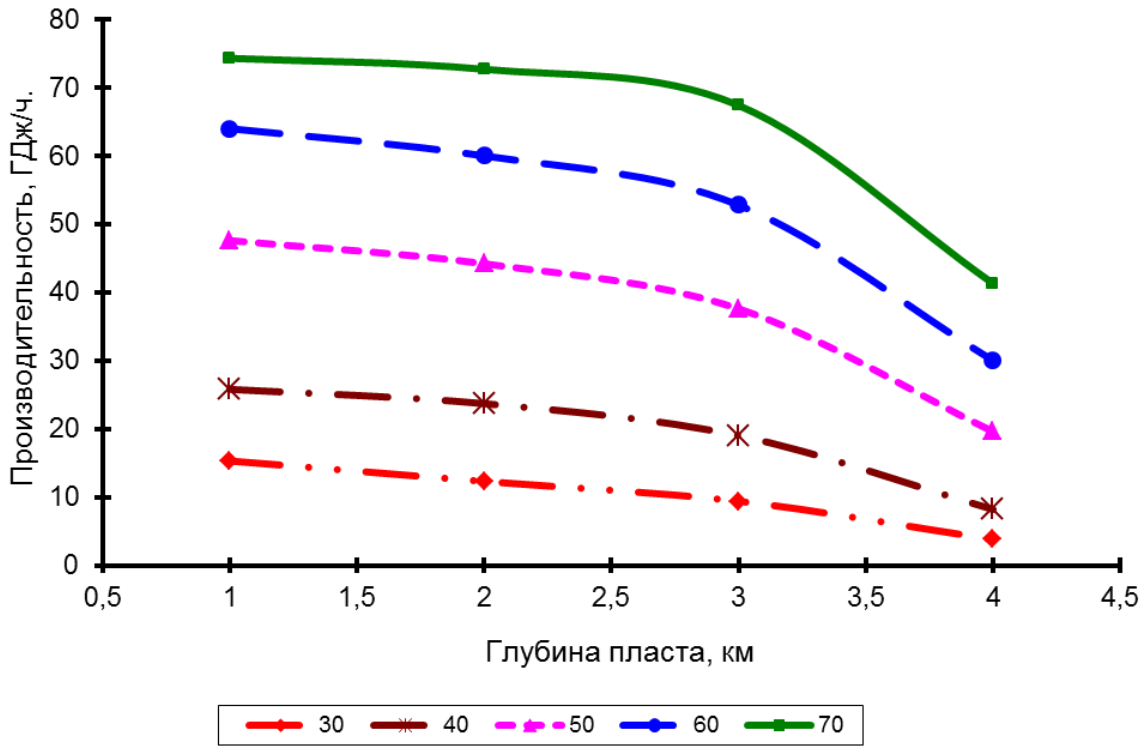


Рис. 15.2. Зависимость оптимальной тепловой производительности модуля СГТ от глубины залегания пласта и его температуры (30-70°С)

Для составления Бизнес-планов, Инвестиционных проектов и других предпроектных обоснований важно иметь уравнения для экспресс-расчетов теплопроизводительности СГТ. Такую возможность предоставляет выполненная аппроксимация результатов экономико-математического моделирования (15.1):

$$Q = -a \cdot H^3 + b \cdot H^2 - c \cdot H + d \text{, [ГДж/час];} \qquad (15.1)$$

$$a = 1{,}6 \cdot 10^{-4} \cdot t^{2{,}295};\ b = 7{,}1 \cdot 10^{-3} \cdot t^2 - 0{,}38 \cdot t + 7{,}269;$$

$$c = 12{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot t^2 - 0{,}698 \cdot t + 16{,}232;\ d = 1{,}846 \cdot t - 37{,}8.$$

Здесь и далее: a, b, c, d - численные коэффициенты; H - глубина залегания естественного коллектора, км; t - температура пласта, °С.

Проверочные расчеты показали допустимую сходимость результатов ЭММ с расчетными (табл. 15.2) по предложенным уравнениям регрессии.

15.3.2. Определение гидродинамических параметров СГТ

Для выбора оборудования СГТ необходимо укрупненно оценивать гидродинамические параметры системы. Удельный дебет добычной скважины по данным экономико-математического моделирования практически не зависит от глубины естественного коллектора, но существенно снижается с ростом его

температуры (рис. 15.3). Экспресс-расчет может быть проведен по формуле (15.2).

$$W_{ud} = 342{,}34 \cdot t^{-1.048}, \text{ [м}^3\text{/ГДж]} \qquad (15.2)$$

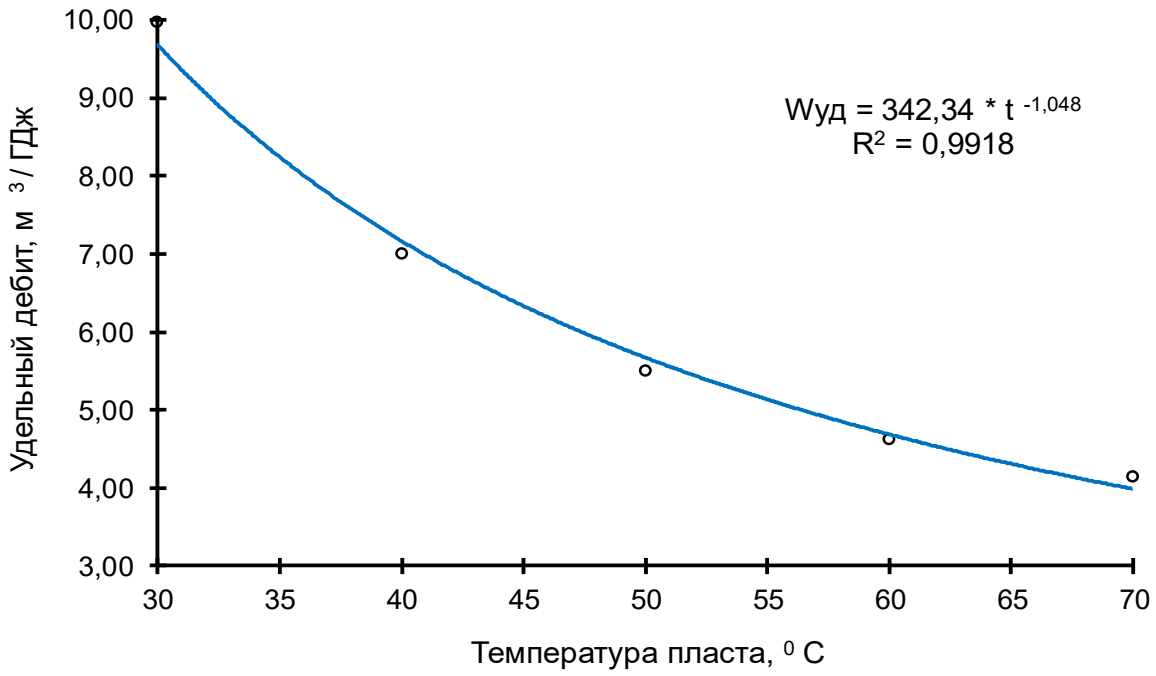


Рис. 15.3. Зависимость удельного расхода геотермального теплоносителя в модуле СГТ от температуры пласта (при Н=2 км)

Удельное давление нагнетания и откачки (погружным насосом) снижается с ростом температуры пласта и глубины его залегания (рис. 15.4). Повышение дебита скважин для обеспечения роста теплопроизводительности СГТ, ведет к увеличению потерь напора в контурах СГТ и должно контролироваться возможностями существующих типоразмеров нагнетательных и погружных насосов.

Расчеты удельного давления нагнетания и откачки могут укрупненно проводиться по формулам (15.3), их численные значения и высокая сходимость с результатами расчетов, отражены в таблице 15.3.

$$P_{sp} = a \cdot t^{b}, \text{ кПа/(м}^3\text{/час)} \qquad (15.3)$$

$$a = 99{,}15 \cdot e^{0{,}857 \cdot H}; \; b = -0{,}46 \cdot H^{0{,}5}.$$

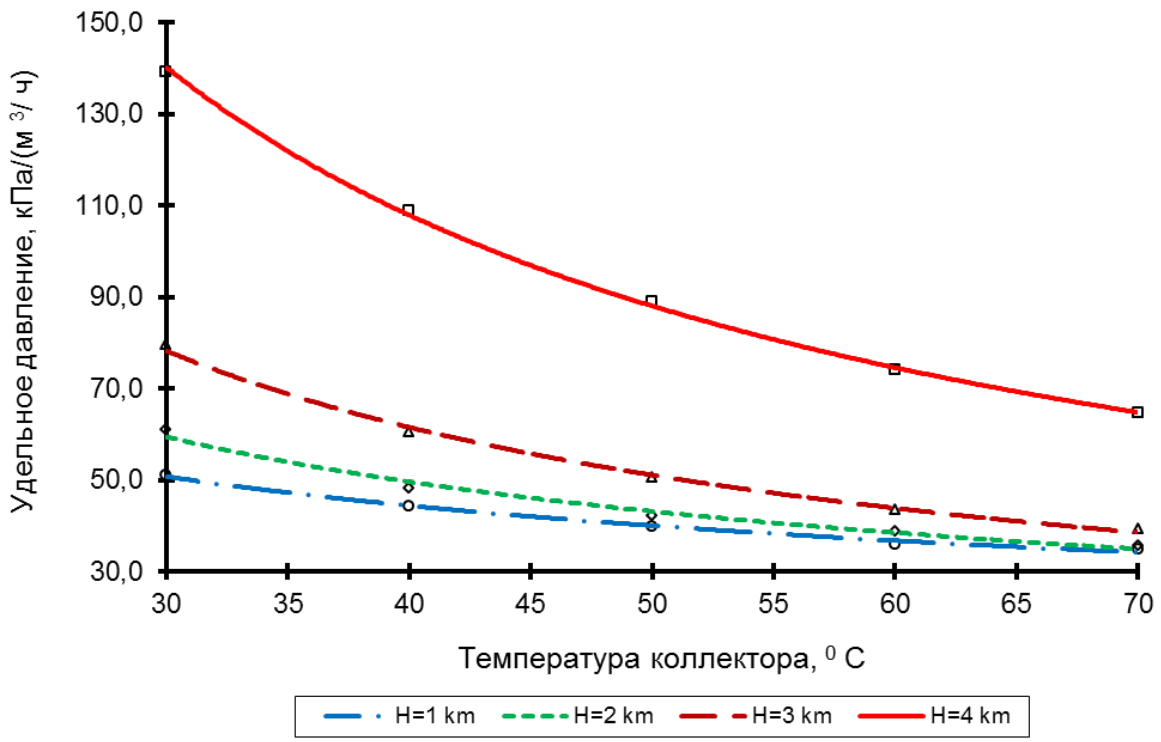


Рис. 15.4. Удельное давление нагнетания и откачки теплоносителя в зависимости от температуры пласта - t и глубины его залегания - H

Таблица 15.3.

Удельное давление нагнетания и откачки по модулю СГТ, кПа/(м^3/час), в зависимости от температуры пласта и глубины его залегания (Руд.т - по результатам ЭММ, Руд.р - расчетные значения по предложенным уравнениям регрессии)

t, ^{0} С	Руд.т	Руд.р	Руд.т	Руд.р	Руд.т	Руд.р	Руд.т	Руд.р
	Глубина залегания коллектора, км							
	1		2		3		4	
30	51,1	49,9	61,0	62,1	79,5	89,7	139,1	140,1
40	44,4	43,8	48,3	51,6	60,6	71,5	108,9	107,8
50	39,9	39,5	42,2	44,7	50,6	60,0	88,9	88,0
60	35,9	36,4	38,8	39,7	43,5	52,0	74,0	74,5
70	35,0	33,9	35,6	36,0	39,3	46,0	64,7	64,8

15.3.3. Определение годовой экономии топлива

В связи со значительным расходом электроэнергии на собственные нужды СГТ, особенно термотрансформацию, проведен эксергетический анализ работы станции. Сопоставлены: годовая экономия органического

топлива при геотермальном теплоснабжении с расчетным расходом топлива на производство электроэнергии, потребляемой СГТ на собственные нужды, а также с возможной выработкой теплоты электрокотельной за счет

использования электроэнергии, расходуемой на собственные нужды СГТ (рис.15.5 и 15.6). Годовая экономия органического топлива при замене котельной модулем СГТ, в зависимости от температуры пласта и глубины его залегания может определяться по аппроксимированным уравнениям (15.4):

$$T_{эк} = a t^{b}, \text{ т у.т./год;} \qquad (15.4)$$

$$a = 5{,}13 \cdot 10^{-5} \cdot e^{(0{,}254 \cdot H)}, \; b = -0{,}19 \cdot H + 4{,}4,$$

где индексация соответствует предыдущим формулам.

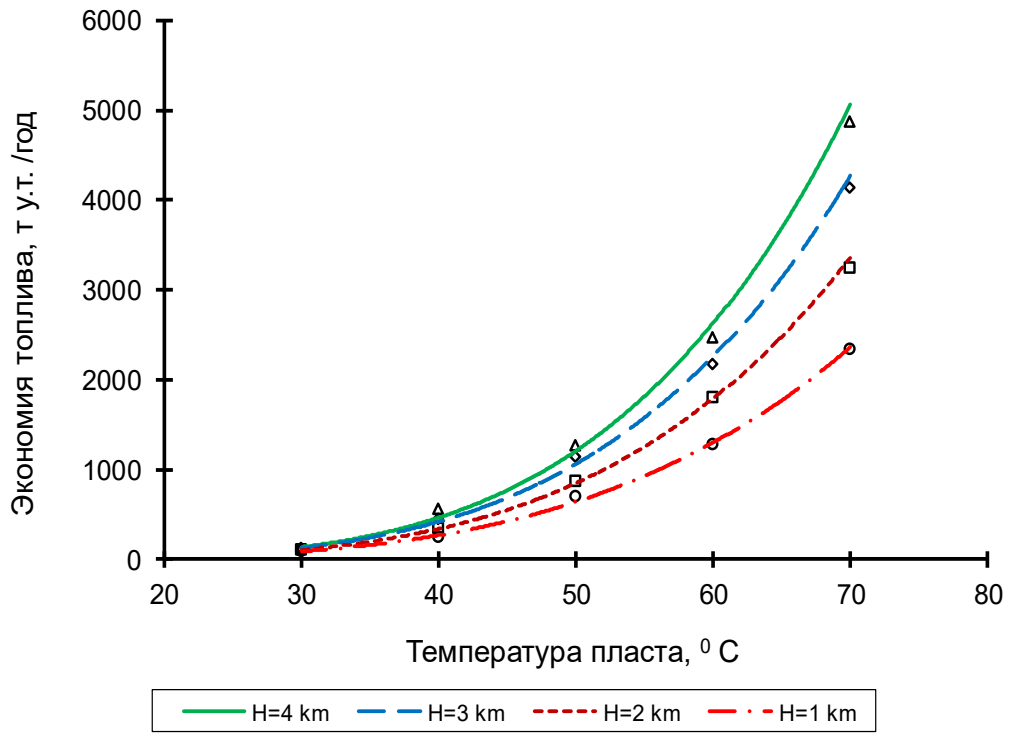


Рис. 15.5. Годовая экономия органического топлива при замене котельной модулем СГТ, в зависимости от температуры пласта - t и глубины его залегания – H

15.3.4. Определение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды СГТ

Для всего диапазона температур и глубин термоводоносных пластов отпуск энергии СГТ на 15-45% выше потребления на собственные нужды. Показателен удельный расход электроэнергии на выработку теплоты. Он слабо зависит от глубины залегания пласта и линейно связан с его температурой.

ТНУ расходует до 80% затрат электроэнергии на собственные нужды СГТ (15.5 – 15.7):

$$Y_{СГТ} = -0{,}775 \cdot t + 138{,}4, \text{ кВт.ч/ГДж} \quad (15.5)$$

$$Y_{ТНУ} = -0{,}573 \cdot t + 113{,}7, \text{ кВт.ч/ГДж} \quad (15.6)$$

$$Y_{ГЦС} = -0{,}199 \cdot t + 24{,}7, \text{ кВт.ч/ГДж} \quad (15.7)$$

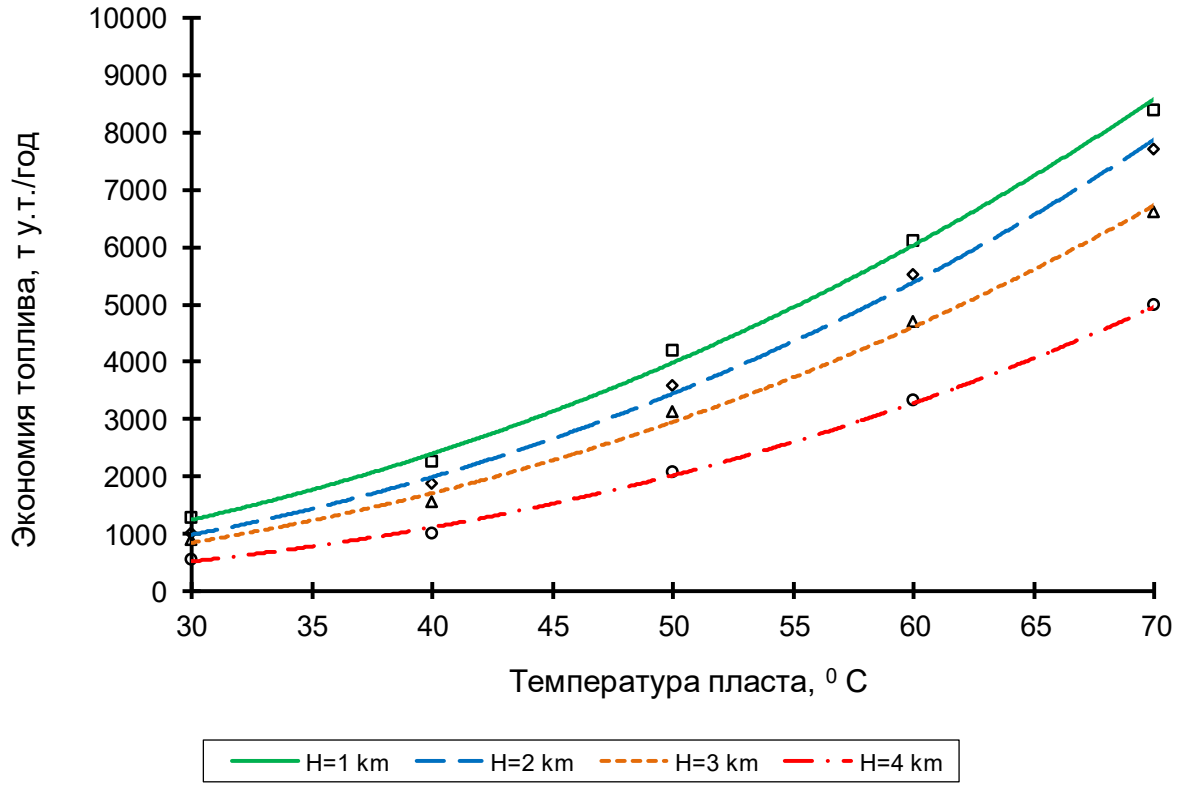


Рис. 15.6. Годовая экономия топлива при производстве теплоты электрокотельной с расходом электроэнергии, равным собственным нуждам СГТ, в зависимости от температуры пласта - t и глубины его залегания - H

15.4. ВЛИЯНИЕ ПРИРОДНЫХ ФАКТОРОВ НА ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ СГТ

В связи с неуправляемой и непредсказуемой динамикой изменения цен и тарифов, для прогнозных оценок сделана попытка перевести экономические расчеты на долларовый эквивалент. Опираясь на фактические и расчетные данные американского опыта были приняты корректировочные коэффициенты, позволяющие выйти на расчетный доллар, близкий к биржевому курсу рубля. Эти коэффициенты корреспондируются с технико-экономическими расчетами "Балтийского проекта", выполненными специалистами Дании и материалами

проектных оценок германских специалистов [19, 238]. Вероятная приближенность и условность этих коэффициентов в определенной мере компенсируется сопоставительным характером проверочного критерия оценки: коэффициента экономической целесообразности.

15.4.1. Определение капиталовложений на строительство оптимального модуля СГТ

Капиталовложения на строительство оптимального модуля СГТ существенно зависят от глубины, а при малых глубинах несущественно от температуры пласта (рис. 15.7). Возможность экспресс-анализа инвестиций трудно переоценить. Уравнения (15.8) позволяют выполнить укрупненные расчеты потребностей в капиталовложениях с допустимым приближением к результатам ЭММ (табл. 15.4).

$$K_{уд.СГТ} = a \cdot t^2 - b \cdot t + c \text{, тыс.US долл./(ГДж/час)} \qquad (15.8)$$

$$a = -0{,}00317 \cdot H^3 + 0{,}016 \cdot H^2 + 0{,}0127 \cdot H - 0{,}0052;\ b = 4{,}13 \cdot H - 1{,}634;$$

$$c = 27{,}29 \cdot H^3 - 164{,}04 \cdot H^2 + 431{,}96 \cdot H - 175{,}94.$$

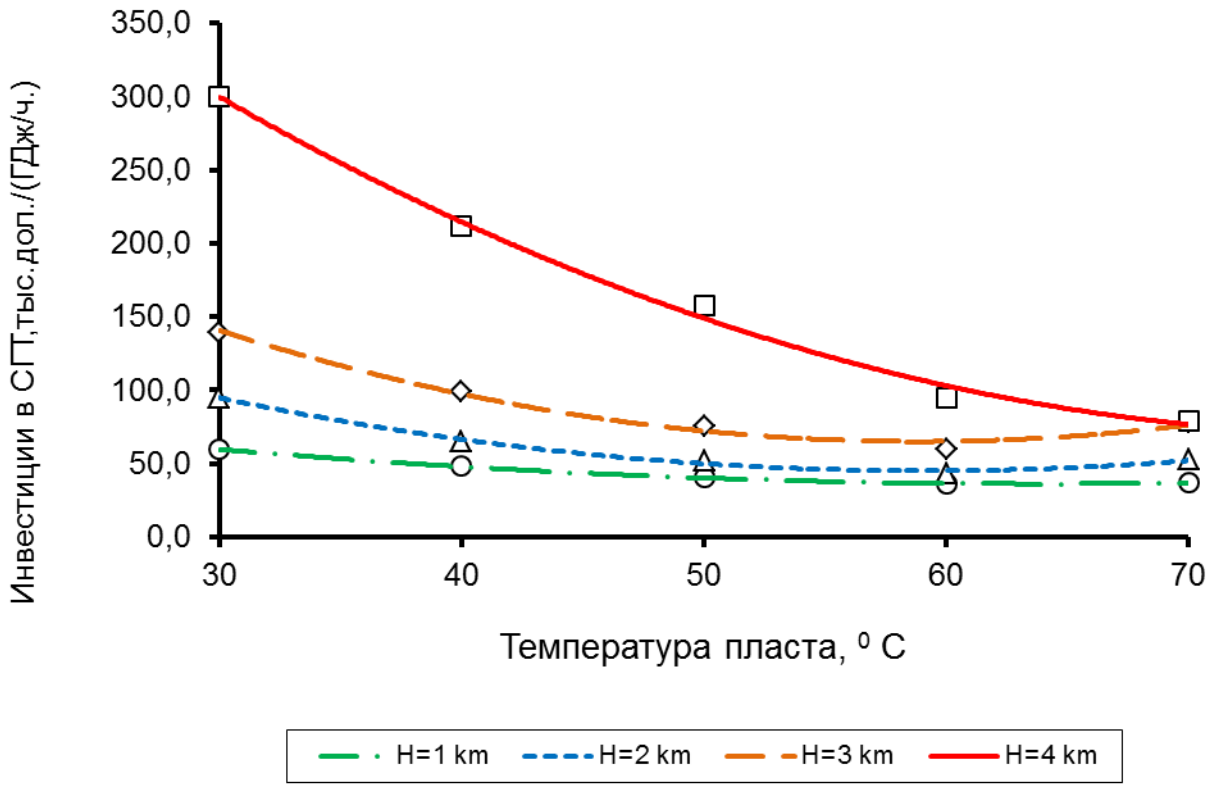


Рис. 15.7. Зависимость удельных инвестиций в строительство СГТ от температуры пласта и глубины его залегания

Таблица 15.4.

Удельные инвестиции на строительство СГТ, тыс. дол./(ГДж/час), в зависимости от температуры пласта и глубины его залегания ($К_{уд.сгт.т}$ - по результатам ЭММ, $К_{уд.сгт.р}$ - расчетные по предложенным уравнениям регрессии)

t, ^{0} C	$К_{уд.сгт.т}$	$К_{уд.сгт.р}$	$К_{уд.сгт.т}$	$К_{уд.сгт.р}$	$К_{уд.сгт.т}$	$К_{уд.сгт.р}$	$К_{уд.сгт.т}$	$К_{уд.сгт.р}$
	Глубина залегания коллектора, км							
	1		2		3		4	
30	59,5	60,9	94,9	100,7	139,5	134,2	300,0	308,2
40	48,1	49,6	65,4	74,3	98,9	88,6	211,6	225,6
50	40,1	42,3	52,0	59,7	75,1	61,1	157,6	162,6
60	36,3	39,1	43,3	56,8	59,6	51,8	94,7	119,2
70	36,9	40,0	52,6	65,7	78,5	60,7	79,4	95,4

$$NPV_{уд} = a \cdot \ln(t) - b \text{, тыс.US долл./(ГДж/час);} \qquad (15.9)$$

$$a = 6{,}027 \cdot H^3 - 33{,}5 \cdot H^2 + 60{,}81 \cdot H - 7{,}21;$$

$$b = 24{,}6 \cdot H^3 - 135{,}1 \cdot H^2 + 249{,}3 \cdot H - 60{,}9.$$

15.4.2. Определение NPV

Генеральный критерий экономической целесообразности - NPV, определяет границы возможного строительства СГТ для теплоснабжения жилых массивов, промышленности и сельского хозяйства. При глубинах залегания пластов более 3-4 км, и их температурах ниже 50-60 ^{0}C, экономическая деятельность СГТ - имеет отрицательный результат. То же происходит при глубинах залегания пластов более 2-3 км и температурах 30-40 ^{0}C (рис. 15.8). Определение NPV может производиться по уравнениям (15.9), обеспечивающим результаты, адекватные ЭММ (табл. 15.5):

Таблица 15.5.

Удельные значения NPV в зависимости от температуры пласта и глубины его залегания ($NPV_{уд.т}$ - по результатам ЭММ, $NPV_{уд.р}$ - расчетные по предложенным уравнениям регрессии)

t, ^{0} C	$NPV_{уд.т}$	$NPV_{уд.р}$	$NPV_{уд.т}$	$NPV_{уд.р}$	$NPV_{уд.т}$	$NPV_{уд.р}$	$NPV_{уд.т}$	$NPV_{уд.р}$
	Глубина залегания коллектора, км							
	1		2		3		4	
30	10,6	10,9	1,4	3,1	-14,1	-11,7	-60,0	-58,0
40	19,0	18,4	13,2	11,3	1,4	-1,2	-32,3	-33,3
50	24,0	24,2	18,3	17,7	8,6	6,9	-11,6	-14,2
60	28,9	29,0	23,9	22,9	13,8	13,6	3,4	1,4
70	33,1	33,0	25,5	27,3	17,1	19,2	11,2	14,6

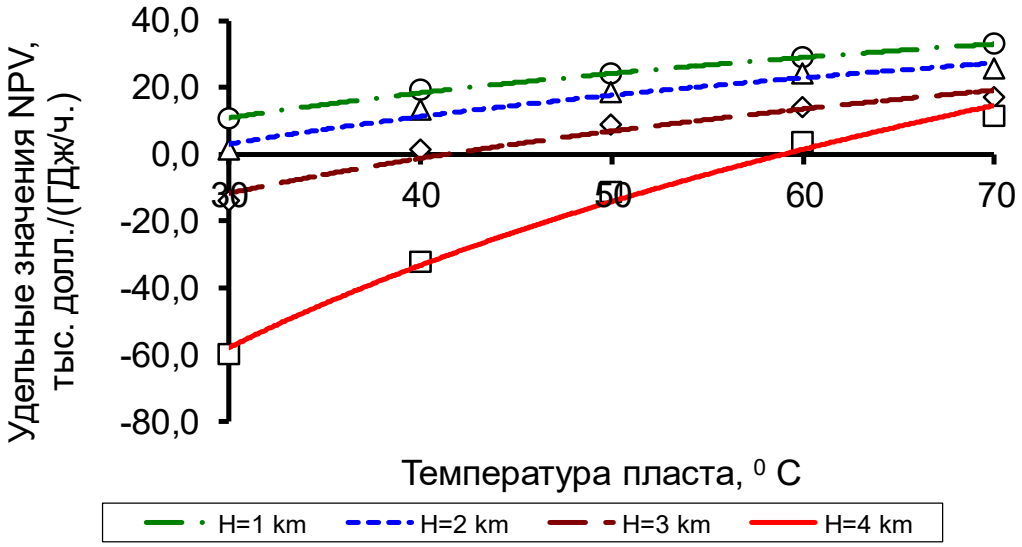


Рис. 15.8. Зависимость удельных значений NPV от температуры пласта - t и глубины его залегания - H

15.5. ПАРАМЕТРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ СГТ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЙ ИНВЕСТИЦИЙ

Для разработки предпроектных документов: инвестиционных проектов, бизнес-планов и др. необходима информация по укрупненным, но достаточно достоверным параметрам и показателям строительства и эксплуатации СГТ. По заказам или просьбам администраций районов, руководителей промышленных, сельскохозяйственных и коммунальных предприятий на базе ЭММ были определены технологические, технические, энергетические и экономические параметры и показатели СГТ. Расчеты выполнялись для нескольких десятков объектов, информация по некоторым из них, расположенных в различных регионах России, приведена в таблицах 15.6-15.9.

В заключение следует отметить:

1. Выполненная сопоставительная оценка влияния главных природных факторов на конструктивные, технологические, энергетические и экономические параметры и показатели работы СГТ позволила создать и рекомендовать новую экспресс-методику их расчета на территории России.

2. Рассмотренные примеры параметров и показателей СГТ в различных регионах России и для разных требований заказчиков позволяют оценить конкретные характеристики геотермальных установок.

Таблица 15.6.

Исходные данные для проектирования СГТ

Параметры и показатели	Единицы измерен.	Калининградская область		Якутия		Камчатка		Вологодская область	Псковская область	Костромская область	Ярославская область	
		Девон	Кембрий	Вилюйск	Вуктыл	Уч-к 1	Уч-к 2	Девон	п. Палкино	г. Буй	Медягино	г. Рыбинск
Теплопроизводительность СГТ*	ГДж/ч	40,0	40,0	25,0	25,0	25,0	25,0	100,0	35,8	56,8	25.0	5,0
Температура сетевой воды **	^{0}С	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0	110,0	90,0	90,0
Температура сетевой воды ***	^{0}С	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	55,0	55,0	70,0	55,0	55,0
Температура пород коллектора	^{0}С	40,0	70,0	110,0	55,0	115	140,0	50,0	50,0	53,0	56,0	25,0
Проницаемость пород коллектора	Дарси	3,0	1,7	0,7	0,67	1,0	0,7	2,0	0,7	2,7	0,46	2,5
Мощность коллектора	м	75,0	45,0	500,0	800,0	300,0	300,0	137,0	40,0	174	104	125,0
Глубина добычной скважины	м	1000	2000	3350	2100	1600	2200	1644	900	1970	2190	1030
Цена на воду (за м^3)	долл.	0,01	0,01	0,1	0,1	0,09	0,09	-	0,011	0,8	0,01	0,1
Цена за 1кВт.ч электроэнергии	долл.	0,0468	0,0468	0,05	0,05	0,05	0,05	-	0,02	0,056	0,05	0,05
Цена на топливо (за т у.т.)	долл.	86,9	86,9	124,0	124,0	124,0	124,0	-	57,1	110,0	129,0	124,0

* Максимальная (расчетная) теплопроизводительность СГТ в самую холодную пятидневку. ** Максимальная температура сетевой воды в прямом трубопроводе. *** То же в обратном трубопроводе сети.

Таблица 15.7.

Конструктивные и технологические параметры СГТ

Параметры и показатели	Единицы измерен.	Калининградская область		Якутия		Камчатка		Вологодская область	Псковская область	Костромская область	Ярославская область	
		Девон	Кембр	Вилюйск	Вуктыл	Уч-к 1	Уч-к 2	Девон	п. Палкино	г. Буй	Медягино	г. Рыбинск
Диаметр скважины	м	0,2	0,2	0,1	0,15	0,1	0,1	0,2	0,15	0,2	0,2	0,15
Расстояние между скважинами	м	1000	1000	300	250	250	200	750	500	600	400	350
Максимальное давление нагнетан.	МПа	1,09	2,56	0,39	0,61	4,25	1,77	1,29	5,98	2,15	3,49	1,06
Максимальный дебит скважины	м^3/час	275,3	158,8	46,1	113,5	64,2	51,3	227,4	123,7	260,2	156,4	81,8
Температура гетерм. теплоносит.	^{0}С	39,0	67,2	100,9	52,8	104,5	131,0	47,8	47,5	51,4	52,6	24,0
Срок службы модуля ГЦС	год	22,6	27,1	29,5	28,8	32,9	39,7	22,8	17,3	21,7	28,8	31,3

Таблица 15.8.

Эксергетические показатели СГТ

Параметры и показатели	Единицы измерен.	Калининградская область		Якутия		Камчатка		Вологодская область	Псковская область	Костромская область	Ярославская область	
		Девон	Кембр	Вилюйск	Вуктыл	Уч-к 1	Уч-к 2	Девон	п. Палкино	г. Буй	Медягино	г. Рыбинск
Диаметр скважины	м	0,2	0,2	0,1	0,15	0,1	0,1	0,2	0,15	0,2	0,2	0,15
Расстояние между скважинами	м	1000	1000	300	250	250	200	750	500	600	400	350
Максимальное давление нагнетан.	МПа	1,09	2,56	0,39	0,61	4,25	1,77	1,29	5,98	2,15	3,49	1,06
Максимальный дебит скважины	$м^3$/час	275,3	158,8	46,1	113,5	64,2	51,3	227,4	123,7	260,2	156,4	81,8
Температура гетерм. теплоносит.	^{0}С	39,0	67,2	100,9	52,8	104,5	131,0	47,8	47,5	51,4	52,6	24,0
Срок службы модуля ГЦС	год	22,6	27,1	29,5	28,8	32,9	39,7	22,8	17,3	21,7	28,8	31,3

* Условный расход топлива на выработку электроэнергии потребляемой СГТ на собственные нужды.

** Годовая выработка теплоты электрокотельной за счет электроэнергии расходуемой СГТ на собственные нужды.

Таблица 15.9.

Экономические показатели СГТ

Параметры и показатели	Единицы измерен.	Калининградская область		Якутия		Камчатка		Вологодская область	Псковская область	Костромская область	Ярославская область	
		Девон	Кембр	Вилюйск	Вуктыл	Уч-к 1	Уч-к 2	Девон	п. Палкино	г.Буй	Медягино	г.Рыбинск
Капиталовложения на СГТ	млн.долл.	2,40	2,81	3,66	2,77	2,15	1,39	9,9	1,12	2,49	1,25	0,89
Годовые эксплуатацион. затраты	млн.долл.	1,02	0,89	0,747	0,842	0,468	0,315	3,39	0,41	1,25	0,373	0,29
Годовая выпл. кредита и% ставки	тыс.долл.	228	257	335	254	166	127	-	-	240	88	-
Средняя себестоимость 1 ГДж	долл.	6,99	5,17	7,28	8,25	6,36	4,97	9,16	3,53	6,22	7,74	16,48
Капиталовложения на АК *	млн.долл.	3,0	3,0	5,93	3,95	3,95	3,95	12,1	1,62	4,09	2,18	0,92
Себестоимость 1 ГДж от АК	долл.	7,46	7,46	11,51	10,73	10,64	10,64	10,73	4,18	7,77	9,45	18,26
К-т экономичес. целесообразности	-	1,21	1,63	1,58	1,30	1,67	2,14	1,17	1,18	1,25	1,22	1,11
Чистая дисконтирован. стоимость	млн. долл.	2,98	11,32	10,07	3,54	9,08	14,90	4,60	0,75	5,30	2,48	0,09

* Капиталовложения на строительство альтернативной топливной котельной.

16. КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ [19]

Энергетика двадцать первого века неизбежно поставит перед человечеством и заставит его решить проблему рационального и экологически безопасного преобразования источников энергии. Стратегия развития человечества будет опираться на постулаты гармоничного сосуществования человека и природы. Произошедшие в XX веке индустриальная, научно-техническая, а также развивающаяся информационная революции опирались на интенсивное использование природных запасов вещества и топлива. К концу тысячелетия появилось осознанное понимание бережного отношения к окружающей природной среде, поддержание экологического равновесия и рациональной организации природопользования, закрепленные в основных документах международных форумов в Рио-де-Жанейро, Киото и Хараре.

Энергетика СССР и позже России опирались и опираются на мощную систему централизованного энерго- и топливоснабжения, использующих традиционные источники энергии и сопряженную со значительными транспортными потерями и издержками. Эта стратегия породила понятие регионов-доноров и регионов-реципиентов по энергопотенциалу.

Возрастающая самостоятельность отдельных областей и регионов России в политическом, экономическом и промышленном развитии обуславливает и формирование собственной энергетической политики. Переход к новым принципам формирования региональной политики, требуют изменения целевой функции и эффективности инвестиций в энергетику. Основные аспекты региональной энергетической политики могут включать следующие положения:

1) достижение баланса между интересами федеральных и региональных органов власти, предприятиями топливно-энергетического комплекса и потребителями энергоресурсов в отношении путей и темпов развития взаимосвязанных областей - экономика - энергетика - экология (среда обитания);

2) четкое разделение обязанностей, прав и ответственности по управлению энергетикой между федеральными и региональными органами власти, передача из центра в регионы всех тех полномочий, которые необходимы им для обеспечения надежного и бесперебойного энерго- и топливообеспечения своей территории;

[19] Раздел подготовлен совместно с Ю.С. Васильевым и В.В. Елистратовым

3) рациональное использование местных и поставляемых в регион топливно-энергетических ресурсов;

4) развитие местной энергетической базы за счет нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

Основные традиционные источники энергии (уголь, нефть, газ, ядерное топливо), в принципе, имеют ограниченные запасы и являются не возобновляемыми. Последние 25-35 лет постепенно набирают темпы производства и использования нетрадиционные источники энергии. К ним относятся: геотермальная, солнечная, ветровая, биомасса, малая гидроэнергетика и ряд пока не имеющих практического применения источников. Нетрадиционные виды энергии можно разделить на не возобновляемые (геотермальные) и возобновляемые (солнечная, ветровая, биомасса и др.).

Рост цен на традиционные энергоносители, увеличивающийся дефицит их ресурсов, расширение требований экологической защиты, поиск возможностей энергетической независимости регионов, позволяют говорить о создании конкурентоспособных условий для систем энергоснабжения на основе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии.

При разработке схем вовлечения нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в топливно-энергетический баланс региона целесообразно выделить основные этапы реализации поставленной задачи:

1) определение потребностей региона в тепловой энергии различного потенциала и электроэнергии;

2) анализ информации об основных источниках органического топлива, тепловой и электрической энергии;

3) оценка всех категорий ресурсов нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, районирование и картирование территории региона по плотности ресурсов, оценка их экономической и экологической целесообразности использования;

4) анализ технологических схем преобразования НВИЭ с учетом специфики региона;

5) определение перспективных первоочередных площадок строительства установок НВИЭ и укрупненная технико-экономическая оценка их параметров и показателей с учетом социально-экологических факторов.

Сложность вовлечения НВИЭ в энергобаланс региона обуславливается индивидуальной для каждого региона структурой и ресурсной базой этих источников энергии. Даже после определения в результате оценок топливно-энергетического баланса региона возможной доли НВИЭ, остается открытым вопрос о том, с помощью каких источников этой энергии следует замещать

указанную долю. В соответствии с этим, необходимо, прежде всего иметь набор методик мобильной оценки ресурсов энергии для требуемого пункта или региона в целом с тем, чтобы затем можно было определить возможную долю каждого из источников.

Развитие энергетики на базе НВИЭ сопряжено с решением ряда проблем, среди которых основными являются:

1) утилизация источника энергии низкой плотности и концентрации и, как следствие, высокой удельной материалоемкостью и стоимостью;

2) постоянное согласование процесса производства и потребления энергии возобновляемых источников, необходимость высокой степени дублирования из-за случайного характера прихода энергии.

Одним из возможных направлений решения этих проблем является комплексное использование нескольких видов возобновляемой и нетрадиционной энергии в одной системе энергоснабжения. Такой подход обусловлен следующим. С одной стороны, НВИЭ имеют единую природу происхождения и общие геофизические процессы, цикличность которых в краткосрочном плане связана с обращением Земли вокруг своей оси и вокруг Солнца, а в долгосрочном плане - с процессами на самом Солнце. Основой взаимосвязей является отмечаемое многими исследователями наличие во многих земных гидрометеорологических процессах 11- летних или близких к ним циклов солнечной активности. Обсчет результатов многочисленных измерений показывает, что солнечно обусловленные события в атмосфере и в гидрологии составляют около 90% от действительно произошедших. Эти данные достаточно наглядно подтверждают наличие корреляции между рассматриваемыми явлениями и общей природой этих процессов.

Однако, несмотря на общую генетическую природу возникновения, солнечная, ветровая и гидравлическая энергия имеют существенные отличия и прежде всего разновременный характер прихода первичной энергии и наличие значительной случайной составляющей (рис. 16.1). В практике использования интерес представляет рассмотрение более коротких интервалов наблюдения - годовой, месячной, недельной, суточный, часовой и даже более короткие интервалы. С изменением интервала наблюдения зависимости для оценки прихода энергии возобновляемых источников отличаются друг от друга.

Можно выделить характерные временные ряды, в течение которых один источник возобновляемой энергии может выступать в качестве гарантированного (имеющего постоянный приход), а другой следует рассматривать как стохастический. Так, в краткосрочном (час, сутки) и среднесрочном (неделя, месяц) интервалах объединение гидравлической энергии с солнечной и ветровой обеспечивает довольно устойчивую систему,

т.к. гидроэнергия может обеспечить демпфирование колебаний солнечной и ветровой энергии. В качестве гарантированного источника энергии в энергокомплексе могут выступать системы геотермального энергоснабжения, имеющие стабильные характеристики, включая и долгосрочный интервал.

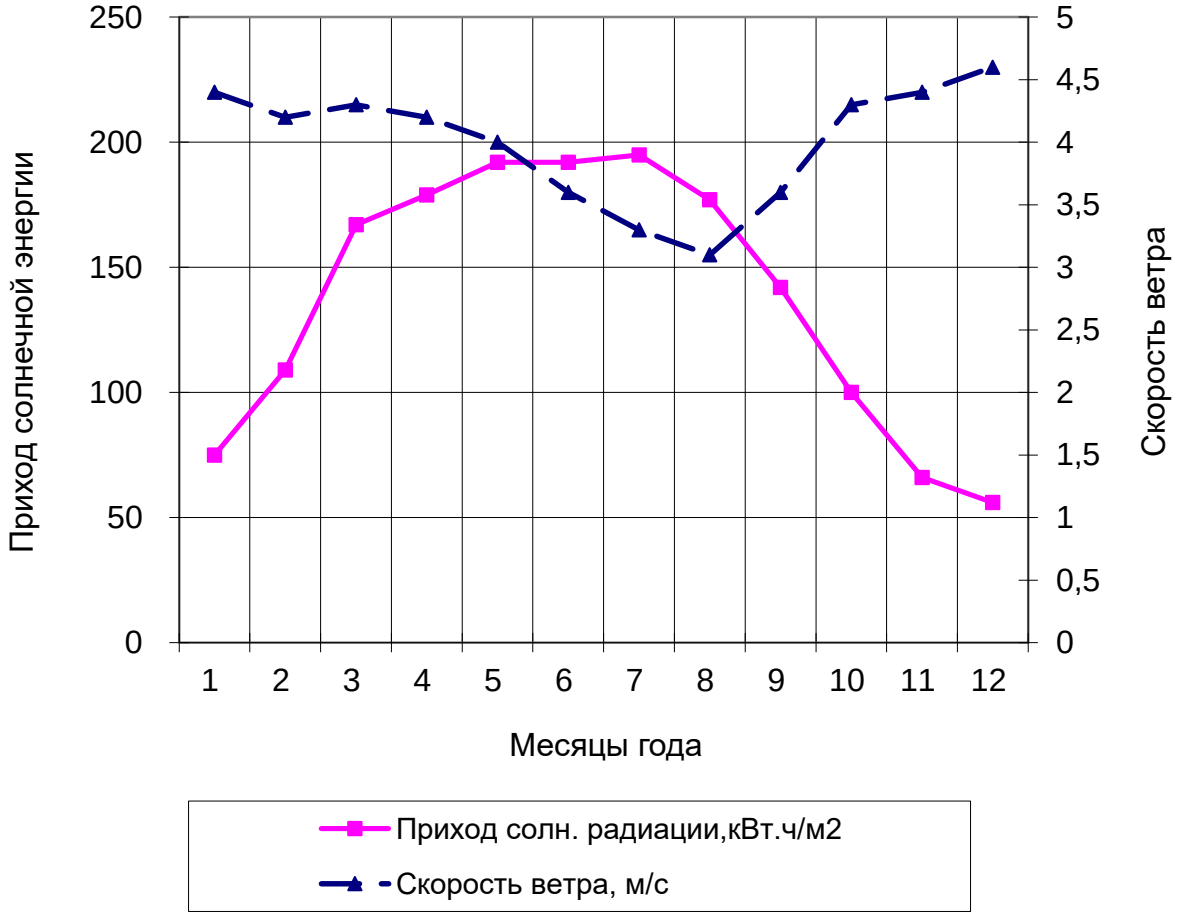


Рис. 16.1. Характер прихода ветровой и солнечной энергии для условий Северо-Западного региона

Алгоритм выбора и оптимизации системы энергоснабжения на основе комплексного использования НВИЭ представляется в виде иерархической структуры:

- на верхнем уровне производится выбор перспективных источников нетрадиционной и возобновляемой энергии для удовлетворения графика потребностей;
- на следующем уровне формируется состав энергокомплекса с параметрами под график потребностей;
- на третьем уровне производится расчет параметров каждой установки, входящей в состав энергокомплекса;

- четвертый уровень - оптимизационный, позволяющий минимизировать стоимость энергокомплекса при одновременном удовлетворении графика потребностей.

Схемы энергокомплексов на НВИЭ должны предусматривать оптимальный выбор энергоустановок, предусматривающих как производство, так и перераспределение энергии в соответствии с графиком потребителя, то есть иметь аккумулятор энергии. Общепринятые устройства аккумулирования предусматривают сохранение конечного продукта, то есть электроэнергии или другой уже произведенной энергии. Однако более экономичным является аккумулирование первичного ресурса энергии, так как в этом случае не теряется энергия на перетоки и трансформацию энергии. Таким аккумулятором может выступать, например, водохранилище ГЭС. Принципы гидроаккумулирования были развиты [75, 108].

Интересный и весьма эффективный энергокомплекс с гидравлическим аккумулированием тепловой энергии может быть сформирован из геотермальной циркуляционной системы, ветровой и солнечной установок [55, 60, 76]. Он обеспечивает компенсацию недостатков каждого из источников энергии, в частности, потенциал геотермального теплоносителя повышается за счет догрева в солнечных тепловых коллекторах или в электробойлерных, работающих от ветровой энергии. Расход энергии на собственные нужды покрывается работой ветроэлектрических агрегатов. Нестабильность поступления солнечной энергии компенсируется теплоаккумулированием в геотермальном коллекторе и полной технологической управляемостью ГЦС.

Принципиальная схема и состав оборудования такого энергокомплекса представлена на рис. 16.2. Предлагаемая схема КЭУ имеет два контура циркуляции теплоносителя. В первом контуре обеспечивается теплопередача от пород естественного коллектора к фильтрующемуся через него геотермальному теплоносителю, и затем, через теплообменники *4* - к сетевой воде второго контура. Он обеспечивает догрев теплоносителя до кондиционной температуры. Эту функцию выполняют либо солнечные тепловые коллекторы *7*, либо электробойлерная *8*, энергоснабжение которой обеспечивают ветроэлектрические агрегаты *12*. Подробное описание такой комбинированной системы приведено в [43].

В качестве примера реализации такого энергокомплекса выполнен расчет системы теплоснабжения для условий Ярославской области. В этой области солнечная энергия характеризуется суммарным приходом около 1650 кВт-ч/кв. м в год на площадку, расположенную под углом равным широте местности. По данным многолетних наблюдений ветровой режим в Ярославской области на стандартной высоте флюгера 10 метров составляет около 4 м/с (метеостанция

«Ярославль, Карачиха»). Приход солнечной и ветровой энергии в течении года находятся в противофазе.

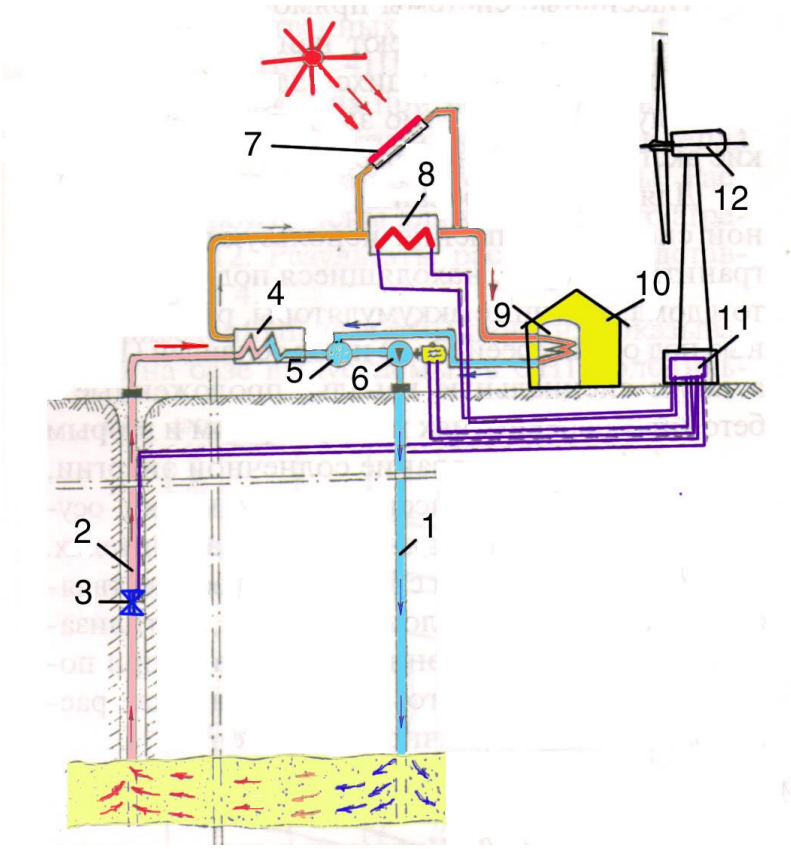


Рис. 16.2. Энергокомплекс на базе использование геотермальной, ветровой и солнечной энергии

Установленная мощность энергокомплекса была принята в размере 5 ГДж/час, что соответствует нагрузке небольшого поселка, городского микрорайона, деревни и т.д. Исходя из характеристик ГЦС и температуры теплоносителя на входе в систему теплоснабжения, был выполнен расчет и определена площадь солнечных тепловых коллекторов, которая составила около 1000 кв. м. За весенне-летне-осенний период они могут выработать около 320 МВт.ч или $1{,}15 * 10^{6}$ ГДж тепловой энергии.

Для электроснабжения собственных нужд энергокомплекса и догрева теплоносителя в зимнее время используется ветроэлектростанция общей мощностью около 500 кВт. В соответствии с графиком ветрового потока и с учетом пересчета данных на высоту оси ветроколеса, совокупная выработка энергии может составить около 1,1 млн. кВт.ч в год.

Очень удачное распределение мощности отдельных составляющих энергокомплекса приведен на рис. 16.3.

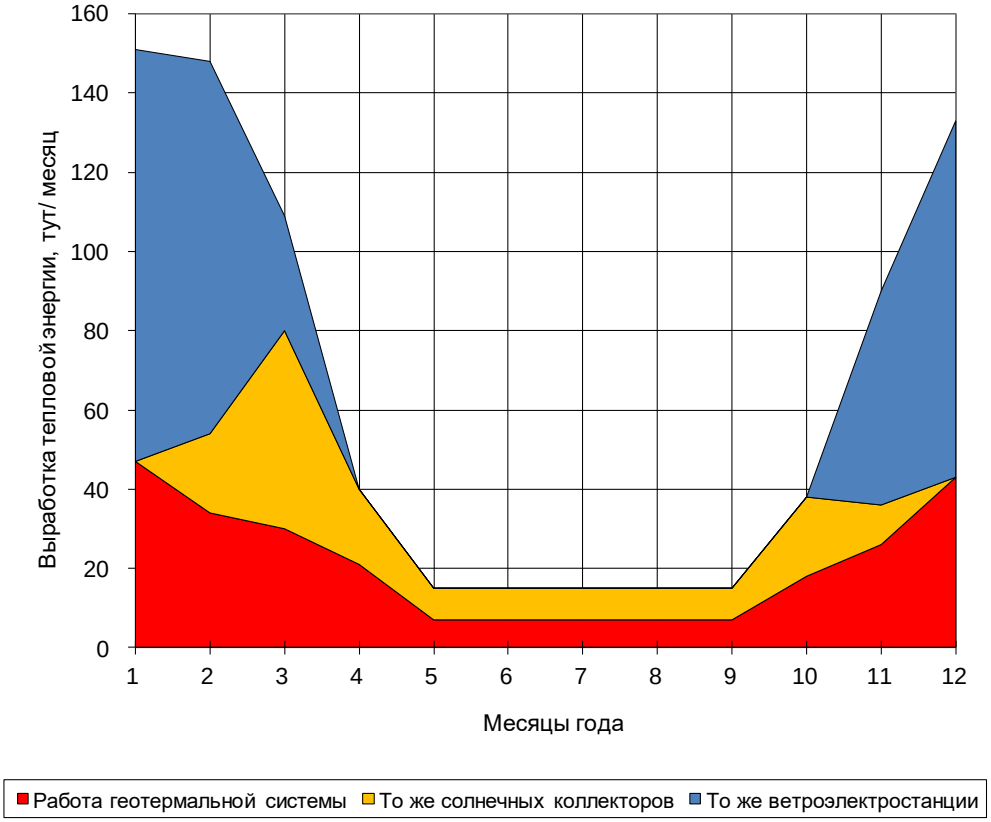


Рис. 16.3. График совместной работы энергокомплекса в составе ГЦС, СТК и ВЭС

17. ПРОГНОЗЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Практическая неисчерпаемость, повсеместность распространения, экологическая чистота и ряд других достоинств геотермальной энергии [37, 106, 234] позволяют считать, что за этим источником одно из главных направлений развития энергетики в будущем человечества. Значительная часть территории России характеризуется наличием гидрогеотермальных ресурсов в низко- и среднетемпературных естественных коллекторах. По оценке СПГГИ (ТУ) они составляют для нужд теплоснабжения - 31 трлн. т у.т. [29, 30, 34, 38, 45, 212]. Для их разработки промышленно освоена циркуляционная технология [41, 188, 217, 238].

На нуждах централизованного теплоснабжения, согласно «Основным положениям Энергетической стратегии России на период до 2020 года» [20], планировалось в 2020 г. сэкономить 120-135 млн. Гкал и 51-60 млн. т у.т. – на прямом сжигании органического топлива. Из этого объема 15% должно было производится дороже 60 USD за т у.т. На этой базе были обоснованы сценарии экономически эффективного замещения органического топлива геотермальной энергией до 2020 года.

Первый сценарий предусматривал к 2020 году замену 10 млн. т у.т. органического топлива. Разработанный на базе экономико-математического моделирования [32, 216] Бизнес-план [42] такого сценария показывает, что для этого потребуется создать 850 двухскважинных модулей (рис. 17.1), инвестировать 3,8 млрд. USD (табл. 17.1). Это может обеспечить за 15 лет сумму NPV – от 3 до 9 млрд. USD при сроке окупаемости от 7,5 до 11,5 лет (рис. 17.2).

На этой основе предложен принципиально другой сценарий развития геотермальной энергетики с использованием потоков чистых платежей в качестве дополнительных инвестиций, которые могут в сумме составить 5,7 млрд. долл. (рис. 17.3). В этом варианте отпуск теплоты, т.е. замена органического топлива к 2020 г. составит 25 млн. т у.т. (рис. 17.4).

Сделанный прогноз следовало считать довольно оптимистическим. Однако он противоречит ряду «смелых» предложений некоторых авторов - заменить 10 и даже 20% органического топлива в теплоэнергетическом балансе России, т. е. 100 - 200 млн. т у.т./год. Однако эти авторы, как правило, не

[20] Министерство энергетики российской федерации. Основные положения Энергетической стратегии России на период до 2020 года

оперировали конкретными цифрами инвестиций, конъюнктуры рынка и производственных буровых мощностей, что позволяло с ними не согласиться.

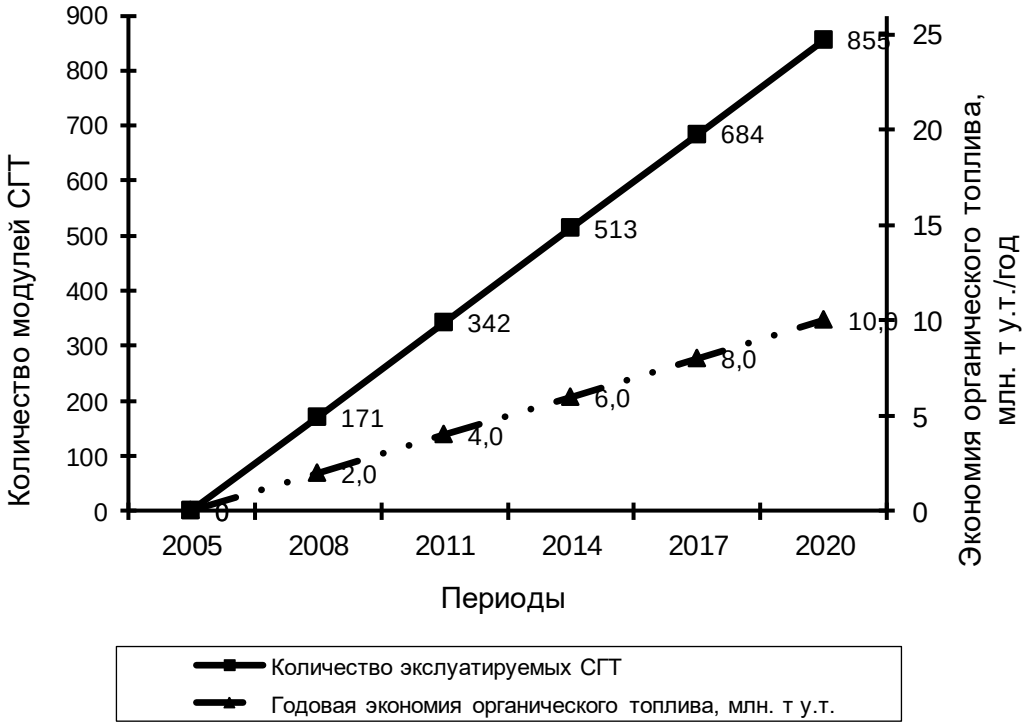


Рис. 17.1. Экономия органического топлива и необходимое количество построенных двухскважинных модулей СГТ до 2020 г.

Таблица 17.1.

Технико-экономические показатели сценария на 10 млн. т у.т. в 2020 г.

Показатели	Ед. изм.	Величина
Годовая экономия органического топлива	млн. т у.т./год	10
Годовая выработка теплоты СГТ	тыс. ГДж/год	272
Количество построенных модулей СГТ	шт.	855
Общий объем бурения	км	3419
Капиталовложения на строительство модуля СГТ	млн. дол	4,41
Суммарные инвестиции до 2020 года	млн. дол	3769,6
Средняя себестоимость производства 1 ГДж СГТ	дол/ГДж	4,68
То же альтернативной котельной (АК)	дол/ГДж	6,11
Условная прибыль от реализации теплоты СГТ	дол/ГДж	2,75
Годовая прибыль за счет разницы цен СГТ и АК на 2020 г.	млн. дол/год	639,4

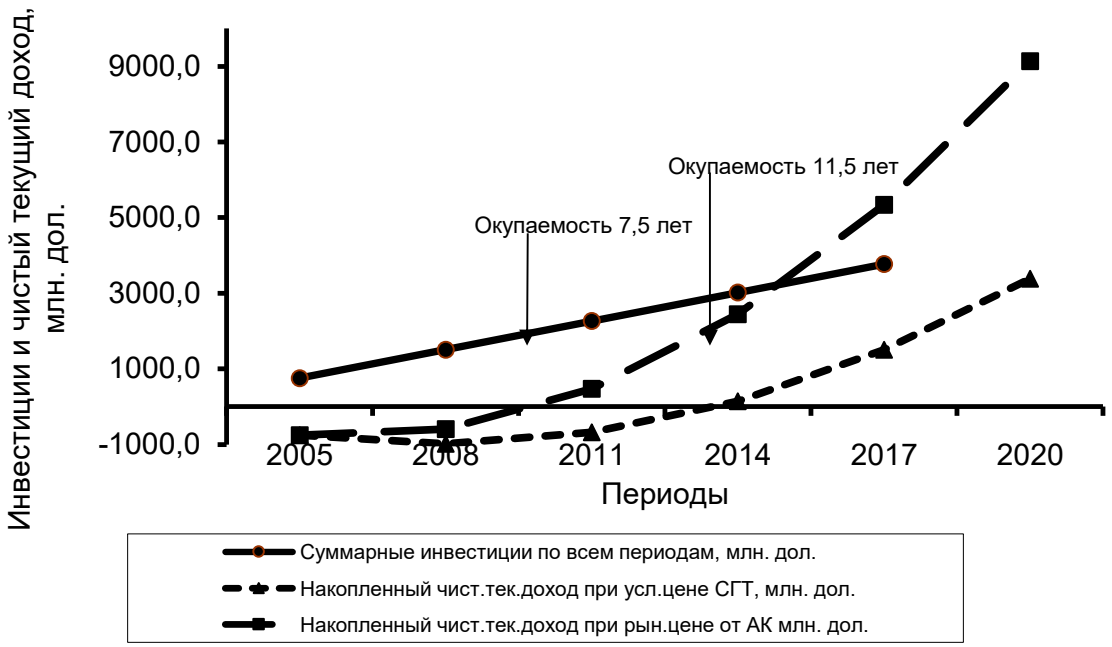


Рис. 17.2. Бизнес-сценарий развития геотермальной энергетики в России до 2020 года.

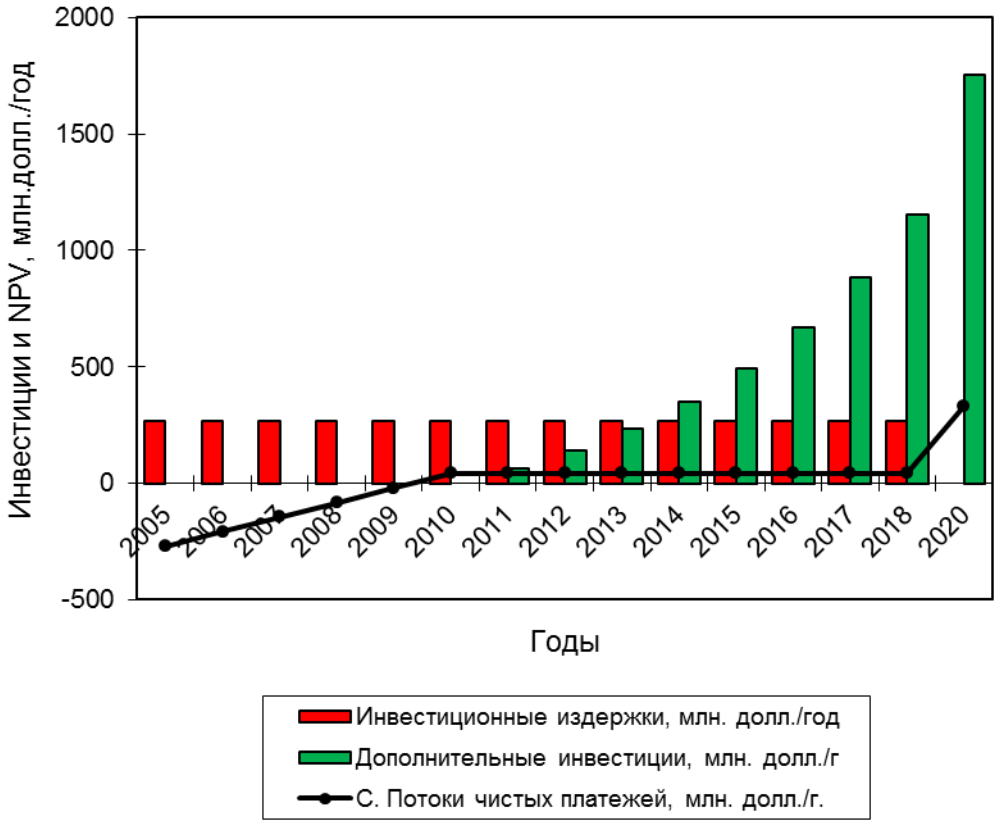


Рис. 17.3. Постоянные и дополнительные инвестиции в геотермальную энергетику за счет потоков чистых платежей

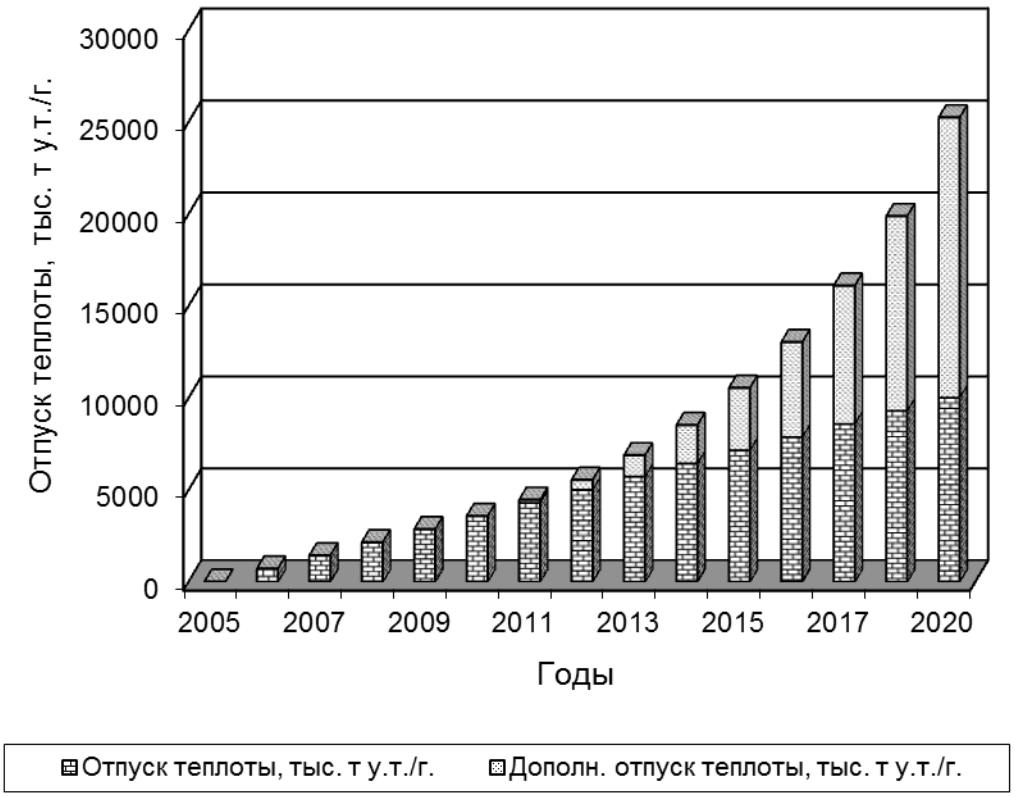


Рис. 17.4. Отпуск теплоты при постоянном финансировании и при дополнительных инвестициях за счет потоков чистых платежей

Подытоживая прогнозы и перспективы развития геотермальной энергетики, сделанные в начале XXI века, следует отметить что:

1) масштабы добычи и использования экологически чистой геотермальной энергии в XXI веке должны были бы обеспечить ее значимую роль в топливно-энергетическом балансе России;

2) следует считать весьма привлекательным вариант развития геотермальной теплоэнергетики при дополнительном инвестировании строительства СГТ за счет использования потоков чистых платежей

3) объемы замещения органического топлива в ТЭБ России к 2020 году могли бы составить от 10 до 25 млн. т у.т./год.

18. ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ РЕСУРСРВ НЕДР

Теплоснабжение городов и населенных пунктов России обеспечивается в основном, за счет сжигания органического топлива и, в частности, угля. На теплоэнергетические нужды среднего температурного потенциала расходуется более 50% топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны (рис. 18.1). Повышение цен на органическое топливо, его экологические недостатки, а также введение лимитов на его потребление вызывает необходимость увеличения производства нетрадиционной, и в частности, геотермальной энергии.

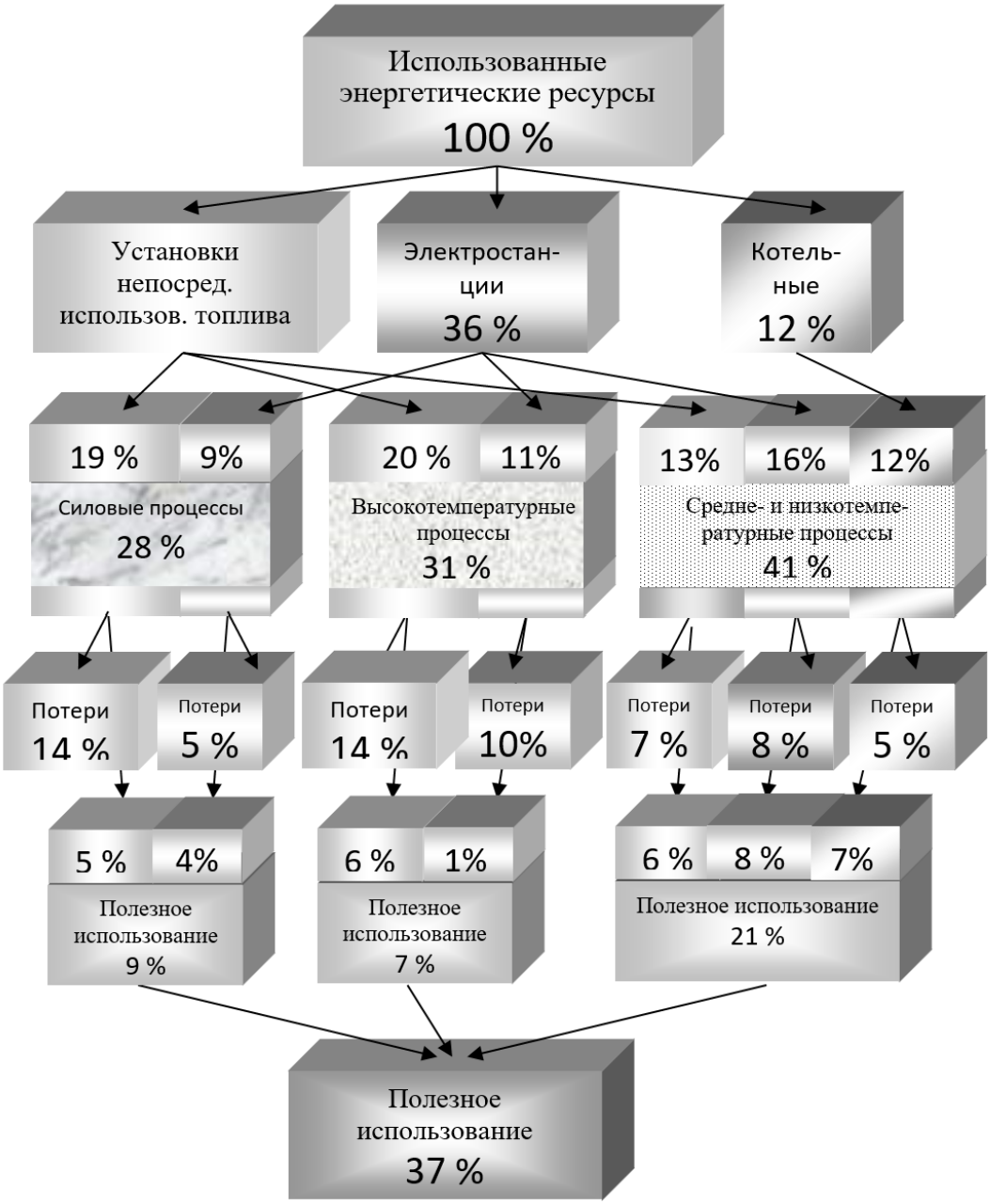


Рис. 18.1. Распределение первичных энергетических ресурсов по типам потребителей

Ресурсы геотермальной энергии сравнительно низкого температурного потенциала 40-70 ^{0} С распространены на значительной части территории России и могут стать основным источником теплоснабжения и горячего водоснабжения промышленной и жилой зоны. Зимние пиковые нагрузки вполне компенсируются газовыми котельными.

Основные достоинства геотермальных ресурсов:

1) использование местных энергетических ресурсов уменьшает зависимость от импорта топлива из других регионов или зарубежья;

2) замена традиционных источников энергии на геотермальный обеспечивает существенное улучшение экологической обстановки и здоровья населения;

3) экономия дефицитного органического топлива - главного источника пополнения бюджета страны (природный газ, нефть);

4) геотермальные установки, размещаемые вблизи объектов теплоснабжения, существенно сократят протяженность новых, модернизацию устаревших и аварийных тепловых сетей;

Предложения и попытки использования, экологически чистого геотермального источника энергии в России и даже в странах Центральной и Восточной Европы не находят активного применения. Это объективно связано с рядом нерешенных проблем, препятствующих широкому освоению геотермальных ресурсов.

К таким проблемам следует отнести:

1) необходимость в детальных геологических исследованиях, снижающих риски строительства и эксплуатации геотермальных установок;

2) существенные инвестиции в бурение геотермальных скважин со значительными техническими рисками;

3) необходимость создания единой, узаконенной методики оценки геотермальных ресурсов и запасов;

4) необходимость оценки тепловой и температурной продуктивности геотермальной системы на период ее отработки;

5) высокая минерализация и коррозионная активность геотермальных флюидов;

6) отсутствие законодательства освоения геотермальных ресурсов;

7) финансовые и рыночные проблемы;

8) налоговые препятствия;

9) государственная политика, законы и планирование;

10) коммерческие барьеры;

11) отсутствие информационной базы.

18.1. ДЕТАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, СНИЖАЮЩИЕ РИСКИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Освоение геотермальных ресурсов характеризуется относительно высокими рисками, даже в сравнении с другими нетрадиционными источниками энергии. Это связано с геолого-геотермической неопределенностью геотермальных бассейнов. Она характеризуется малой достоверностью информации по глубине и площади залегания термоводоносных горизонтов, их температуре, мощности, проницаемости, пластовым давлениям, минерализации и др. От этих характеристик зависят главные эксплуатационные качества геотермальных установок: дебит и сохранение температуры добываемого теплоносителя на период их работы. Эти параметры полностью определяют издержки производства, а вместе с глубиной залегания продуктивного пласта – инвестиции в строительство геотермальных систем.

Необходимо создать методики оценки этих рисков с учетом уникальности и сложности геологической среды. Следует использовать моделирование геологических, геофизических, геотермических и геохимических параметров геотермального бассейна и его отдельных участков, а также гидравлическое и теплофизическое моделирование потоков и дебитов. Все это позволит определить наиболее перспективные районы и участки детальной разведки, с наименьшими инвестиционными рисками бурения исследовательских скважин (рис. 18.2).

Следует отметить, что за последние 50 лет в Советском Союзе, а теперь в России и странах ближнего зарубежья были разработаны и в той или иной мере применялись перечисленные методы исследований. Однако, стройная система информационного обеспечения с определением минимальных рисков бурения геотермальных скважин пока отсутствует.

Особый интерес представляют площади, разведанные на добычу нефти и газа. Они обурены довольно густой сеткой скважин, каротажи которых содержат большой объем достоверной и ценной информации по геолого-геотермическим условиям района и отдельных участков. Это резко сокращает степень технического и экономического рисков детальной разведки геотермальных месторождений.

На территории России пробурено десятки тысяч разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и природный газ (рис. 18.3). При их бурении не стремились обнаруживать и изучать геотермальные горизонты. Однако каротажные материалы по ним могут стать опорой при геолого-

экономической оценке геотермальных ресурсов и запасов. По отдельным регионам России, например, Московская синеклиза, Западная Сибирь и др. эти материалы уже использовались в этих целях (СПГГИ (ТУ) и ФГПУ «Недра»), однако получить и обработать такой гигантский массив исходной информации по всей России представляется серьезной проблемой.

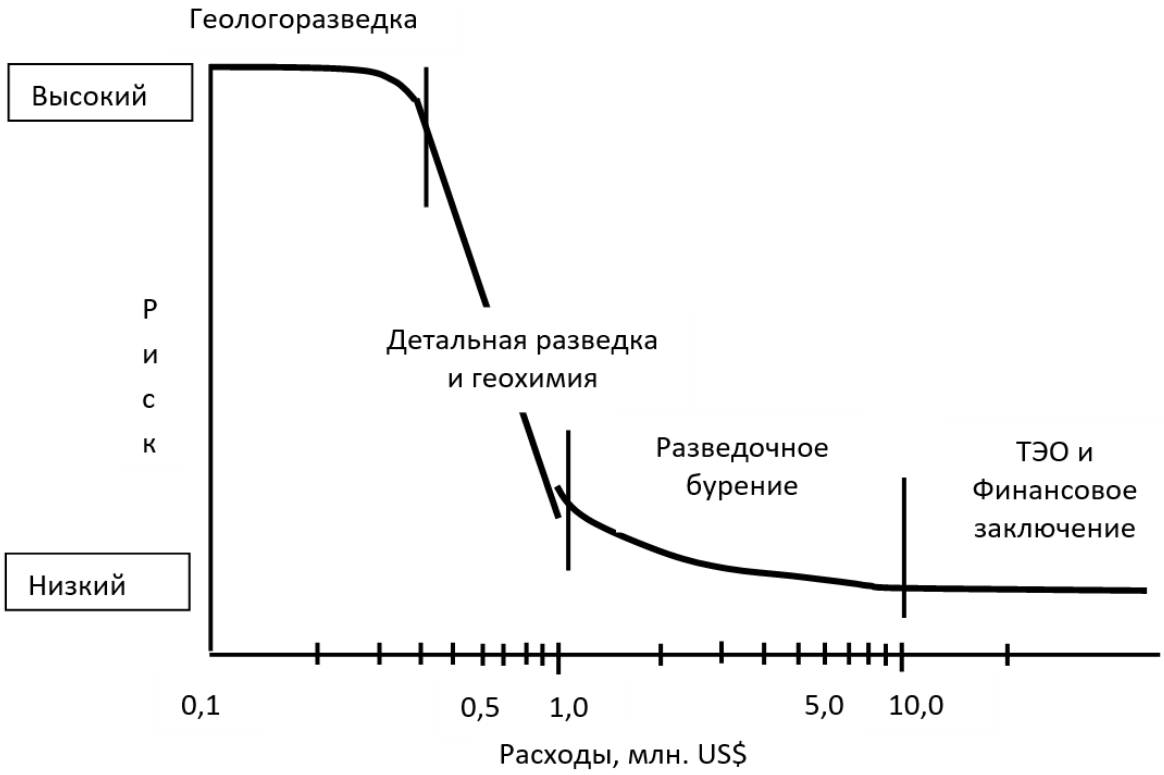


Рис. 18.2. Основные затраты и риски развития геотермальной энергетики в регионе

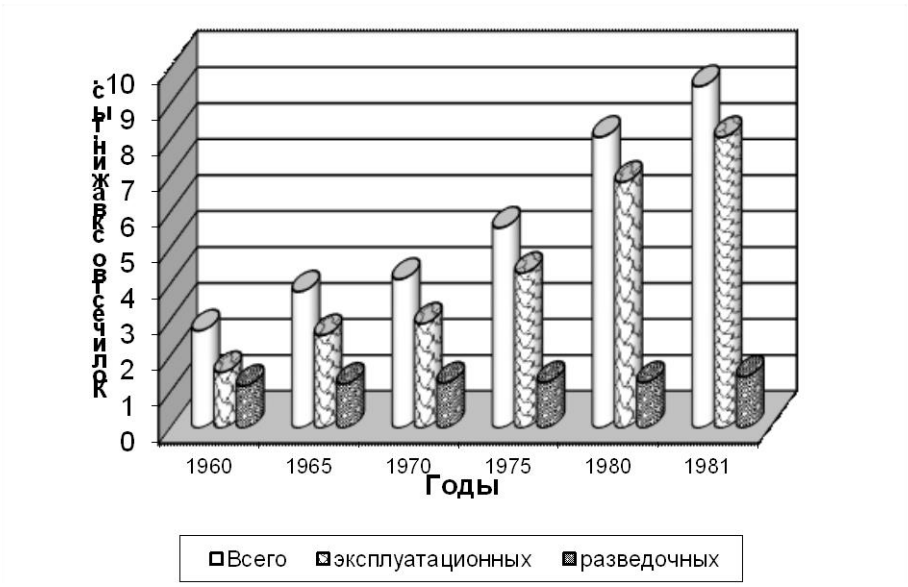


Рис. 18.3. Количество разведочных и эксплуатационных скважин на нефть и природный газ, пробуренных на территории России за двадцать лет

18.2. СУЩЕСТВЕННЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В БУРЕНИЕ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ СКВАЖИН СО ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ТЕХНИЧЕСКИМИ РИСКАМИ

При строительстве геотермальной установки главный риск относится к стадии бурения скважин. Положительный результат обеспечивается экономически выгодной комбинацией температуры отпускаемого теплоносителя и трансмиссивити (произведение мощности коллектора и его проницаемости, Да.м) продуктивного пласта.

Однако, на этом этапе необходимо убедиться, что коррозия или минеральные отложения не станут главным препятствием эксплуатации геотермальной системы. Если возникают сомнения в этом вопросе, то необходимо провести длительные испытания системы, чтобы подтвердить отсутствие этой проблемы или возможность ее решения в пределах экономической целесообразности эксплуатации геотермальной установки. Только после завершения этого этапа имеет смысл планировать освоение данного месторождения.

Весьма важно оценить однородность – степень непрерывности данного термоводоносного горизонта. Для выбора участков под геотермальные установки необходимо провести дополнительные геофизические исследования. Зачастую трансмиссивити продуктивного пласта переменно по его площади. В этом случае попадание эксплуатационной скважины в участок с низкой проницаемостью снижает ее дебет и повышает экономический риск продуктивности геотермальной установки. При снижении экономических показателей до потери конкурентности на рынке, возможен отказ от этой скважины, что резко повышает инвестиционный риск.

18.3. СОЗДАНИЯ ЕДИНОЙ, УЗАКОНЕННОЙ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ И ЗАПАСОВ

До сих пор не стандартизированы классификации и методики оценки геотермальных ресурсов. Нет общепринятой методики оценки запасов геотермальных месторождений, проектируемых для разработки экологически чистой и ресурсосберегающей циркуляционной технологией.

Первая методика геолого-экономической оценки геотермальных ресурсов [30, 37] была создана 35 лет назад в Ленинградском горном институте - ныне СПГУ. Она вызвала одобрение, но не была узаконена соответствующими ведомствами. По этой методике, с учетом корректив ФГУП НПЦ «Недра» было проведено районирование геотермальных ресурсов России и отдельных ее

регионов; выполнен, согласно предложенной классификации, подсчет различных категорий геотермальных ресурсов, созданы карты и составлен геотермический Атлас России [38, 44, 217, 242].

Общие потенциальные геотермальные ресурсы категории Р характеризуют сырьевую базу геотермальной энергетики. Их общий тепловой потенциал эквивалентен 1702 трлн. т у.т. Энергетический потенциал технически доступного, экономически целесообразного и экологически чистого альтернативного источника энергии для России составляет: для нужд теплоснабжения 44,6 трлн. т, в том числе для отопления 16,4 трлн. т у.т.

Методика оценки запасов геотермальных месторождений была разработана [37], но не утверждена и широкого практического применения не получила. Без утвержденных в России и унифицированных в мире методик оценки геотермальных ресурсов и запасов весьма затруднительно вести прогнозирование и планирование их освоения, а также проектирование конкретных геотермальных станций.

18.4. НЕОБХОДИМОСТЬ ОЦЕНКИ ТЕПЛОВОЙ И ТЕМПЕРАТУРНОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ НА ПЕРИОД ЕЕ ОТРАБОТКИ

При циркуляционной технологии, где оценивается не количество выданного теплоносителя, а содержание в нем теплоты с учетом отпуска ее потребителю согласно его температурным режимам, очень важно было определить изменение температуры добываемого теплоносителя в зависимости от дебита скважин и времени работы системы. До определенных значений (10-20 Да.м), трансмиссивити должно играть решающую роль в эффективности работы геотермальной установки (рис. 18.4). Эта проблема на предпроектной стадии решается с применением экономико-математического моделирования [27, 32], а в период испытания системы – опытными прокачками с замерами давлений нагнетания и откачки при изменяемых расходах циркулирующего теплоносителя.

18.5. ВЫСОКАЯ МИНЕРАЛИЗАЦИЯ И КОРРОЗИОННАЯ АКТИВНОСТЬ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ФЛЮИДОВ

Существенную проблему составляет высокая минерализация термальных вод. Следовательно, геохимия вод и ее пространственная изменчивость в геотермальном бассейне должны тщательно изучаться и оцениваться для

выбора подходящих методов антикоррозийной защиты обсадных труб, насосов, трубопроводов и др.

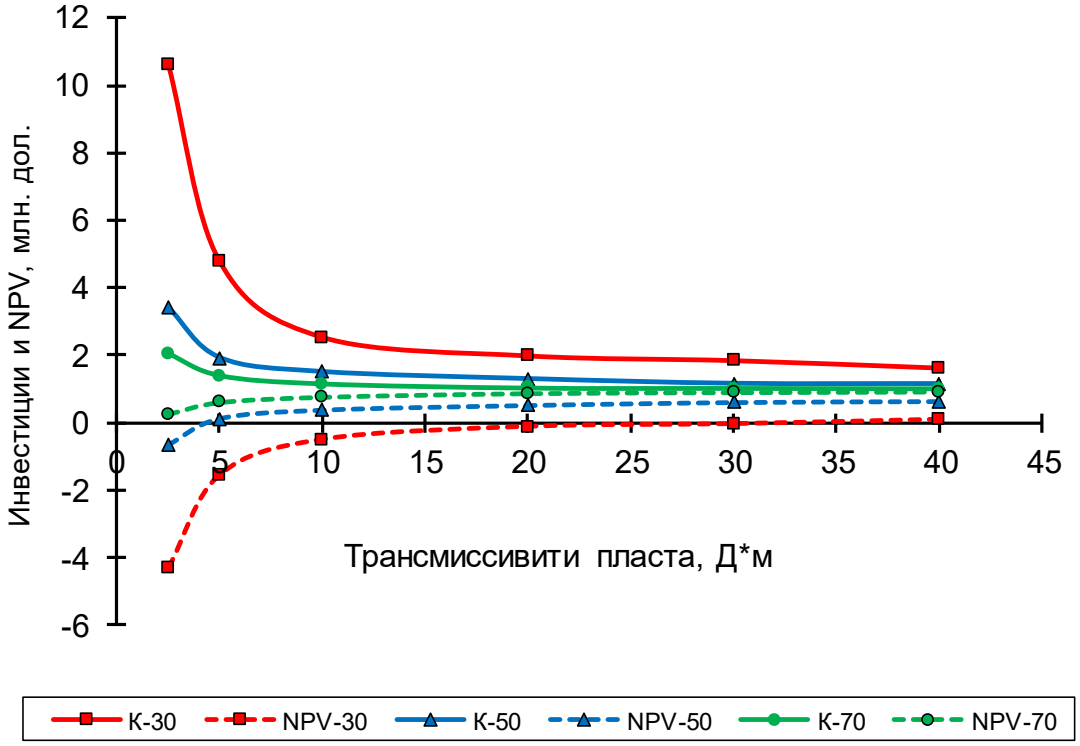


Рис. 18.4. Инвестиции (К) и чистая дисконтированная стоимость (NPV) при температуре пласта 30, 50, 70 ^{0}С и трансмиссивити от 5 до 40 Д*м

Коррозия, это только одна потенциальная проблема; зачастую более острой проблемой является осаждение растворенных пород и минералов на стенках каналов, что быстро и существенно сокращает их диаметр. В наибольшей мере страдают скважины, теплообменники и теплотрассы. Это определяется: степенью минерализации, перепадом давлений и температур, снижающихся при извлечении, а особенно использовании природного теплоносителя.

Существуют боле или менее эффективные методы защиты от коррозии и минерализации каналов. К ним относятся различные способы чистки каналов, химические добавки предотвращающие осаждение минералов на их стенках, использование коррозионно стойких материалов и др.

Однако, все это представляет определенный технический и экономический риск, который должен оцениваться на стадии исследований и серьезных испытаний. Без проведения требуемого объема исследований и испытаний состояния и влияния геохимии геотермальных флюидов, надежность, долговременность и экономическая целесообразность геотермальной установки подвергаются сомнениям. Следует понимать, что эти работы требуют дополнительного времени и финансовых затрат.

18.6. СОЗДАНИЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Существенным препятствием для разработки геотермальных месторождений и использования теплоты недр является отсутствие единой юридической базы проведения этих работ. Добыча термальных вод регулируется согласно законам о водных ресурсах; добыча полезных ископаемых – согласно законодательству о разработке месторождений; производство тепловой и электрической энергии – согласно законам об энергетике.

Освоение геотермальных ресурсов включает элементы этих трех направлений законодательства, но в связи с единством перечисленных областей в оценке ресурсов, технологии и экономике извлечения и использования теплоты недр, создает существенные противоречия в применении каждого из законодательств. В ряде европейских стран (Венгрия, Литва, Польша) были сделаны попытки создать специальный раздел в законодательстве о недрах, регламентирующий освоение геотермальных ресурсов.

18.7. ФИНАНСОВЫЕ И РЫНОЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Признанные высокие инвестиционные затраты, особенно в геологически слабо изученных районах и развивающихся бассейнах, могут довольно резко меняться при строительстве скважин, трубопроводов, насосных и др. Даже после оценки запасов по данным пробуренных эксплуатационных скважин и получения первой продукции, некоторый риск в рентабельной работе предприятия остается. Поэтому создание и реализация проекта стоят перед существенным рыночным барьером из-за свойственной этому полезному ископаемому неопределенности и рискам на всех стадиях строительства и эксплуатации геотермальной установки.

В России и большинстве европейских стран отсутствует правительственный бюджетный механизм стимулирования развития геотермальной энергетики и весьма незначительно ее специальное финансирование. Получение долгосрочного финансирования, особенно за счет высокой эффективности работы станции по предшествующему проекту весьма затруднительно. Во многих странах существуют государственные субсидии для добычи органического топлива. В то же время геотермальная энергия, будучи экологически чистым и безотходным источником, таких субсидий лишена.

Отсутствует система страхования, защищающая от рисков при исследованиях, проектировании, строительстве и эксплуатации геотермальных

станций. Намного лучше это организовано для горной, нефтяной и газовой отраслей промышленности. Исключение в Европе составляли Франция и Исландия, которые страховали риски при освоении геотермальной энергии в стадиях бурения и комплексной оценки бассейна.

18.8. НАЛОГОВЫЕ ПРЕПЯТСТВИЯ

Отсутствуют специальные налоговые стимулы освоения геотермальных ресурсов: таможенные льготы на импорт оборудования, специальные налоговые льготы, увеличения сроков выплаты кредитов и др.

Существует сильная конкуренция и лоббирование газовой, нефтяной, атомной и даже угольной промышленности.

Отсутствуют налоговые стимулы для граждан, использующих геотермальную энергию в условиях, когда обычные топливные цены ниже геотермальных.

18.9. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОЛИТИКА, ЗАКОНЫ И ПЛАНИРОВАНИЕ

Правительство в своей энергетической политике зачастую не учитывает экологические последствия использования различных источников энергии. При подготовке энергетических Программ не всегда имеется объективная информация и методика включения нетрадиционных ресурсов в краткосрочные (3 – 5 лет) и долгосрочные (10 – 20 лет) планы и перспективы развития топливно-энергетического комплекса страны. Это усугубляется тем, что методология его планирования основана на традиционных ресурсах (газ, нефть, уголь, гидроэнергия, ядерная энергия).

Административные обязанности правительств, направленные на развитие геотермальной энергетики не конкретны, что вызывает отсутствие координации и сотрудничества между министерствами и ведомствами.

Существенно затрудняется управление и регулирование освоения геотермальных ресурсов, т.к. нет единых экономических критериев установки тарифов на отпуск геотермальной энергии. Во многих странах это функции министерств, т.е. чиновников, что приводит к политическим или коррупционным решениям. Формирование тарифов – это одна из главных проблем развития геотермальной энергетики.

18.10. КОММЕРЧЕСКИЕ БАРЬЕРЫ

Во многих странах применяется искусственное планирование энергетических ресурсов с учетом социально-политических, а не коммерческих факторов (уход от безработицы, предотвращение социальных волнений и др.). В России – это поддержание эксплуатации нерентабельных угольных шахт, низкие цены на природный газ, недостаточные затраты на защиту окружающей среды (особенно в атомной промышленности) и др.

Инвесторы опасаются безвозвратных потерь капиталовложений даже на опытные и опытно-промышленные установки, а тем более - промышленные системы. Финансовые компании в своем большинстве не знакомы с технологией и экономикой добычи и использования теплоты недр. Отсутствует надежная информация о стоимости и эффективности геотермальной энергии. Поэтому геотермальные ресурсы почти никогда не рассматриваются как серьезная альтернатива традиционным.

Не учитывается возможность и целесообразность принимать более высокие политические и экономические риски для местных – геотермальных ресурсов, по отношению к импортным – традиционным (газ, нефть и др.). Созданные модели страховых контрактов не полностью отражают специфику геотермальных установок.

18.11. ОТСУТСТВИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ БАЗЫ

Общественное понимание доступности, экологичности и выгодности геотермальных ресурсов практически отсутствует. Прежние неудачи вызывают представление о низкой надежности геотермальных систем, возможных дополнительных затратах и повышенном риске. Отсутствие широкого опыта разработки геотермальных месторождений отрицательно влияет на население, инвесторов, планирующие органы и правительственные структуры. В России практически нет технической, финансовой и законодательной литературы, а также слабо освещается зарубежный опыт.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аветисянц А.А.* Опыт освоения геотермальных ресурсов путем создания подземных циркуляционных систем / А.А. Аветисянц, Ф.Г. Харахашьян, А.Д. Передерий // В кн.: Альтернативные источники энергии: Мат. сов.-итал. симп. 1982. Ч. 3. Использование геотермальной энергии. М., Изд-во ЭНИН, 1983.

2. *Аганбегян А.Г.* Экономико-математический анализ межотраслевого баланса СССР / А.Г. Аганбегян, А.Г. Гранберг // М., Мысль, 1968.

3. *Агошков М.И.* Особенности экономически наивыгоднейших значений некоторых параметров в горном деле / М.И. Агошков, Д.М. Бронников // В кн.: Вопросы разработки месторождений полезных ископаемых. М., Изд-во АН СССР, 1958.

4. *Агошков М.И.* Критерии экономической эффективности геологоразведочных работ / М.И. Агошков, Н.А. Хрущов // Геология и разведка, 1972, № 12.

5. *Агошков М.И.* Экономическая оценка эффективности геологоразведочных работ / М.И. Агошков, М.П. Астафьева, А.А. Маутина // М., Недра, 1980.

6. *Агошков М.И,* Разработка рудных и нерудных месторождений / М.И. Агошков, С.С. Борисов, В.А. Боярский // М., Недра, 1983.

7. *Алехин И.М.,* Определение себестоимости проходки по интервалам глубин на примере глубокого разведочного бурения на Кубани / И.М. Алехин, Н.Л. Сидоров // Труды Краснодарского фил. ВНИИ, 1964, вып. XIV.

8. Альтернативные источники энергии: Мат. сов.-итал. симп. 1982 г. Ч. 1. Комплексное использование альтернативных источников энергии. М., Изд- во ЭНИН, 1983.

9. Альтернативные источники энергии: Мат. сов.-итал. симпозиума 1982 г. Ч. 3. Использование геотермальной энергии. М., Изд-во ЭНИН, 1983.

10. Анализ и моделирование экономических процессов. Ученые записки ГГУ, Горький, 1971.

11. *Арбатов А.А.* К оценке фактора времени при классификации ресурсов минерального сырья / А.А. Арбатов, Г.Н. Кузнецов // Достижения и перспективы. Природные ресурсы и окружающая среда, 1981, вып. 23, № 8.

12. *Арский Ю.М.* Геолого-экономические основы оценки месторождений редких металлов на стадии поисков // Л., Изд-во Ленинградского ун-та, 1979.

13. *Астахов А.С.* Линейное программирование в горном деле // М., Недра, 1964.

14. *Астахов А.С.* Экономическая оценка запасов полезных ископаемых // М., Недра, 1981.

15. *Астахов А.С.* Экономика горной промышленности / А.С. Астахов, Л.Е. Каменецкий, Ю.А. Чернегов // М., Недра, 1982.

16. *Атлас* геологических и геофизических карт СССР // Л., Изд-во Ленкартфабрики, 1982.

17. *Багриновский К.А.* Имитационные системы в планировании экономических объектов / К.А. Багриновский, Н.Е. Егорова // М., Недра, 1980.

18. *Байбаков Н.К.* Проблемы совершенствования структуры топливно-энергетического баланса страны и вовлечения новых видов энергоресурсов // В кн.: Методы поисков и разведки подземного тепла. Махачкала, Изд-во ДагФАН СССР, 1979.

19. *Бахман Инго* Использование геотермальных вод в Германии (опыт эксплуатации первых геотермальных теплостанций) // Проблемы использования геотермальной энергии. Международный симпозиум “Проблемы геотермальной энергии”, т. 3, 1995, с.40-45.

20. *Бекаев Л.С.* Мировая энергетика и переход к устойчивому развитию / Л.С. Бекаев, О.В. Марченко, С.П. Пинегин // Новосибирск, Наука, 2000.

21. *Бережной В.А.* Особенности и перспективы использования моделирования при изучении процесса извлечения геотермальной энергии / В.А. Бережной, С.Г. Гендлер, И.А. Павлов // В кн.: Физические процессы горного производства. Л., Изд-во ЛГИ, 1981, вып. 9.

22. *Берман Э.* Геотермальная энергия // Пер. с англ. под ред. Б.Ф. Маврицкого. М., Мир, 1978.

23. *Богуславский Э.И.* Экономико-математическое моделирование и оптимизация параметров систем извлечения тепла Земли в районах Северо-Востока СССР / Э.И. Богуславский, Ю.М. Парийский, г.Н. Герасименко // В сб. Проблемы горной теплофизики. Л., изд. ЛГИ, 1973.

24. *Богуславский Э.И.* Перспективы применения РТБ в системах извлечения геотермических ресурсов / Э.И. Богуславский, Ю.М. Парийский, Т.А. Тарабаринова // В кн.: Реактивно-турбинное бурение (роторно-турбинные буры). М., Труды ВНИИБТ, вып. XXXVIII. 1976.

25. *Богуславский Э.И.* Основные направления развития прииска будущего на основе использования тепла Земли / Э.И. Богуславский, Г.П. Герасименко, Г.И. Коршунов // В кн.: Экономические параметры горных предприятий будущего. М., Изд-во МГИ, 1976.

26. *Богуславский Э.И.* Предварительная оценка локального тепло- и электроснабжения рудника на Северо-Востоке СССР за счет использования тепла «сухих» пород / Э.И. Богуславский, М.О. Янсон // В кн.: Изучение и

использование глубинного тепла Земли в вулканических областях. Петропавловск-Камчатский, Изд-во ДВНЦ АН СССР. 1976.

27. *Богуславский Э.И.* Опыт экономико-математического моделирования систем извлечения тепловой энергии горячих пород // В кн.: Народнохозяйственные и методические проблемы геотермии. Махачкала, 1978, ч. 2.

28. *Богуславский Э.И.* Перспективы освоения новой безотходной технологии выработки энергии на базе извлечения тепла недр / Э.И. Богуславский, Т.А. Тарабаринова // Проблемы экономической оценки создания и внедрения безотходных промышленных производств. Институт экономики промышленности АН УССР. Ворошиловград, 1978.

29. *Богуславский Э.И.* Геотермальные ресурсы СССР // Физические процессы горного производства. Всесоюзный Межвузовский сб. Л., Изд. ЛГИ, 1980, вып.12.

30. *Богуславский Э.И.* Методические принципы геолого-экономической оценки тепловых ресурсов недр // Экономический механизм рационального использования и охраны недр. АНХ СССР, М., изд. МГУ, 1980, стр. 91-94.

31. *Богуславский Э.И.* Перспективы освоения петрогеотермальных ресурсов Армянской ССР / Э.И. Богуславский, Т.А. Тарабаринова, Р.С. Малхазян // Изв. АН АрмССР. Науки о Земле, 1980, т. XXXIII, № 3.

32. *Богуславский Э.И.* Экономико-математическое моделирование систем извлечения и использования тепла Земли // Учебное пособие. Л., изд. ЛГИ, 1981, 105 с.

33. *Богуславский Э.И.* Технико-экономические принципы оконтуривания и разработки петрогеотермальных месторождений // В кн.: Проблемы горной теплофизики. Геотермальная теплофизика. Л., Изд-во ЛГИ, 1981.

34. *Богуславский Э.И.* Геолого-экономическая оценка тепловых ресурсов недр // Проблемы биосферы. АН СССР, вып.4, М., изд. ВИНИТИ, 1981, с.100-104.

35. *Богуславский Э.И.* Классификация тепловых ресурсов недр // В кн.: Проблемы горной теплофизики. Геотермальная теплофизика. Л., Изд-во ЛГИ, 1981.

36. *Богуславский Э.И.* Геотермальные ресурсы СССР // В кн.: Физические процессы горного производства. Л., Изд-во ЛГИ, 1982, выи. 12.

37. *Богуславский Э.И.* Технико-экономическая оценка освоения тепловых ресурсов недр // Высшая школа, Л., изд. ЛГУ, 1984, 168 с.

38. *Богуславский Э.И.* Карта ресурсов геотермального теплоснабжения территории СССР. Масштаб 1:10 000 000. / Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат,

И.М. Гашева, Ю.Д. Дядькин, У.И. Моисеенко, О.Б. Негров, И.М. Остроумова, Е.Б. Троицкая // Изд. Министерство Геологии СССР, 1991.

39. *Богуславский Э.И.* Основные концепции экономической оценки экологических преимуществ освоения геотермальных ресурсов / Э.И. Богуславский, Н.Я. Лобанов // Физические процессы горного производства. Межвузовский сборник научных трудов. СПб. СПГГИ (ТУ), 1992, с. 120-126.

40. *Богуславский Э.И.* Экономическая оценка геотермальных ресурсов // Тепловой поток Земли, геотемпературные поля и геотермальные ресурсы. Международный симпозиум “Проблемы геотермальной энергии”, т. 1, 1995, с.86-96.

41. *Богуславский Э.И.* Оценка технико-экономических параметров и показателей систем геотермального теплоснабжения в различных условиях России // Проблемы использования геотермальной энергии. Международный симпозиум “Проблемы геотермальной энергии”, т. 3, 1995, с.75-88.

42. *Богуславский Э.И.* Принципы бизнес-планирования на стадии технико-экономических обоснований геотермальных систем теплоснабжения / Э.И. Богуславский, Г.С. Табаченко // Сборник трудов аспирантов и студентов СПГГИ. Изд. СП ГГИ, 1995.

43. *Богуславский Э.И.* Условия эффективности комплексного использования геотермальной, солнечной и ветровой энергии / Э.И. Богуславский, В.И. Виссарионов, В.В. Елистратов, М.В. Кузнецов // Межд. симпозиум "Топливно-энергетические ресурсы России и других стран СНГ", СПб, СПбГГИ,1995.

44. *Богуславский Э.И.* Ресурсы геотермального теплоснабжения / Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат, Ю.Д. Дядькин, А.А. Смыслов, Л.А. Певзнер, И.И. Самхан, Б.Н. Хахаев // Журнал “Разведка и охрана недр”, № 7. М., Недра, 1996.

45. *Богуславский Э.И.* Основные концепции оценки и освоения тепловых ресурсов недр // Горный журнал, № 11, 1998.

46. *Богуславский Э.И.* Экспресс-методы предпроектной оценки оптимальных параметров и показателей систем геотермального теплоснабжения регионов центральной России // Горный информационно-аналитический бюллетень. Изд. МГГУ, № 8, 2000, с. 25-29.

47. *Богуславский Э.И.* Проблемы геотермальной технологии / Э.И. Богуславский, Л.А. Певзнер, Б.Н. Хахаев // Горный информационно-аналитический бюллетень. Изд. МГГУ, № 8, 2000, с. 142-148.

48. *Богуславский Э.И.* Определение оптимальных параметров и показателей при разработке инвестиционных проектов систем геотермального

теплоснабжения // Нетрадиционная энергетика в XX1 веке. Материалы международной конференции, Симферополь, 2000, с. 18-21.

49. *Богуславский Э.И.* Перспективы развития геотермальной технологии / Э.И. Богуславский, Л.А. Певзнер, Б.Н. Хахаев // Разведка и охрана недр. М., Недра, № 7-8, 2000, с. 43-48.

50. *Богуславский Э.И.* Роль академика М.И. Агошкова в решении проблем освоения геотермальных ресурсов // Научные чтения им. М.И. Агошкова. М., ИПКОН РАН, 2000, с. 129-148.

51. *Богуславский Э.И.* Влияние природных условий на энергетические и экономические показатели освоения геотермальных ресурсов // Технология энергосбережения, строительство и эксплуатация инженерных систем. Материалы междунар. конф. СПб, изд-во СПбГТУ, 2000, с.34-36.

52. *Богуславский Э.И.* Методы предпроектной оценки геотермальных установок в центральной России // Международное бюро по горной теплофизике. СПб, изд-во СПГГИ, 2000, с. 21-27.

53. *Богуславский Э.И.* Стратегия оценки и разработки тепловых ресурсов недр // Материалы международной конференции. СПб, изд-во СПбГТУ, 2000, с.38-40.

54. *Богуславский Э.И.* Геотермальные ресурсы России / Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат, А.А. Смыслов, Л.А. Певзнер, Б.Н. Хахаев // Всероссийский съезд геологов. Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века. Минерально-сырьевая база России. СПб. 2000, 38-40.

55. *Богуславский Э.И.* Региональная энергетическая политика и проблемы комплексного освоения нетрадиционных ресурсов энергии / Э.И. Богуславский, В.И. Виссарионов, В.В. Елистратов // Материалы международной конференции, Симферополь, 2000, с. 21-23.

56. *Богуславский Э.И.* Добыча и использование тепла Земли / Э.И. Богуславский, В.Ж. Аренс, Ю.Д. Дядькин // Физико-химическая геотехнология. Учебное пособие. М., изд. МГГУ, 2001, с. 583-628.

57. *Богуславский Э.И.* Перспективы освоения приповерхностных геотермальных ресурсов // VII Международная конференция «Новые идеи в науках о земле». Т. 3. М., изд. КДУ, 2005, с. 194-195.

58. *Богуславский Э.И.* Развитие научных основ освоения тепловой энергии недр // Записки горного института. Т. 163, 2005, с. 161-164.

59. *Богуславский Э.И.* Геотермальные ресурсы России и технико-экономические показатели их освоения // 15 лет РАЕН. Вестник XX1 века. Горно-металлургическая секция. Сб. статей. М., 2005, с. 18-33.

60. *Богуславский Э.И.* Перспективы освоения нетрадиционных источников энергии / Э.И. Богуславский, В.В. Елистратов // Горный информационно-аналитический бюллетень, № 1. М., Изд. МГГУ, 2005, с. 240-247.

61. *Богуславский Э.И.* Приповерхностные геотермальные ресурсы западно-сибирской платформы / Э.И. Богуславский, А.А. Смыслов, А.Б. Вайнблат, В.В. Фицак // Природно-ресурсный потенциал Сибири. Журнал "Фундаментальные исследования" №4, 2006, с. 87-89.

62. *Богуславский Э.И.* Оценить количественные показатели ресурсов приповерхностной геотермальной энергии по регионам России и разработать карты перспективных ресурсов для различных глубин на примере одного из регионов / Э.И. Богуславский, А.А. Смыслов, А.Б. Вайнблат, Н.Н. Смирнова, С.В. Егоров // Отчет о научно-исследовательской работе. Фонды СПГГИ (ТУ), 2006.

63. *Богуславский Э.И.* Исследование процессов переноса тепла в теплообменной системе, находящейся в непроницаемом породном массиве / Э.И. Богуславский, Н.Н. Смирнова, С.В. Егоров // Горный информационно-аналитический бюллетень, 2008, №3, С. 49-54.

64. *Богуславский Э.И.* Локальное теплоснабжение на базе приповерхностных геотермальных установок // Энергонадзор. № 1, 2008, стр.37-40.

65. *Богуславский Э.И.* Экономико-математическое моделирование и оптимизация параметров и показателей приповерхностных геотермальных систем / Э.И. Богуславский, Б.Н. Хахаев // Вестник Ярославского регионального отделения РАЕН. Том 2, № 3. 2008, стр.70-75.

66. *Богуславский Э.И.* Структура, содержание и оформление публикаций, докладов, диссертаций и авторефератов // Учебное пособие. СПГГИ (ТУ), СПб, 2009, 128 с.

67. *Богуславский Э.И.* Комплексное освоение тепловых ресурсов недр. Развитие идей Н.В. Мельникова в области комплексного освоения недр (к 100-летию со дня рождения академика Н.В. Мельникова) // УРАН ИПКОН РАН, 2009, с.185-188.

68. *Богуславский Э.И.* Теплофизические, энергетические и экономические показатели инновационной технологии разработки приповерхностных геотермальных месторождений // Записки Горного института. 2010. Т.187, с. 16-19.

69. *Богуславский Э.И.* Геотермальные ресурсы, технология и экономика их освоения / Э.И. Богуславский, П.В. Коржавых // Труды научно-практической конференции с международным участием. «Геотехнологические методы

освоения месторождений твердых полезных ископаемых». М. ФГУП «ВИМС», 2016, стр. 65-81.

70. *Богуславский Э.И.* Мировой опыт освоения тепловой энергии недр // Горный журнал, 2016, № 1, с. 19-23.

71. *Богуславский Э.И.* Технология и экономика освоения приповерхностных геотермальных ресурсов / Э.И. Богуславский, В.В. Фицак // журнал «Записки Горного института», том 224, 2017, с. 189-199.

72. *Бурчаков А.С.* Проектирование и комплексная оптимизация параметров шахт / А.С. Бурчаков, Б.М. Воробьев, А.С. Малкин, К.К. Кузнецов, А.И. Митейко // М., Недра, 1972.

73. *Бучаева С.А.* Инвестиционный климат ТЭК России / С.А. Бучаева, В.В. Варшавская // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. №2, 2015.

74. *Бушуев В.В.* Энергоэффективность и посткризисное развитие // Ярославский энергетический форум. 2 декабря, 2010.

75. *Васильев Ю.С.* Теоретические и прикладные аспекты комплексного использования возобновляемых источников энергии / Ю.С. Васильев, В.В. Елистратов // «Известия РАН. Энергетика и транспорт», 1999, № 9.

76. *Васильев Ю.С.* Комплексное использование нетрадиционных источников энергии / Ю.С. Васильев, Э.И. Богуславский, В.В. Елистратов // Современное состояние и перспективы использования нетрадиционных (возобновляемых) источников энергии. Материалы круглого стола. Ярославль, ВО РЭА, 2001, с. 110-125.

77. *Володомонов Н.В.* Горная рента и принципы оценки месторождений // М., Металлургиздат, 1959.

78. Временная типовая методика экономической оценки месторождений полезных ископаемых // М., Прейскурантиздат, 1980.

79. *Гаджиев А.Г.* Геолого-экономическая оценка петрогеотермальных ресурсов Дагестанской АССР / А.Г. Гаджиев, Ю.Д. Дядькин, Э.И. Богуславский и др. // В кн.: Народнохозяйственные и методические проблемы геотермии. Махачкала, 1978, ч. 1.

80. *Галаев Н.З.* Определение оптимальных параметров систем разработки рудных месторождений / Н.З. Галаев, В.Н. Крапивин // Л., Изд-во ЛГИ, 1979.

81. *Гастев Ю.* Модель // В кн.: Философская энциклопедия. М., Сов. энциклопедия, 1964, т. 3.

82. *Гатов Т.А.* Рациональное использование месторождений цветных металлов // М., Недра, 1980.

83. Геологический атлас России / Отв. ред. А.А. Смыслов // М., СПб, 1996. 40 карт с объяснительными записками.

84. Геотермальный Атлас России / Отв. редактор А.А. Смыслов // Роскомнедра, 1996.

85. Геотермическая карта СССР / Под ред. Ф.А. Макаренко // М., Наука, 1972.

86. Геотермическая карта СССР в масштабе 1:5000000 / Под ред. Ф.А. Макаренко // М., Наука, 1973.

87. Гидрогеология СССР, Северо-Восток, т. XXIV // М., Недра, 1972.

88. *Гличев А.В.* Экономическая эффективность технических систем // М., "Экономика", 1971.

89. *Гордиенко В.В.* Тепловой поток континентов / В.В. Гордиенко, О.В. Загородняя, Н.М. Якоби // Киев, Наукова думка, 1982. 184 с.

90. *Гранберг А.Г.* Математические модели социалистической экономики // М., Экономика, 1978.

91. *Гутенберг Б.* Физика земных недр // М., Иностранная литература, 1963.

92. *Дворов И.М.* Освоение внутриземного тепла / И.М. Дворов, В.И. Дворов // М., Наука, 1984.

93. *Дядькин Ю.Д.* Перспективы использования тепла Земли в технологических процессах горнопромышленного производства / Ю.Д. Дядькин, Ю.М. Парийский, А.Б. Вайнблат и др. // Колыма, 1969, № 5.

94. *Дядькин Ю.Д.* Исследование условий извлечения к использования тепла Земли в горнодобывающей промышленности Восточной Сибири и Северо-Востока СССР и технико-экономическое обоснование опытно-промышленной циркуляционной системы / Ю.Д. Дядькин, Ю.М. Парийский, Л.С. Тимофеевский, Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат, Г.Г. Юревич, И.Д. Безпрозванный, Г.Н. Герасименко // Фонды ЛГИ, 1971.

95. *Дядькин Ю.Д.* Отчет о научной командировке в Соединенные Штаты Америки (октябрь-ноябрь 1972 г.) // Фонды ЛГИ, 1973.

96. *Дядькин Ю.Д.* Инженерно-физическое и технико-экономическое обоснование опытно-промышленной системы извлечения и использования тепла Земли / Ю.Д. Дядькин, Ю.М. Парийский, Л.С. Тимофеевский, Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат, Г.Г. Юревич, И.Д. Безпрозванный, Г.Н. Герасименко, В.Д. Трофимов, В.А. Романов // Фонды ЛГИ, 1973.

97. *Дядькин Ю.Д.* Перспективы сооружения крупных геотермических систем на Камчатке / Ю.Д. Дядькин, Э.И. Богуславский, Ю.М. Парийский и др. // В кн.: Физические процессы горного производства. Л., Изд-во ЛГИ, 1975, вып. 1.

98. *Дядькин Ю.Д.* Извлечение и использование тепла Земли / Ю.Д. Дядькин, Ю.М. Парийский, Э.И. Богуславский // Л., Изд-во ЛГИ, 1977.

99. *Дядькин Ю.Д.* Вопросы извлечения геотермальной энергии / Ю.Д. Дядькин, Ю.М. Парийский, Э.И. Богуславский и др. // В кн.: Процессы теплообмена в искусственных циркуляционных системах извлечения тепла Земли: Мат. сов.-амер. науч. семинара. Л., Изд-во ЛГИ, 1978.

100. *Дядькин Ю.Д.* Принципы прогнозной оценки петрогеотермальных ресурсов / Ю.Д. Дядькин, Е.А. Соловьева, Ю.М. Парийский, Э.И. Богуславский и др. // В кн.: Изучение и использование геотермальных ресурсов в вулканических областях. М., Наука, 1979.

101. *Дядькин Ю.Д.* Перспективы освоения и экологические преимущества геотермоэнергетических систем / Ю.Д. Дядькин, Э.И. Богуславский, Т.А. Тарабаринова // Рациональное использование недр охрана окружающей среды. Ленинградский горный ин-т. Л., 1979.

102. *Дядькин Ю.Д.* Предварительная оценка эффективности геотермогидродинамического воздействия на нефтяные пласты Западной Сибири / Ю.Д. Дядькин, Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат и др. // В кн.: Физические процессы горного производства. Л., Изд-во ЛГИ, 1980.

103. *Дядькин Ю.Д.* Геолого-экономическая оценка геотермальных ресурсов СССР. / Ю.Д. Дядькин, Э.И. Богуславский // Достижения и перспективы. Природные ресурсы и окружающая среда, 1981, вып. 23, N 8.

104. *Дядькин Ю.Д.* Основы геотермальной технологии. Л., изд. ЛГИ, 1985.

105. *Дядькин Ю.Д.* Использование тепла земли // Учебное пособие. Л., изд. ЛГИ, 1987. 107 с.

106. *Дядькин Ю.Д.* Разработка геотермальных месторождений // М., Недра, 1989.

107. *Дядькин Ю.Д.* Геотермальная теплофизика / Ю.Д. Дядькин, С.Г. Гендлер, Н.Н. Смирнова // Л., Наука, 1992.

108. *Елистратов В.В.* Основы и методы гидравлического аккумулирования энергии возобновляемых источников // Диссертация на соиск. уч. степени докт.техн.наук, СПбГТУ, 1996.

109. *Желтов Ю. П.* Деформация горных пород // М., Недра, 1968.

110. *Загретдинов И.Ш.* Новые геотермальные проекты РАО «ЕЭС России» // Новое в российской электроэнергетике. Ежемесячный электронный журнал. – 2005 - № 9 – С. 9-15.

111. *Зарич З.* Энергетические ресурсы мира // Курьер ЮНЕСКО, 1981, август.

112. *Зеленкевич А.А.* Гидрогеологические структуры и водоносные комплексы на территории Северо-Востока СССР // Сб. "Материалы по геологии и полезным ископаемым Северо-Востока СССР", вып.17, Магадан, 1964.

113. *Златопольский А.П.* Экономика промышленной теплоэнергетики / А.П. Златопольский, И.М. Завадский // М., Высшая школа, 1975.

114. *Иванилов Ю.П.* Математические модели в экономике / Ю.П. Иванилов, А.В. Лотов // М., Наука, 1979.

115. *Иванов Н.И.* Экономико-математическое моделирование развития горных работ на шахтах // М., 1971.

116. Инвестиционная сессия по итогам 2013 года // Презентация Министерства энергетики Российской Федерации, 2014.

117. Инструкция по комплексному использованию геотермальных вод для тепло- хладоснабжения зданий и сооружений // ВСН 36-77, Госгражданстрой. М., Стройиздат, 1978.

118. *Канторович Л.В.* Математические методы организации и планирования производства // Л., Изд-во Ленинградского ун-та, 1939.

119. Карта геотермического режима земной коры территории СССР / Сост.: У.И. Моисеснко, А.А. Смыслов, А.Н. Радионова, Т.З. Чадович. Под ред. А.А. Смыслова // М., Изд-во Мингео СССР, 1978.

120. *Кац А.Я.* Методика геолого-экономической оценки рудных месторождений // Проект. М., Изд-во ВИЭМС, 1976.

121. *Кириллин В.А.* Энергетика — проблемы и перспективы // Коммунист, 1975, № 1.

122. *Кириллов В.А.* Отчет Рывеемской гидрогеолого-геофизической партии за 1970 г. / В.А. Кириллов, Г.В. Введенская, В.М. Иванов, В.В. Тюрин, Е.Р. Михеева // Фонды СВГУ, Магадан, 1971.

123. *Кобахидзе Л.П.* Основы геолого-экономической оценки месторождений твердых полезных ископаемых // М., Изд-во МГРИ, 1966.

124. *Кононов Ю.Д.* Энергетика и экономика. Проблемы перехода к новым источникам энергии // М., Наука, 1981.

125. Концепция развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России // М., Министерство топлива и энергетики РФ, 1994. 121 с.

126. *Кремнев О.А.* К вопросу освоения тепла глубинных горных пород // В кн.: Изучение и использование глубинного тепла Земли. М., Недра, 1973.

127. *Курносов А.М.* Общие принципы экономико-математического моделирования в решении проектных задач // М., Изд-во ИГД им. А.А. Скочинского, 1966.

128. *Курносов А.М.* Экономико-математическое моделирование в проектировании угольных шахт / А.М. Курносов, М.И. Устинов, И.П. Набродов, Л.А. Ликальтер // М., Наука, 1969.

129. *Кутателадзе С.С.* Теплопередача и гидродинамическое сопротивление. // М., Энергоатомиздат, 1990.

130. *Лаврентьев М.А.* Методы теории функций комплексного переменного / М.А. Лаврентьев, Б.В. Шабат // М., Физматгиз, 1976

131. *Лившиц В.Н.* Выбор оптимальных решений в технико-экономических расчетах // М., 1971.

132. *Лисковская Г.Ф.* Влияние основных факторов на стоимость бурения скважин в Прикарпатье и пути ее снижения // Нефтяное хозяйство, 1974, №11.

133. *Литвиненко В.С.* Предпроектные показатели геотермального теплоснабжения регионов центральной России / В.С. Литвиненко, Э.И. Богуславский // Session of the International Bureas of Mining Thermophysics. Gliwice, Poland, 2000, с. 425-436.

134. *Лобанов Н.Я.* Экономическая оценка месторождений и рациональное использование недр // Л., Изд-во Ленинградского ун-та, 1976.

135. *Лобанов Н.Я.* Экономика природопользования при добыче и переработке полезных ископаемых // Ленинградский горный ин-т. Л., 1988.

136. *Лопатников Л.И.* Краткий экономико-математический словарь // М., Наука, 1979.

137. *Лыков А.В.* Теория теплопроводности // Высшая школа, Москва, 1967, с.181.

138. *Маврицкий Б.Ф.* Ресурсы термальных вод СССР / Б.Ф. Маврицкий, Г.К. Антоненко, Н.С. Отман, Л.Ф. Полуботко // М., Недра, 1975.

139. *Маврицкий Б.Ф.* Методические рекомендации по поискам, разведке и оценке эксплуатационных запасов термальных вод / Б.Ф. Маврицкий, Н.В. Ефремочкин, А.А. Шпак // М., Изд-во ВСЕГИНГЕО, 1982.

140. Математика и кибернетика в экономике. Словарь-справочник // М., Экономика. 1975.

141. Математическая теория оптимальных процессов // М.,1969.

142. Математический анализ экономических моделей // Ч. I и ч. II, Новосибирск, 1971.

143. *Мелентьев Л.А.* Оптимизация развития и управления больших систем энергетики // М., Высшая школа, 1982.

144. Методика определения экономического эффекта, получаемого в результате внедрения новой техники // 1961.

145. Методические рекомендации по региональной оценке эксплуатационных запасов подземных термальных вод / Сост. А.А. Шпак. Под ред. Б.Ф. Маврицкого // М., Изд-во ВСЕГИНГЕО, 1980.

146. Мировая энергетика: прогноз развития до 2020 г. / Пер. с англ. Под ред. Ю.И. Старшинова // М., Энергия, 1980.

147. Мировая энергетика: прогноз развития до 2020 г. / Пер. с англ. Под ред. Ю.И. Старшинова // М., Энергия, 1980.

148. *Моисеев Н.Н.* Методы оптимизации / Н.Н. Моисеев, Ю.П. Иванилов, Е.М. Столярова // М., Наука, 1978.

149. *Моисеенко У.И.* Температура земных недр / У.И. Моисеенко, А.А. Смыслов // Л., Недра, 1984.

150. *Морозов К.Е.* Математическое моделирование в научном познании // М., Мысль, 1969.

151. *Назаров С.Н.* Об одном способе использования подземного тепла Земли // В кн.: Геотермические исследования и использование тепла Земли. М., Наука, 1966.

152. *Нейлор Т.* Машинные имитационные эксперименты с моделями экономических систем // М., Мир, 1975.

153. *Новак А.В.* Итоги работы ТЭК России в 2013 году. Задачи на среднесрочную перспективу // Презентация Министра энергетики РФ, 2014.

154. Новая энергетическая политика России / Под ред. Ю.К. Шафранника // М.: Энергоатомиздат, 1995. 85 с.

155. *Обручев В.А.* Тепловая шахта (1920 г.) // В кн.: Путешествия в прошлое и будущее. М., Изд-во АН СССР, 1950.

156. Оптимальные решения. Основы программирования // М., 1967.

157. *Ортега Дж.* Введение в численные методы решения дифференциальных уравнений / Дж. Ортега, У. Пул // Москва “Наука”, 1986, с. 221.

158. Основные положения методики экономической оценки природных ресурсов в массовых планово-проектных расчетах // М., Изд-во ЦЭМИ АН СССР, 1971.

159. *Погребицкий Е.О.* Геолого-экономическая оценка месторождений полезных ископаемых / Е.О. Погребицкий, В.И. Терновой // Л., Недра, 1974.

160. *Пожарицкий К.Л.* Основы оценки месторождений полезных ископаемых // М., Изд-во СОПС АН СССР, 1957.

161. *Поле В.П.* Геологическая карта СССР, масштаб 1:200000, серия Чукотская, листы -60-XXIX, XXX, XXШ, XHУ // Фонды СЕГУ, Магадан, 1963.

162. Проект Министерства энергетики Российской Федерации «Энергетическая стратегия на период до 2035 года» // 2014.

163. *Родионов М.Я.* Топливно-энергетический комплекс России // М., 1999.

164. *Свалова В.Б.* Комплексное использование геотермальных ресурсов // НТЖ ГЕОРЕСУРСЫ, № 1 (29), 2009. С. 17-22.

165. Сейсмическое районирование СССР // М., "Наука", 1968.

166. *Смирнова Н.Н.* Нестационарный теплообмен при фильтрации в гетерогенных средах // СО АН, Институт теплофизики, Новосибирск, 1990.

167. *Смыслов А.А.* Тепловой режим и радиоактивность Земли / А.А. Смыслов, У.И. Моисеенко, Т.З. Чадович // Л., Недра, 1979.

168. *Смыслов А.А.* Геотермический атлас России / А.А. Смыслов, Л.А. Певзнер, Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат, Б.Н. Хахаев // Всероссийский съезд геологов. Геологическая служба и минерально-сырьевая база России на пороге XXI века. Региональная геология, глубинное строение и металлогения. СПб. 2000, 381-383.

169. *Смыслов А.А.* Недра России / А.А. Смыслов, Н.В. Межеловский, А.Ф. Морозов, Э.И. Богуславский, А.Б. Вайнблат и др. // В 2 т. СПГГИ – Межрегиональный центр по геологической картографии, СПб. М., с. 2001-2012.

170. *Соколов Е.Я.* Теплофикация и тепловые сети // М., Энергоиздат, 1982.

171. *Соловьева Е.А.* Ценообразование и проблемы рационального использования недр // М., Экономика, 1974.

172. *Соловьева Е.А.* Экономическая эффективность использования недр / Е.А. Соловьева, Т.Н. Говард, Э.В. Митрис // М., Недра, 1980.

173. *Струмчлин С.Г.* О цене «даровых благ» природы // Вопросы экономики, 1967, № 8.

174. *Султанов Ю.И.* Подземное тепло // Махачкала, 1978.

175. Тепло Земли и его извлечение / А.И. Щербань, А.Е. Бабинец, А.С. Цырульников, Ю.Д. Дядькин // Киев, Наукова думка, 1974.

176. Тепловой режим недр СССР // М., "Наука", 1970.

177. *Терновой В.И.* Оценка ресурсов тепловой энергии недр на основе имитационного экономико-математического моделирования / В.И. Терновой, Ю.Д. Дядькин, Э.И. Богуславский // В кн.: Материалы 17-го межд. симп. по применению ЭВМ и математических методов в горных отраслях промышленности. М., 1980, т. 2.

178. *Терновой В.И.* Основы геолого-экономической оценки месторождений полезных ископаемых // Л., Изд-во ЛГИ, 1979.

179. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений // Утверждена Постановлением Госстроя СССР, Президиума АН СССР от 8 сентября 1969, № 40/100/33.

180. Топливно-энергетические ресурсы капиталистических и развивающихся стран / Под ред. Н.В. Мельникова // М., Наука, 1978.

181. Топливо и энергетика России (справочник специалиста топливно-энергетического комплекса) / Под ред. А.А. Мастепанова // М.: ИПРОЭнерго, 2000. 17 с.

182. *Уманский Л.М.* Экономика нефтяной и газовой промышленности / Л.М. Уманский, М.М. Уманский // М., Недра, 1974.

183. *Федоренко Н.П.* Об экономической оценке природных ресурсов // Вопросы экономики, 1969, № 11.

184. *Фейтельман Н.Г.* Об экономической оценке минеральных ресурсов // Вопросы экономики, 1968, № 3.

185. *Фейтельман Н.Г.* Экономическая оценка природных ресурсов // Вопросы экономики, 1980, № 10.

186. *Фельс Э.* Методы экономических исследований / Э. Фельс, Г. Итинтнер // М., 1971.

187. *Хахаев Б.Н.* О планировании показателей при бурении глубоких разведочных скважин на нефть и газ // Экономика нефтедобывающей промышленности, 1967, № 3.

188. *Хахаев Б.Н.* Геотермальная технология низкопотенциальных высокоминерализованных пластовых вод / Б.Н. Хахаев, Л.А. Певзнер, И.И. Самхан, Э.И. Богуславский, А.В. Шурчков // Разведка и охрана недр N 1, 1994.

189. *Хрущов Н.А.* Основные принципы экономической оценки месторождений полезных ископаемых // В кн.: Материалы Всесоюз. конф. «Социально- экономические проблемы рационального использования недр». Л., Изд-во ЛГИ, 1973.

190. *Хрущов Н.А.* Разведанные полезные ископаемые в недрах — национальное богатство страны // Сов. геология, 1976, № 8.

191. *Циолковский К.Э.* Второе начало термодинамики // Калуга, типография С.А. Семенова, 1914.

192. *Чернегов Ю.А.* Экономические методы управления в горной промышленности // М., Недра, 1977.

193. *Шпак А.А.* Региональная оценка эксплуатационных запасов термальных вод // Советская геология, 1981, № 9.

194. *Шурчков А.В.* Исследование нестационарного горного массива при движении жидкости через подземные пористые слои с целью анализа возможных путей использования глубинного тепла Земли // Автореф. канд. дис. Киев, 1969.

195. *Шурчков А.В.* Технологические схемы систем геотермального теплоснабжения и анализ их эффективности / А.В. Шурчков, Т.Г. Крупевич // Проблемы использования геотермальной энергии. Международный симпозиум “Проблемы геотермальной энергии”, т. 3, 1995, с.67.

196. *Щербанъ А.Н.* Спец. тема / А.Н. Щербанъ, А.С. Цирульников, И.Я. Еремин, Г.Н. Кононенко // Киев, 1972.

197. *Щербань А.Н.* Методы теплового расчета подземных тепловых котлов / А.Н. Щербань, О.А. Кремнев, А.С. Цырульников, А.В. Шурчков, И.А. Рыженко, Г.Н. Кононенко, Ю.П. Морозов, Е.М. Мерзляков, Е.М. Козлов // Л., Изд-во ЛГИ, 1974.

198. Экономика минерального сырья и геологоразведочных работ / Л.П. Кобахидзе, Г.П. Синягин, И.А. Быховер, Г.Б. Хазанов, П.В. Полежаева. Под ред. М.И. Агошкова // М., Недра, 1976.

199. Экономика энергетики СССР / А.И. Шишов, Н.Г. Бухаринов, В.А. Таратин, Г.В. Шнеерова // М., Высшая школа, 1979.

200. Энергетика мира / Перевод доклада XI конгресса МИРЭК. Под ред. П.С. Непорожнего // М., Энергоатомиздат, 1982.

201. Энергетика СССР в 1981-1985 гг. / П.К. Аксютин, Г.А. Веретенников, М.С. Воробьев и др. Под ред. А.М. Некрасова, А.А. Троицкого // М., Энергоиздат, 1981.

202. Энергетический комплекс СССР / Под ред. Л.А. Мелентьева, А.А. Макарова // М., Экономика, 1983.

203. *Эшби У.Р.* Введение в кибернетику // Пер. с англ. М., ИЛ, 1959.

204. *Яковец Ю.В.* Закон стоимости и геологоразведочные работы // В кн.: Методы планирования геологоразведочных работ и запасы полезных ископаемых. Л., Недра, 1968.

205. *Ятров С.Н.* Экономические предпосылки организации работ по широкому использованию глубинного тепла Земли в народном хозяйстве СССР // В кн.: Методы поисков и разведки подземного тепла. Махачкала, Изд-во ДагФАН СССР, 1979.