



СМЕШАННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ТОВАРИЩЕСТВО

**ТЕХНОПОДЗЕМЭНЕРГО**

*А.В. ИЛЬЮША*

# **ПОДЗЕМНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**

**МОСКВА - 1995**

РЕФЕРАТ

стр. 304, рис. 53, табл. 12.

Рассмотрены пути интеграции горно-технологических процессов отработки угольных месторождений и физико-энергетических процессов производства электроэнергии для радикального повышения экономической эффективности, экологической чистоты и безопасности работ в топливно-энергетическом комплексе угледобывающих стран.

Первая часть книги посвящена описанию технологических схем работы подземных энергокомплексов по производству продуктов теплоэнергоснабжения на базе шахт, как объектов со специфической структурно-компоновочной планировкой, и использования различных способов и устройств получения и преобразования энергии.

Во второй части работы изложены принципиально новые термодинамические технологии безлюдной отработки угольных пластов, обеспечивающие в конечном итоге наибольшую эффективность работы подземных энергокомплексов по производству электроэнергии и других продуктов теплоэнергоснабжения, а также использования угля, как наиболее надежного источника энергоснабжения в стратегическом плане.

Книга рассчитана на широкий круг научных, инженерно-технических работников и специалистов угольной промышленности, а также других отраслей теплоэлектроэнергетики и может быть полезной студентам горных и энергетических ВУЗов.

## О г л а в л е н и е

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	7
<b>ЧАСТЬ I -Технологические схемы работы подземных энергокомплексов</b>	
1.1. Краткая характеристика современного состояния производства продуктов теплоэнергоснабжения .....	11
1.2. Состояние и перспективы развития угольной промышленности .....	16
1.3. Основные технологии сжигания и переработки угля для подземных энергокомплексов .....	22
1.4. Базовые технологические схемы работы энергокомплексов для производства продуктов теплоэнергоснабжения .....	29
1.5. Энерготехнологические комплексы с подземным сжиганием угля .....	43
1.6. Подземные энергокомплексы на базе шахт с гидравлической технологией добычи угля .....	51
1.7. Подземные атомные электрические станции .....	67
1.8. Подземные гидроаккумулирующие электростанции .....	74
1.9. Шахтные теплонасосные станции .....	79
1.10. Подземные энергокомплексы с комбинированным использованием угля и ядерного топлива .....	92
1.11. Технологические схемы подземных энергокомплексов на базе шахт Подмосковного угольного бассейна .....	106
1.12. Технологические схемы управления газовыделением и утилизация горящих отвалов угольных шахт и обогатительных фабрик .....	115
1.13. Газогенераторные станции и устройства для	

газоснабжения бытовых котельных .....	122
1.14. Ориентировочные оценки и рекомендации по выбору выходной (установленной) мощности подземных энергокомплексов .....	129
1.15. Ориентировочные оценки тепломеханических режимов работы подземных энергокомплексов .....	136
1.16. Оценки параметров сопряженных горно-технологических и физико-энергетических процессов работы подземных энергокомплексов .....	142
1.17. Выбор основного тепломеханического и другого стационарного оборудования подземных энергокомплексов .....	150
1.18. Золопереработка и комплексное использование золы и шлаков.....	156
1.19. Очистка исходящих газов от золы, оксидов серы и азота .....	159
1.20. Контроль и автоматизация технологических процессов подземных энергокомплексов .....	161
1.21. Прогнозные технико-экономические показатели и оценки эффективности подземных энергокомплексов .....	164
1.22. Повышение эффективности централизованного теплоэнергоснабжения комбинированным использованием термодинамических циклов .....	171
1.23. Выводы .....	181
<b>ЧАСТЬ II - Термогазодинамические и парогазовые технологии безлюдной отработки угольных пластов</b>	
2.1. Технологические схемы безлюдной отработки пластов столбами-термогазогенераторами с поперечными скважинами .....	183
2.2. Столбы-термогазогенераторы с продольно-совмещенной подготовкой .....	198

2.3. Технология газодинамической отработки угольных пластов .....	205
2.4. Термоэлектрохимические технологии безлюдной отработки пластов .....	212
2.5. Технология парогазовой отработки пластов .....	219
2.6. Унифицированная технологическая схема безлюдной термодинамической отработки угольных пластов .....	229
2.7. Способы повышения эффективности работы и управляемости столбов-термогазогенераторов .....	233
2.8. Обеспечение аварийной безопасности и экологической чистоты отработки угольных пластов безлюдными термодинамическими методами .....	247
2.9. Сравнительный анализ технологий безлюдной отработки угольных пластов столбами-газогенераторами .....	251
2.10. Технологические схемы безлюдной отработки угольных пластов энергопроизводящими комплексами "очистного" оборудования .....	255
2.11. Технологии отработки пластов энергопроизводящим оборудованием при открытой разработке угольных месторождений .....	270
2.12. Подготовка и строительство столбов-газогенераторов .....	281
2.13. Особенности строительства подземных камер и сооружений для рациональной компоновки и эксплуатации энергокомплексов .....	287
2.14. Техничко-экономические показатели строительства подземных крупногабаритных камер .....	298
2.15. Выводы .....	302
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	<b>305</b>
Литература .....	309

## **В в е д е н и е**

Электроэнергетика является основой индустриального развития современного общества, хотя потребности последнего далеко не исчерпываются в надежном и эффективном обеспечении электрической энергией, как наиболее универсальном и экологически чистом виде энергии. В общем случае многие потребители нуждаются в обеспечении комплексным теплоэнергоснабжением, включающем, помимо электричества, потребности в тепловой энергии, горячем водоснабжении и т.д. Тем не менее именно электроэнергетика, главным образом, и определяет эффективность всего теплоэнергоснабжения многих потребителей, как в громадной по своему объему и значению коммунально-бытовой сфере, так и многих объектов промышленного и технологического назначения. Поэтому состояние и перспективы развития именно электроэнергетики во многом и предопределяют состояние производительных сил, уровень развития и уровень жизни того или иного региона или государства.

Основу современной электроэнергетики, как известно, составляют тепловые электрические станции, использующие в качестве первичного энергоносителя тот или иной вид твердого, жидкого или газообразного топлива, извлекаемых из земных недр в смежных отраслях промышленности, таких как нефтяная и газовая отрасли промышленности, угольная промышленность и атомная энергетика, образующих все вместе топливно-энергетический комплекс народного хозяйства страны в целом. Важной составляющей энергетического комплекса многих стран является, конечно, и гидроэнергетика, основанная на использовании полностью возобновляемого источника и наиболее эффективного способа получения электрической энергии, а именно гидравлического способа выработки электроэнергии путем строительства тех или иных

6

гидроэлектростанций.

Несмотря на то, что современная электроэнергетика ряда промышленно развитых государств достигла значительного уровня в своем развитии, в целом в топливно-энергетическом комплексе и отдельных его отраслях ряда стран, в том числе и Российской Федерации, накопилось ряд проблем и объективных трудностей, связанных с необходимостью существенного повышения экономической эффективности, экологической чистоты и безопасности работ.

Многие из этих трудностей объективно вытекают из господствующего до последнего времени в топливно-энергетическом комплексе так называемого принципа раздельной добычи и переработки энергоносителей, а также гигантской концентрации и централизации их добычи и переработки в конечные наиболее ценные продукты теплоэнергоснабжения. Последнее обуславливает, наряду, конечно, с ростом собственно эффективности производства по добыче первичного энергоносителя и выработке электроэнергии отдельно взятых, все более заметный рост трудоемкости и различных издержек, как на пути от места залегания топлива под землей в пластах до получения электроэнергии, а также других продуктов теплоэнергоснабжения, так и в процессе последующего транспортирования и распределения уже готовых продуктов многочисленным и, как правило, весьма рассредоточенным потребителям.

Более того, именно в результате последовательного осуществления принципа раздельной добычи и переработки топлива угольная промышленность, как одна из составляющих топливно-энергетического комплекса или в более частном случае одна из составляющих угольной электроэнергетики, фактически превратилась в его сырьевой придаток со все растущими сложностями и трудностями в работе.

Кроме того, даже в отраслях ТЭК еще недавно казавшихся безусловно и бесспорно главными и решающими в теплоэнергоснабжении не только на длительную перспективу, но уже и на ближайшие десятилетия, таких, например, как атомная энергетика, возникло ряд сложных проблем, требующих поиска адекватных путей по их преодолению. В целом же промышленные отрасли ТЭК до последнего времени развивались главным образом экстенсивным путем, фактически изолированно друг от друга, а нередко и в ущерб одна другой.

Поэтому, как говорится, самой жизнью выдвинута необходимость разработки и реализации принципиально нового подхода, предполагающего максимально возможную интеграцию всех лучших достижений, имеющихся в отдельных отраслях ТЭК, в рамках единых энерготехнологических комплексов, с целью обеспечения гармоничного развития каждой из них и ТЭК в целом и последовательного радикального устранения возникших и появляющихся проблем.

Одним из перспективных направлений на этом пути может явиться реализация так называемого принципа совместной добычи и переработки твердого топлива, предполагающего не только интеграцию, то есть органическое сочленение в рамках единого энерготехнологического комплекса горно-технологических процессов отработки месторождения твердого топлива и физико-энергетических процессов выработки электроэнергии, но и комбинированное - одновременное использование взаимодополняющих способов и средств получения энергии при максимально возможном сокращении и ликвидации многочисленных ныне технологических звеньев и операций на пути от места залегания топлива в пластах до получения конечных наиболее ценных продуктов теплоэнергоснабжения. Представляется, что именно осуществление принципа совместной добычи и переработки твердого топлива может положить начало не только в возрождении угольной



промышленности, нередко все еще считающейся одной из умирающих отраслей промышленности, но и в появлении важного самостоятельного направления в развитии электроэнергетики вообще, а именно подземной электроэнергетики, призванной обеспечить решение ряда имеющихся кризисных явлений и открыть новые пути для экономически эффективного, экологически чистого и безопасного производства продуктов теплоэнергоснабжения, как в тех или иных регионах в отдельности, так и масштабе страны в целом.

Настоящая работа представляет собой попытку подвести некоторые итоги, обобщить имеющиеся наработки на пути развития подземной электроэнергетики и сформулировать в том или ином виде направления дальнейших поисков и усилий на этом, как нам представляется, весьма перспективном, но разумеется, и не простом пути.

## **ЧАСТЬ - 1: ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ РАБОТЫ ПОДЗЕМНЫХ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ**

### **1.1. Краткая характеристика современного состояния производства продуктов теплоэнергоснабжения**

Детальная характеристика современного состояния производства продуктов теплоэнергоснабжения в условиях переходного периода, переживаемого экономикой Российской Федерации и все еще не прекращающегося спада промышленного производства, в целом является довольно затруднительной, не говоря уже о том, что само по себе это представляет отдельную самостоятельную задачу. Тем не менее, даже на фоне резкого спада промышленного производства в последние годы топливно-энергетический комплекс (ТЭК) России сохраняет относительную стабильность, что создает вполне реальные предпосылки для будущего подъема и развития экономики страны.

Одним из основных вопросов в анализе современного состояния продуктов теплоэнергоснабжения является установление существующих соотношений и основных тенденций развития по вкладу различных составляющих ТЭК в энергообеспечение страны в целом и отдельных ее регионов с учетом как ближайших, так и более отдаленных перспектив промышленного производства и развития производительных сил и качества жизни общества.

Как известно динамика развития и потребления топливно-энергетических ресурсов во второй половине XX века были сложными и неоднозначными. В пятидесятые-шестидесятые годы во многих промышленно развитых странах мира шло достаточно интенсивное вытеснение угля нефтью и газом из-за значительно более низкой себестоимости их добычи в основных нефтегазовых районах Ближнего и Среднего Востока, а также из-за универсальности и

особой ценности этих первичных энергоносителей. В полной мере это все имело место и в бывшем СССР, а также в Российской Федерации, в частности. Поэтому мировой топливно-энергетический баланс, более чем на 60% базировавшийся в начале 50-х на угле, становится постепенно нефтегазовым и важной составляющей этого баланса стала атомная энергетика. Доля потребления угля в мировом энергетическом балансе снизилась до 28-30 %.

Однако в ряде стран при всем этом добыча и использование угля не только не снизились, но и стали заметно увеличиваться. В 90-е годы уголь стоит на втором месте по потреблению среди других энергоносителей и является основным топливом для получения электроэнергии. Доля угля в мировом производстве электроэнергии составляет 40%, а в отдельных странах является и значительно более высокой: США - около 60%, Австралии - 76%, Китае и Индии - 70%, Польше - 80-90%. Добыча угля на конец 1994 года в США превысила один миллиард тонн, а в Китае достигла почти 1,2 млрд. тонн.

К сожалению в Российской Федерации процесс вытеснения угля в энергетике не только не приостановлен, но целенаправленно можно сказать планируется и в ближайшие десятилетия в форме так называемой "газовой паузы", предусматривающей ориентацию на преимущественное использование природного газа и в электроэнергетике. Между тем уже и сегодня доля угля в топливно-энергетическом балансе России по различным оценкам составляет всего лишь от 14 до 20%, что, по-видимому, находится за гранью энергетической безопасности страны, учитывая масштабы, климатические условия России, географию расположения угольных месторождений и т.д. И это при том, что Россия, наряду с теми же США, Китаем, Австралией и ЮАР располагают крупнейшими в мире месторождениями и запасами угля. Причина здесь, конечно, не только в том, что Россия располагает богатейшими

запасами нефти и природного газа и они играют огромную роль в энергообеспечении страны, но и, безусловно, в весьма тяжелом положении, в котором оказалась в последние десятилетия угольная промышленность. Об этом более подробно будет сказано несколько ниже. Здесь же, говоря о состоянии и перспективах развития индустрии теплоэнергообеспечения важно, на-наш взгляд, подчеркнуть следующее.

Непрерывный рост народонаселения Земли, необходимость дальнейшего увеличения промышленного и сельскохозяйственного производства, развитие транспорта и других отраслей экономики обуславливают и неизбежный в связи с этим рост энергопотребления, в том числе и угля. Так, по прогнозу Международного энергетического агентства в 1990-2005 годы мировое потребление энергоресурсов возрастет в 1,4 раза (с 12,5 до 17,3 млрд. т условного топлива), а угля в 1,5 раза (с 3,3 до 5 млрд. т.у.т.). При этом особенно большой рост добычи и использования угля намечается в основных угледобывающих странах мира, в частности, в Китае - до 2 млрд. т, США - до 1,2 - 1,4 млрд. т.

Разведанные запасы угля во всем мире составляют 1 685 млрд. т, а прогнозные ресурсы угля на Земле составляют более 14 810 млрд. т, что значительно превосходит запасы и ресурсы всех других энергоносителей. Учитывая предполагаемый дальнейший рост энергопотребления во всем мире, проблемы добычи и переработки твердого топлива становятся все более актуальными, поскольку в стратегическом плане именно уголь является наиболее надежным энергоносителем, а его запасы на протяжении столетий могут обеспечивать потребности населения и промышленности в энергоснабжении.

В последние годы в зарубежной теплоэлектроэнергетике появилось ряд так называемых экологически чистых технологий использования -

сжигания углей, которые в этом отношении сегодня уже почти ни в чем не уступают теплоэлектростанциям, работающим на жидком топливе или природном газе. Поэтому поиск, обоснование и разработка принципиально новых методов добычи твердого топлива или с более общей точки зрения комплексных технологий отработки угольных месторождений и производства продуктов теплоэнергообеспечения таких, которые бы не только не уступали технике и технологиям добычи и использования нефтегазовых энергоносителей в теплоэлектроэнергетике по стоимости и безопасности работ, но в чем то их и превосходили, является одной из важнейших задач для дальнейшего прогресса в угольной промышленности и угольной электроэнергетики. Более того, уже сегодня, например, в США, в ряде случаев стоимость одного и того же количества электроэнергии, выработанной с использованием топлива на нефти или природного газа, обходится потребителю в два и более раза дороже, чем при использовании угля, а из 20 электростанций США, производящих электроэнергию с самыми низкими издержками, 16 являются угольными. В целом, конечно, следует признать, что только сбалансированное и эффективное развитие каждой из энергообеспечивающих отраслей промышленности может обеспечить гармоничное развитие всего ТЭК, надежное и эффективное решение проблем энергообеспечения, как в ближайшие годы, так и на более отдаленную перспективу. Этому, собственно говоря, и посвящается все последующее изложение.

## **1.2. Состояние и перспективы развития угольной промышленности России**

За разговорами нередко звучавшими во всем мире в последние десятилетия об окончательном и бесповоротном умирании угольной промышленности выяснилось, что, как уже отмечалось выше, некоторые страны не только не сворачивали угледобычу, но и непрерывно совершенствовали эту важнейшую отрасль, а международная торговля углем продолжала расти и стала приносить им значительную прибыль. Как выясняется, например, в той же Южно-Африканской Республике заметная доля прибыли достигается не только вследствие значительного объема поставки угля на мировой рынок (около 60 млн. т в 1994 г.), но и вследствие того, что себестоимость добычи угля в ЮАР оказалась даже меньшей нежели средние мировые цены на уголь.

К сожалению совершенно другое положение к настоящему времени сложилось в угольной промышленности Российской Федерации, да и в других угледобывающих странах бывших республиках СССР - членах СНГ. Так из 206 угольных шахт, имевшихся в России к середине 1995 г., лишь 18 шахт (менее 10%) отрасли являются сравнительно новыми со сроком службы до 20 лет, а около 20% всей подземной добычи угля все еще обеспечивается за счет тонких и крутопадающих пластов. При этом практически две трети угольных шахт являются полностью убыточными.

Значительное количество угольных шахт России сосредоточено в ряде бурогольных бассейнов страны - Подмосковном, Кизеловском, Челябинском, а также в Приморье и на Сахалине, которые с каждым годом все больше снижают свою добычу и превращаются в поистине умирающие угольные регионы. Это во многом объясняется тем, что угли этих месторождений имеют высокие зольность, влажность, высокое содержание серы. Поэтому при

достаточно сложных горно-геологических условиях залегания угольных пластов, что, как правило, имеет место в этих угольных бассейнах, добыча угля здесь становится все более затруднительной и экономически мало оправданной. Более того, при переходе к рыночным отношениям вполне отчетливо встал вопрос о закрытии чуть ли не всех шахт этих регионов, что, собственно говоря, уже и происходит. Тяжелое положение сложилось даже на шахтах Восточного Донбасса, располагающего еще значительными запасами высококачественного энергетического топлива - антрацитов. Вместе с тем именно в этих высокоразвитых промышленных и полностью обжитых регионах России потребности в электроэнергии и других продуктах теплоэнергоснабжения (тепло, пар, горячая вода и т.д.) всегда будут оставаться на достаточно высоком уровне.

Существующие ныне техника и технология обработки угольных месторождений, базирующиеся на обычном механическом разрушении угля в сложных условиях залегания пластов, не только не эффективны, но еще весьма трудоемки и во многом опасны, а последующие довольно-таки отсталые и несовершенные технологии использования - сжигания угля обуславливают повышенную стоимость всего основного производства в угольной электроэнергетике, не говоря уже о большом вредном экологическом воздействии всего производственного цикла на окружающую среду.

Поэтому проблема не просто выживания, но и коренной реконструкции этих угольных бассейнов России на основе новых технических идей и подходов имеет большое значение не только ( и даже не столько) для топливно-энергетического комплекса в целом или отдельно взятой угольной промышленности, но и для Российской Федерации и, прежде всего, конечно, для ее соответствующих регионов.

С этой точки зрения принятая сегодня так называемая программа

реструктуризации отрасли, предусматривающая уже в ближайшие годы закрытие почти трех четвертей всех имеющихся угольных шахт, мягко выражаясь, является далеко не бесспорной. По мнению ряда сторонников такого подхода предполагается в России оставить всего лишь 50 угольных шахт да и считается к тому же еще целесообразным перевести почти полностью их обеспечение на зарубежные технические средства добычи угля. Оставляя в стороне степень обоснованности такого подхода в целом, здесь уместно отметить лишь следующее.

Во-первых, даже сторонниками этого подхода признается, что только уголь является наиболее надежным энергоносителем на длительную перспективу, способным в течение нескольких столетий обеспечивать энергетические потребности страны, а также считается целесообразным после стабилизации угольной отрасли России на едва ли допустимом минимальном уровне все же обеспечить в более долгосрочной перспективе достаточно динамичное функционирование угольной промышленности.

Во-вторых, осуществление программы реструктуризации отрасли, главным образом в форме закрытия и ликвидации низкорентабельных и убыточных сегодня угольных шахт, требует, как известно, весьма и весьма значительных финансовых ресурсов. Так по данным института "Ростовгипрошахт", выполнившим проект закрытия шахты "Комиссаровская" АО "Туковуголь", общая стоимость ее санации составляет 300 млрд. рублей в ценах 1994 года. В г. Новошахтинск АО "Ростовуголь" предусматривается закрыть две шахты: имени Кирова и имени Горького. На закрытие шахты имени Горького по проекту потребуется 120 млрд. рублей в ценах того же 1994 г. Не трудно видеть, что реализация всей программы реструктуризации угольной промышленности потребует затрат исчисляемых уже десятками триллионов рублей и,



вероятно, во многом превосходящих все выделяемые сегодня государством средства на дотации отрасли в целом.

В-третьих, если даже не принимать во внимание потребностей в обеспечении продуктами теплоэнергоснабжения этих "санируемых" предприятий и сопутствующей им инфраструктуры сегодня, то вполне законно встает вопрос о том, каким путем и за счет чего будет осуществляться их энергообеспечение в процессе возрождения и последующего их развития, на которое мы все-таки вправе рассчитывать? Вероятно, даже априори можно утверждать, что может оказаться куда более выгодным и обоснованным потратить немалые средства не на санацию отрасли, а на разработку и скорейшую реализацию принципиально новых технологий отработки угольных месторождений и производства продуктов теплоэнергообеспечения путем всемерного сохранения и развития действующего шахтного фонда, а также на осуществление диверсификации производства в угольной промышленности не в форме строительства мелких кустарных производств и ремесел, а на превращение в конечном итоге угольной промышленности из энергопотребляющей отрасли - поставщика в общем-то низко конкурентного исходного сырья - энергоносителя, в энергопроизводящую отрасль - поставщика конечных наиболее ценных продуктов теплоэнергоснабжения.

Наконец, последнее. Известно, что одной из серьезных проблем эффективного использования угля является проблема его транспорта и доставки потребителям. В образовании цены поставки угля на внутренний рынок особенно большое значение оказывает как расстояние, так и вид транспорта. В частности, фрахтовые ставки баржевых перевозок угля водным путем составляют по мировому опыту лишь половину от стоимости железнодорожных перевозок. Если в тех же США дальности внутренних перевозок угля находятся в пределах

1000 км, то в России они уже составляют минимум две-три тысячи километров. А если говорить о его доставке в морские порты из того же Кузбасса, ставшего теперь уже главной угольной базой России, то эти расстояния увеличиваются до 4-5 или даже 5-6 тысяч километров. Эта предопределенная самой природой и историей особенность России не позволяет рассчитывать, что при сохранении традиционного взгляда на уголь и на угольную промышленность, как на поставщика исходного энергетического сырья, а не конечных продуктов теплоэнергоснабжения, никакие реструктуризации отрасли кардинально не спасут дело и о равноправном партнерстве угольной отрасли с теми же нефтяной и газовой отраслями, поставляющих свою продукцию в облагороженном и в глубоко переработанном виде, да к тому же еще и с помощью высокоэффективного трубопроводного транспорта, говорить, конечно, не приходится. Органическое же соединение горно-технологических процессов отработки угольных месторождений с физико-энергетическими процессами выработки электроэнергии и других конечных продуктов теплоэнергоснабжения путем создания на базе многих уже имеющихся сегодня угольных шахт подземных энерготехнологических комплексов, с рациональным включением в их состав и других взаимодополняющих высокоэффективных способов и технических средств получения энергии, позволит превратить угольную промышленность в высокоразвитую вполне конкурентно способную в сравнении с другими отраслями ТЭК отрасль индустрии, поставляющую свою продукцию потребителям в виде конечных наиболее ценных продуктов, причем не с помощью низкоэффективных механических транспортных систем, а по трубам и по проводам. Последующее изложение книги посвящено описанию и обоснованию этого, как нам представляется, исключительно важного направления.

### **1.3. Основные технологии сжигания и переработки угля для подземных энергокомплексов**

К настоящему времени в теплоэлектроэнергетике накоплен громадный опыт по переработке-сжиганию угля, начиная от топок с простейшим слоевым сжиганием и вплоть до высокоэффективных процессов пылеугольных котлов с циклонными и вихревыми топками, а также котлов с циркулирующим кипящим слоем. Переработка и сжигание твердого топлива - это важнейшая самостоятельная область науки и техники современной теплоэлектроэнергетики [ 1,2 ], на изложение хотя бы основных положений которой настоящая работа ни в коей мере не претендует. Все же с интересующих нас позиций необходимо остановиться хотя бы на нескольких наиболее важных, с нашей точки зрения, обстоятельствах.

Прежде всего главным, а возможно и решающим для непрерывного развития и совершенствования методов сжигания и переработки твердого топлива в теплоэлектроэнергетике до последнего времени являлось требование максимально возможного снижения удельного расхода топлива на единицу вырабатываемого конечного продукта в виде тепла или электроэнергии. Ни в коей мере не отрицая справедливость подобного требования применительно к предшествующим, можно сказать полностью автономным этапам развития теплоэнергетики по отношению к добывающим отраслям промышленности, в частности по отношению к той же угольной промышленности, необходимо подчеркнуть, что в связи с появившейся необходимостью органического сочленения в рамках единого энерготехнологического комплекса по производству продуктов теплоэнергоснабжения горно-технологических процессов добычи твердого топлива и физико-энергетических процессов выработки электроэнергии [

3 ] это требование, само по себе оставаясь верным, уже не может являться столь строгим и доминирующим, поскольку в расчет должны приниматься буквально все трудоемкости, потери, затраты и стоимости на всех этапах производственного цикла, начиная от места залегания угля в пластах и до получения конечных продуктов теплоэнергоснабжения.

Представляется достаточно очевидным, что уже на первой стадии создания подземных энерготехнологических комплексов с использованием обычных (существующих) технологий добычи угля на шахтах могут вполне успешно применяться и существующие технологии его переработки-сжигания. Тем не менее следует ожидать, что применение самых последних достижений в этой области позволит перейти на качественно новый уровень, прежде всего с позиций повышения экологической чистоты производства электроэнергии и других продуктов теплоэнергоснабжения.

Большой интерес, в частности, представляют разработки американской фирмы TRW ( штат Калифорния) [ 4 ] по созданию предтопок (комбасторов TRW), включающих бункер угольной пыли, систему подачи пыли с высокой концентрацией, компактную циклонную камеру сгорания с жидким шлакоудалением, на входе в которую установлена камера предварительного горения для подогрева воздуха. Продукты неполного сгорания угольной пыли через короткий соединительный короб поступают к вторичным горелкам и далее в основную топочную камеру котла. Опыты, проведенные при сжигании комбасторами нескольких марок углей, а также водоугольной суспензии, подтвердили стабильность горения и высокую надежность установки в целом. В результате этих опытов было также установлено, что:

- на выходе из комбастора степень выгорания горючей массы составляет 99,5% (при сжигании каменных и бурых углей);

- в комбасторе улавливается примерно 90% минеральной части топлива;
- в основную топочную камеру выносятся самые мелкие золовые частицы (86% имеют размер менее 10 микрон);
- при снижении коэффициента подачи воздуха в комбастор до  $\alpha = 0,7$  концентрация окислов азота на выходе снижается до 417 мг/нм<sup>3</sup>;
- при использовании кальцийсодержащего сорбента ( $Ca/S = 1,2 - 3,3$ ) удается на 40 - 70% снизить выбросы сернистого ангидрида (при сжигании битуминозного угля с содержанием серы 2,1%).

В настоящее время с использованием комбасторов TRW в рамках федеральной программы США "Технологии чистого использования угля" на Аляске создается ТЭС *Healy*. Два комбастора TRW тепловой мощностью 102 Мвт будут установлены на вновь сооружаемом энергоблоке 55 МВт. Здесь важно также подчеркнуть, что при использовании комбасторов TRW и некоторых марок углей может достигаться не только экологически чистое сжигание топлива без серогазоочистки, но и существенное снижение габаритов котельного агрегата, что как будет ясно из всего последующего изложения, чрезвычайно важно именно при создании подземных энерготехнологических комплексов.

В современной электроэнергетике, как известно, особенно перспективным считается создание энергоблоков и теплоэлектростанций в целом, базирующихся на использовании бинарного - парогазового цикла производства продуктов теплоэнергоснабжения, а для случаев использования в качестве первичного энергоносителя твердого топлива и его внутрицикловую газификацию.

В послевоенные годы в бывшем СССР достаточно широко велись работы и использовались различные технологии и оборудование для производства горючих газов путем газификации твердого топлива [ 5,6 ]. Были созданы

и успешно эксплуатировались генераторные станции для бытового газоснабжения и производства горючих газов, используемых в промышленности для различных технологических целей и процессов.

В дальнейшем, в связи с бурным развитием технологий добычи, переработки и широкого использования природного газа эти работы были почти свернуты. Однако, несмотря на то, что, хотя сами научно-исследовательские работы по аппаратной газификации твердого топлива в СССР и не прекращались, в России так до сих пор и не создана серийно выпускаемая конструкция газогенератора-газификатора угля.

На передовые позиции в мире в области газификации угля аппаратными методами вышли зарубежные фирмы ЛУРГИ (ФРГ), ТЕКСАКО (США) и др., которые разработали и успешно осуществляют широкую программу создания к 2000 г. целой сети газогенераторных станций - заводов по производству из твердого топлива горючих газов самого разнообразного назначения вплоть до выработки искусственного газообразного топлива - заменителя природного газа. Поэтому вопросы внутрицикловой газификации угля сами по себе во многом уже являются решенными и, безусловно, представляют большой интерес и при создании подземных энерготехнологических комплексов.

Предварительная газификация твердого топлива в процессе производства продуктов теплоэнергоснабжения при создании подземных энерготехнологических комплексов представляет особый интерес. Достаточно лишь вспомнить, что еще в прошлом веке выдающийся ученый-химик Д.И. Менделеев выдвинул идею газификации угольных пластов непосредственно на месте их залегания путем бурения с поверхности на пласт скважин, подачи по ним газифицирующего реагента и отвода образующихся под землей горючих газов, то есть фактически идею наиболее привлекательной бесшахтной

и, как теперь принято говорить, полностью безлюдной технологии отработки угольных месторождений с одновременным получением при этом более благородных первичных энергоносителей нежели обычное твердое топливо.

Однако, несмотря на достаточно большой комплекс научно-исследовательских, экспериментальных и даже опытно-промышленных работ по бесшахтной подземной газификации угольных пластов, выполненных уже в этом столетии, прежде всего в бывшем СССР [ 7 ], да и в ряде зарубежных стран тоже, проблема бесшахтной подземной газификации угля так и не получила удовлетворительного промышленного решения.

Не вдаваясь в детальный анализ причин и обстоятельств многочисленных неудач на этом казалось бы чрезвычайно простом и весьма заманчивом пути, отметим лишь три важнейших, по-нашему мнению, обстоятельства, исключающих в принципе возможность эффективной отработки сегодня угольных месторождений методами бесшахтной подземной газификации твердого топлива.

Во-первых, при бесшахтной подземной газификации, в отличие от разработки угольных месторождений шахтным способом, имеется весьма и весьма ограниченный доступ к самому угольному пласту. Это не дает возможности создать эффективно контролируруемую и управляемую конструкцию подземного газогенератора, а гидравлический (аэродинамический) режим его работы является неопределенно изменяющимся во времени и в пространстве. Последнее приводит к необходимости работать под избыточным давлением в подземном газогенераторе, хотя это не только не решает проблемы управляемости процесса, но и приводит к другим отрицательным последствиям. В частности, при работе под давлением фактически исключается возможность отработки свиты пластов, поскольку после выгазовывания уже одного из пластов проницаемость окружающих боковых горных пород сильно

увеличивается, утечки дутья и газа также возрастают, а слабоуправляемый процесс газификации угля и вовсе выходит из-под контроля.

Во-вторых, бесшахтная подготовка подземных газогенераторов осуществляется бурением на пласт с дневной поверхности системы скважин рядами, причем расстояние между рядами скважин и между самими скважинами должно быть порядка 20-40 м, то есть дневная поверхность над отрабатываемыми пластами должна быть абсолютно свободной и допускать постоянное производство подобных работ. Наконец, само понятие (название) бесшахтная подземная газификация угля предопределяет полное исключение шахт, как таковых, что, конечно, не осуществимо с какой бы точки зрения эта проблема не рассматривалась.

В-третьих, в силу указанного выше при бесшахтной подземной газификации угольных пластов почти неразрешимыми являются и проблемы гарантированного обеспечения экологической чистоты производства.

Таким образом, принципиально любая технология отработки угольных месторождений и производства продуктов теплоэнергоснабжения, тем более претендующая быть новой, должна в максимально возможной степени учитывать, как весь имеющийся в теплоэлектроэнергетике опыт переработки и сжигания твердого топлива, так и учитывать громадный опыт накопленный угольной промышленностью к настоящему времени, в том числе, разумеется, и опыт работ по бесшахтной подземной газификации угля.

#### **1.4. Базовые технологические схемы работы подземных энерго- для производства продуктов теплоэнергоснабжения**

Одним из перспективных направлений совершенствования техники и технологии производства различных продуктов теплоэнергоснабжения путем



"добычи" и переработки твердого топлива может явиться создание подземных энерготехнологических комплексов, реализующих в том или ином виде сформулированный выше принцип совместной добычи и переработки твердого топлива и интегрирующих в себе горно-технологические процессы отработки месторождений полезного ископаемого, то есть собственно добычи твердого топлива, и физико-энергетические процессы выработки (производства) конечных продуктов теплоэнергоснабжения (тепло, электроэнергия, горючие газы и т.д.), и включающих также одновременное использование тем или иным образом различных методов получения и преобразования энергии. При этом совершенно справедливо ожидать, что в наиболее общем случае эффективность производства продуктов теплоэнергоснабжения должна быть тем более высокой, чем в большей степени достигается сокращение и ликвидация многочисленных ныне промежуточных технологических звеньев и операций на пути от места залегания твердого топлива в пластах (в частности угольных) до получения конечных наиболее ценных продуктов переработки и использования топлива, с одной стороны, и чем рациональнее, скажем так, организована каждая остающаяся стадия или звено процесса производства в целом, с другой стороны. Причем, эффективность производства, понимаемая в самом широком смысле, в качестве важнейших или главных компонент - составляющих, должна включать в себя естественным образом собственно экономическую эффективность, экологическую чистоту и безопасность работ также всего производства в целом.

Необходимо также еще раз подчеркнуть, что ориентация на обеспечение теплоэнергоснабжения именно за счет твердого топлива на более или менее отдаленную перспективу сегодня является практически общепризнанной, поскольку имеющиеся на Земле запасы твердого топлива, прежде всего угля и урана, значительно превосходят запасы нефти и газа [ 8 ]. Более того,

уже сегодня в ряде крупнейших стран мира (США, Китай, Австралия, Индия и т.д.) более половины электрической энергии, составляющей основу индустриального развития и обеспечения важнейших жизненных потребностей людей, вырабатывается именно из угля. Поэтому принятая ныне в Российской Федерации стратегия на развитие теплоэлектроэнергетики за счет нефти и газа в ближайшие несколько десятков лет в форме так называемой газовой паузы, при том, что и сегодня в России доля угля в общем балансе энергообеспечения страны по различным оценкам составляет всего лишь 14 - 20 %, является по нашему мнению далеко не бесспорной. Какие бы аргументы и доводы здесь не приводились в пользу газовой паузы, имеется целая гамма абсолютно бесспорных соображений и фактов, свидетельствующих о необходимости не только рассмотрения и учета, так сказать на аналитическом уровне, альтернативных путей развития теплоэлектроэнергетики, но и о необходимости реального осуществления этих альтернатив, если этой самой газовой паузе даже придется и потесниться.

Во-первых, нефть и газ это, пожалуй, поистине бесценные полезные ископаемые, и имеются они на земном шаре, к сожалению, в сравнительно небольшом количестве, а потребности в них не могут быть исключены и для многих грядущих поколений людей. Поэтому сжигание их в топках котлов электростанций для выработки тепла и электроэнергии, если имеется хоть малейшая возможность избежать этого, просто не допустимо ни под какими предлогами. К этому можно еще добавить, что на каждой тонне нефти или тысяче кубических метров природного газа не поставленных на мировой рынок (в те страны, которые не располагают собственными запасами этих ископаемых), а сожженных в топке котла, так сказать на внутреннем рынке, Россия терпит весьма ощутимые потери [ 9 ].

Во-вторых, сегодняшняя доля угля в топливно-энергетическом балансе страны является настолько низкой, что вероятно уже находится на грани энергетической безопасности России. Как иначе оценить те катаклизмы в теплоэнергоснабжении ряда регионов, имевших место в 1993-1994 гг., по всему северному поясу страны, и тот факт, что даже такие богатейшие по запасам угля регионы, как Приморье и Сахалин, буквально на голодном пайке "сидят" в отношении тепла и электроэнергии, ограничения и отключения в поставках которых стали там уже чуть ли не повседневной реальностью?

В-третьих, принятая ныне в Российской Федерации программа оздоровления угольной промышленности, так называемая программа реструктуризации отрасли, фактически ведь предусматривает чуть ли не обвальное закрытие многих и многих десятков угольных шахт, вплоть до целых угольных бассейнов, причем процесс этот уже пошел достаточно высокими темпами. Так, если на конец существования СССР в Российской Федерации насчитывалось 242 угольных шахт, то сегодня их стало уже 206 и все чаще приходится слышать, что в ближайший какой-нибудь десяток лет их и вовсе останется не более 50. Даже при сохранении добычи угля на существующем уровне ясно, что подобная концентрация производства неминуемо обернется дальнейшим повышением транспортных расходов на перевозки угля, которые уже и сегодня нередко значительно превышают затраты на собственно его добычу. Это в свою очередь, по-видимому, обернется дальнейшим увеличением стоимости тепла и электроэнергии со всеми вытекающими отсюда последствиями, не говоря уже о более отдаленных перспективах, о которых говорилось выше. Более того, по данным также и [ 9 ] закрытие только одной шахты в ценах 1993 г. обходится в десятки миллиардов рублей. Поэтому для всех намечаемых к закрытию угольных шахт потребуются, следовательно, затраты на уровне многих триллионов рублей. Как говорится сам собой встает вопрос: не выгодней ли потратить эти

немалые средства, если и не на полное свертывание угледобычи, то уж на совершенно очевидную консервацию, при этом на долгие годы в последующем, существующей, в общем-то весьма устарелой и малоэффективной технологии добычи и использования угля, вместо форсированной разработки и широкого практического внедрения принципиально новых идей и подходов, способных кардинальным образом улучшить состояние дел не только в ближайшем будущем, но и учесть стратегические перспективы развития теплоэлектроэнергетики? Думается, что ответ здесь также является однозначным. Можно было бы и дальше продолжать перечисление аргументов и доводов в пользу поиска и осуществления альтернативных путей развития теплоэлектроэнергетики, и в частности угольной электроэнергетики, включающей в себя сегодня угольную промышленность в виде некоего сырьевого придатка, однако это уже выходит далеко за рамки и цели данной работы.

К настоящему времени предложено заметное количество технологических схем работы подземных энергокомплексов, скорейшее создание которых представляется крайне необходимым в свете упоминавшихся выше проблем угольной промышленности. При этом первостепенное значение имеет установление исходных - базовых технологических схем подземных энергокомплексов, позволяющих обоснованно подходить к выбору наиболее рациональных технико-технологических решений по их созданию в каждом конкретном случае во всем диапазоне возможных решений, начиная от простейшего - тривиального случая в виде простой комбинации (суммы) "шахта + ТЭЦ" и вплоть до гипотетически идеальных схем, обеспечивающих получение конечных продуктов теплоэнергоснабжения непосредственно на месте залегания угля в пластах с тем или иным сочетанием других источников и способов получения энергии. При столь общих исходных предпосылках для

установления совокупности базовых технологических схем подземных энергокомплексов принят вид материально-энергетических потоков, циркулирующих в схеме энергокомплекса между его подземным пространством и дневной поверхностью, а для дальнейшей их конкретизации используются такие факторы, как техника и технология "добычи" угля или отработки месторождения, наличие в схеме энергокомплекса и вид других источников получения энергии.

Первый тип подземных энергокомплексов составляет совокупность технологических схем, которые предусматривают ту или иную степень переработки твердого топлива в подземных условиях шахты в более облагороженные виды энергетического топлива и выдачу их на дневную поверхность для последующего использования, таких прежде всего, как генераторный газ (синтез-газ), топливная композиция в виде смеси генераторного газа и пылевидного твердого топлива, водоугольная суспензия и т.д.

Ко второму типу относятся базовые технологические схемы энергокомплексов, в которых между дневной поверхностью и подземным пространством шахты циркулирует промежуточный энергоноситель или, точнее говоря, то или иное рабочее тело, используемое уже непосредственно в том или ином термодинамическом цикле преобразования энергии и получения конечных продуктов теплоэнергоснабжения. Прежде всего это, конечно, обычный водяной пар (вода), которые и сегодня наиболее широко используются в современной теплоэнергетике.

Наконец, третий тип базовых технологических схем составляют подземные энергокомплексы, предусматривающие выработку в подземных условиях - в шахте и конечных продуктов теплоэнергоснабжения с последующей

выдачей их на дневную поверхность для поставки потребителям.

Рассмотрим более детально некоторые базовые технологические схемы подземных энергокомплексов. На рис. 1.1 представлена технологическая схема подземного энергокомплекса первого типа, создаваемого путем реконструкции действующей угольной шахты и предусматривающего сохранение на ней существующей техники и технологии добычи угля, а также переработку угля в газообразное топливо подземными стационарными газификаторами угля горнового типа ВТИ [ 10 ] (зарубежный аналог газогенератор BGL фирмы Лурги), обеспечивающих газификацию угля под давлением около 2 МПа.

Под землей в районе околоствольного двора шахты в специально пройденных и соответствующим образом оборудованных камерах устанавливается один или несколько газогенераторов ГГ с конвективными шахтами КШГ для предварительной очистки генераторного газа, получаемого в газогенераторах. Уголь из очистных забоев как и обычно доставляется к стволу и подается в накопительный бункер НБ, откуда он далее поступает на ту или иную систему углеподготовки (например, на систему термобрикетирувания СТБР - при необходимости) и через систему шлюзования (СШТРБ) затем поступает в газогенератор ГГ. Зола после газогенератора через систему шлюзования шлаков направляется на линию золопереработки, а генераторный газ по стволловому газопроводу выдается на дневную поверхность, проходит стадию сероочистки и подается для дальнейшего использования. В качестве энергогенерирующего оборудования в данном случае используется парогазовая электростанция, работающая по так называемому бинарному термодинамическому циклу.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА ПЕРВОГО БАЗОВОГО ТИПА**

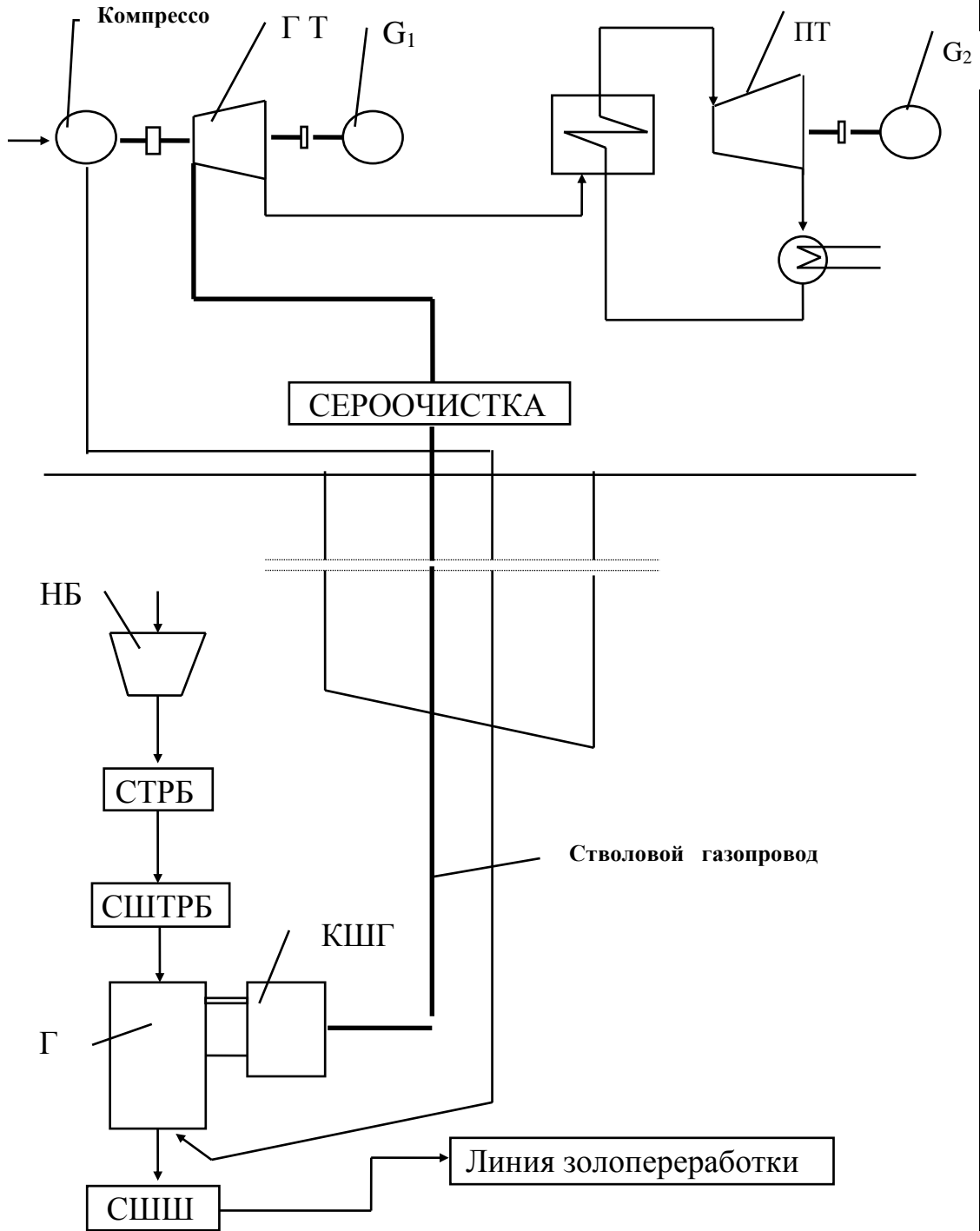


РИС. 1.1

Генераторный газ ( синтез-газ ), вырабатываемый под землей из угля, поступает в камеру сгорания газовой турбины ГТ, на валу которой находятся компрессор и электрический генератор G1. Высокотемпературный выхлоп газовой турбины в свою очередь подается на паротурбинную установку с котлом - утилизатором, паровая турбина ПТ вращает электрический генератор G2. Нетрудно видеть, что данная технологическая схема работы подземного энергокомплекса представляет собой фактически органическое соединение традиционной угольной шахты с весьма перспективными электростанциями комбинированного парогазового цикла, которые обеспечивают значительное повышение экологической чистоты производства электроэнергии и, что не менее важно, повышение кпд электростанции до 40-50% [ 11 ]. Все это в конечном итоге может обеспечить реконструкцию многих считающихся сегодня нерентабельными угольных шахт в высокоэффективные подземные энергокомплексы по производству наиболее ценных продуктов теплоэнергоснабжения.

На рис. 1.2 показана одна из технологических схем подземных энергокомплексов второго базового типа, предусматривающая полное или окончательное использование (сжигание) угля в подземных условиях и выработку в шахте водяного пара высоких (требуемых) параметров, как промежуточного энергоносителя, используемого для производства электроэнергии. При этом переработка угля, как и в предыдущем случае, осуществляется с помощью тех же газификаторов, установленных стационарно под землей - в шахте. Предлагаемое технологическое решение позволяет органически включить в схему работы энергокомплекса и другой способ получения электрической энергии, а именно гидравлический способ, являющийся в принципе наиболее экологически чистым и к тому же полностью возобновляемым, то есть не требующим



расходования невозобновляемых ресурсов. Это достигается тем, что при размещении паропроизводящего оборудования под землей, а паротурбинного отделения электростанции на поверхности шахты между подземным пространством и дневной поверхностью энергокомплекса циркулирует поток теплоносителя (воды), проходящего согласно циклу Карно две последовательные стадии - фазы: из-под земли в виде высокопотенциального водяного пара (т.е. в газообразной фазе) и в жидкой фазе после конденсации пара с поверхности в шахту. Поэтому дополнительно устанавливая под землей гидрогенераторы, включенные в контур циркуляции теплоносителя, реализуют так называемый расширенный паросиловой цикл производства электрической энергии, при котором ее выработка осуществляется не только на стадии движения теплоносителя в газообразной фазе тепловым двигателем (паровой турбиной), но и на стадии движения теплоносителя в жидкой фазе механическим двигателем (гидравлической турбиной). Это может оказаться особенно эффективным в условиях глубоких угольных шахт, где затраты на подъем угля на поверхность становятся уже ощутимыми и где имеется довольно высокий перепад геодезических уровней между подземными горизонтами и дневной поверхностью. Само собой разумеется, переработка - сжигание угля под землей при этом может осуществляться и с помощью традиционного котельного оборудования с учетом, конечно, размещения его в подземных условиях шахт.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА ВТОРОГО БАЗОВОГО ТИПА**

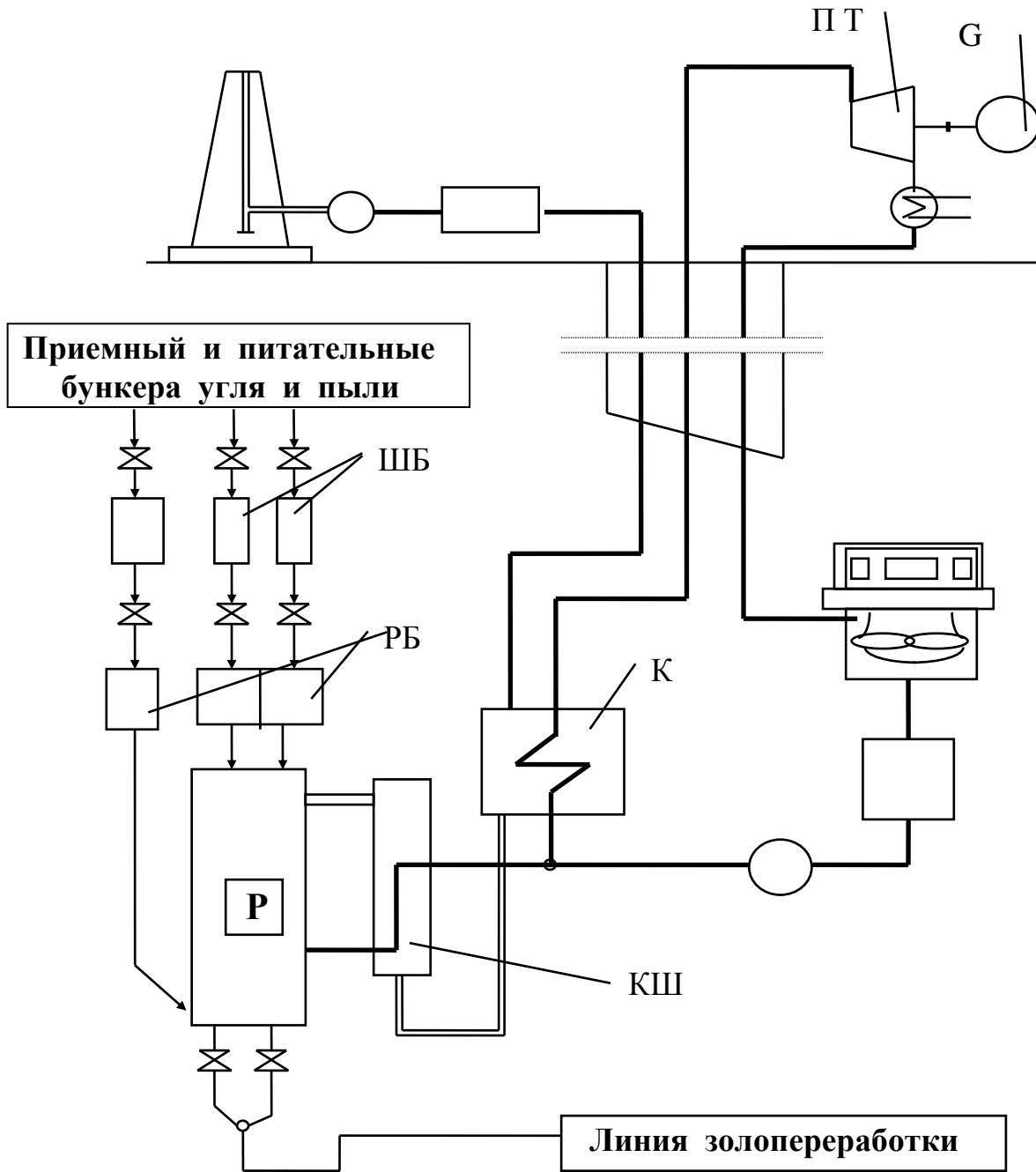


РИС. 1.2

В показанной на рис. 1.2 технологической схеме работы подземного энергокомплекса второго базового типа, как и в предыдущем случае, уголь добывается с помощью обычной - существующей на шахте техники и технологии, а после доставки в район околоствольного двора предварительно газифицируется такими же газогенераторами горнового типа. Кроме того, под землей устанавливается также котельная установка для сжигания генераторного газа и производства водяного пара требуемых параметров К, а также гидрогенератор, изображенный на рисунке соответствующим символом.

Уголь после доставки к стволу проходит относительно простую подготовку, включающую отсев пыли и выделение класса 5-50 мм, и направляется соответственно в питательные бункера П. Далее пыль и уголь через шлюзовые бункера ШБ поступает в расходные бункера РБ, из которых угольная пыль подается в дутьевые фурмы, а кусковой уголь через вертикальные каналы в реакционную камеру Р газогенератора.

Генераторный газ после предварительной очистки (при необходимости) в конвективной шахте КШ газификатора угля подается в топку котла К, вырабатывающего водяной пар заданных параметров. Последний по термостатированному паропроводу, проложенному в стволе шахты, поступает в паротурбинное отделение, располагаемое на дневной поверхности. Отработанный пар после конденсации, точнее конденсат, по стволловому водопроводу сбрасывается в шахту на гидрогенератор, вырабатывающий электроэнергию уже за счет энергии, запасенной жидкостью под действием гравитационных сил. После гидрогенератора вода снова направляется в котельную установку К и цикл движения теплоносителя на этом замыкается. Выходные продукты сжигания газообразного топлива в котле К по стволловому газопроводу выдаются на поверхность шахты и после соответствующей очистки через

вентиляционную трубу выбрасываются в атмосферу на заданной высоте.

Наибольший эффект, конечно, будет здесь достигаться, как, впрочем, и во всех других типах подземных энергокомплексов, при переходе к новым термогазодинамическим и парогазовым способам и технологиям безлюдной отработки угольных пластов. Одна из таких технологий описана в [ 12 ]. Следует также особо отметить, что создание подземных энерготехнологических комплексов второго базового типа возможно и при использовании вместо угля других видов первичного энергоносителя, в частности ядерного топлива. Тогда подземный энергокомплекс фактически становится подземной атомной электростанцией [ 13 - 15 ], обладающей повышенной безопасностью и экологической чистотой в эксплуатации, что весьма важно не только само по себе, поскольку практически любая, в том числе и полностью отработанная шахта, может быть реконструирована в высокоэффективный комплекс по производству тепла и электроэнергии, но и для дальнейшего расширения области эффективного и безопасного применения атомной энергетики в целом.

Как уже подчеркивалось ранее, в конечном итоге наибольший интерес рано или поздно будут представлять подземные энерготехнологические комплексы, обеспечивающие получение непосредственно в подземных условиях и конечных продуктов теплоэнергоснабжения, в частности электроэнергии, поскольку только в этом случае в максимально возможной степени может быть сокращен путь от места залегания твердого топлива в пластах до получения конечных продуктов его использования. Более того, уже сегодня представляется крайне важным и вполне осуществимым создание даже на базе имеющегося в серийном производстве энергооборудования, путем соответствующей реконструкции полностью отработанных и выбывающих из эксплуатации угольных и других шахт, подземных энергокомплексов третьего базового типа в форме

подземных гидроаккумулирующих электрических станций [ 16 ], обеспечивающих эффективное, экологически чистое и достаточно безопасное подземное производство тепла и электроэнергии за счет комбинированного использования ядерного топлива и гравитационных сил Земли. К этому можно еще добавить, что в качестве подземных энергокомплексов третьего базового типа могут вполне естественно рассматриваться и те или иные шахтные теплонасосные станции и установки, реализующие весьма выгодный для целей теплоэнергоснабжения обратный цикл Карно и использующие значительные запасы геотермальной энергии [ 17 ].

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать вывод , что создание подземных энерготехнологических комплексов, интегрирующих в себе лучшие достижения, имеющиеся в ряде смежных топливно-энергетических отраслей промышленности, может явиться эффективным путем решения многочисленных и достаточно болезненных проблем не только в угольной промышленности, но и весьма важным направлением развития теплоэлектроэнергетики в целом.

### **1.5. Энерготехнологические комплексы с подземным сжиганием угля**

Проблема повышения эффективности работы топливно-энергетического комплекса России, и в частности таких его составляющих как угольная промышленность и угольная электроэнергетика, как уже неоднократно подчеркивалось ранее, приобрела чрезвычайную важность и, можно сказать, небывалую остроту. Достаточно сказать, что в связи с высокой трудоемкостью и крайне низкой эффективностью добычи угля с помощью существующих, так называемых традиционных технологий, более чем на половине шахт встает вопрос о целесообразности поддержания на них добычи угля, а высокая стоимость транспортировки - доставки твердого топлива на электростанции для производства электроэнергии, обуславливают необходимость поиска новых подходов к совершенствованию этих отраслей с учетом не только экономических факторов, но и, что не менее важно, с целью радикального повышения экологической чистоты и обеспечения максимальной безопасности добычи и переработки угля.

Поэтому создание подземных энерготехнологических комплексов того или иного базового типа, реализующих принцип совместной добычи и переработки первичного энергоносителя - угля в рамках единого производства, интегрирующего в себе горно-технологические процессы отработки угольного месторождения и физико-энергетические процессы выработки тепла и электроэнергии, как конечных наиболее ценных продуктов переработки и использования угля, представляет большой практический интерес.

При этом, разумеется, эффективность каждого конкретного решения будет тем более значительной, чем в большей степени при создании такого рода энерготехнологического комплекса будет достигаться сокращение числа и ликвидация промежуточных технологических звеньев и операций в существующей ныне весьма длинной технологической цепи на пути от места залегания угля

в пласте до получения тепла и электроэнергии, как конечных продуктов переработки и использования угля.

Простейшим - тривиальным примером реализации указанного выше принципа совместной добычи и переработки угля, как уже отмечалось выше, является создание энерготехнологического комплекса в виде простой совокупности угольной шахты и тепловой электростанции - ТЭЦ, размещенной на одной и той же промышленной площадке что и шахта или же в непосредственной близости от последней.

Очевидно, что даже в этом простейшем случае, но при производстве электроэнергии непосредственно на шахте, исключаются перевозки угля и достигается значительное повышение экономической эффективности работы шахты за счет собственного энергообеспечения и возможности эффективного использования многочисленных "отходов" угольного производства (штыбов, шламов, промежуточных продуктов углеобогащения и т.д.). Более того, уже сегодня практически все шахты имеют достаточно мощное котельное хозяйство, где сжигается значительное количество угля, но вырабатывается лишь тепло, в то время как при комплексном использовании первичного энергоносителя (в данном случае угля) , то есть при одновременном производстве и тепла, и электроэнергии обеспечивается куда более высокая степень его использования.

Следующим естественным шагом на пути органического объединения горно-технологических процессов добычи угля и процессов его переработки в тепло и электроэнергию является его сжигание в подземных условиях, то есть без выдачи из шахт, с помощью достаточно отработанных и широко применяющихся в современной электроэнергетике топочных устройств (топок), в частности с подвижными решетками, обеспечивающих достаточно эффективное сжигание практически любых видов, в том числе и низкосортных, твердых топлив

(каменного и бурого угля, торфа и пр.).

В основу такого решения кладется идея выдачи из-под земли не угля, как первичного энергоносителя, а получения под землей с помощью стационарных топочных устройств высокотемпературных продуктов сжигания угля и выдачи их по специальному термоизолированному (обмурованному) термогазопроводу, проложенному по стволу шахты (или по специально пройденной скважине большого диаметра) с последующей подачей этих высокотемпературных продуктов сжигания угля в паросиловую контур для производства (выработки) электроэнергии.

Необходимо отметить, что ранее уже предпринимались попытки подземного сжигания угля непосредственно в пластах (на месте его залегания), с целью получения высокотемпературных газообразных продуктов под землей и выдачи их на дневную поверхность для последующего использования [ 18-20 ], которые, как известно, не дали пока серьезных практических результатов. Оставляя в стороне имевшие место при проведении этих безусловно важных экспериментов недоработки чисто технического порядка, укажем лишь на два главных, с нашей точки зрения, отрицательных обстоятельства, которые в принципе исключают достижение сколь угодно существенных результатов на этом пути.

Во-первых, подготовка участков (блоков) пласта к подземному сжиганию, хотя и велась в Донбассе шахтным способом, а с поверхности скважинами, что имело место на шахте № 3 "Киреевская" в Подмосковном угольном бассейне, оказалась крайне неудачной. Вследствие этого управление процессом подземного сжигания угля в пласте также оказалось малоэффективным и даже более того практически невозможным.

Во-вторых, тепловая энергия, которую в этих опытах пытались получать прямо в угольном пласте и извлекать затем ее на поверхность шахты, как известно является специфическим видом энергии, которая без принятия особых дорогостоящих



и достаточно сложных мероприятий не допускает без потерь транспортировки на сколько-нибудь значительные расстояния.

Поэтому в СНТТ "Техноподземэнерго" была разработана технологическая схема энерготехнологического комплекса, предусматривающая подземное, скажем так, "гарантированное" сжигание угля подземными стационарными топочными устройствами при сохранении, конечно, в этом случае на шахте существующей техники и технологии добычи угля. Эта технологическая схема подземного энергокомплекса показана на рис.1.3 и включает в себя: подземную камеру 1, угольную топку 2, ствол угольной шахты 3, теплоизолированный (обмурованный) стволовой термогазопровод 4, котел-утилизатор 5, паровую турбину 6, электрический генератор 7, конденсатор 8, конденсатный (питающий) насос 9, очистную установку 10, тягодутьевой вентилятор 11 и вентиляционную (дымовую) трубу 12.

Для размещения под землей одного или нескольких топочных устройств на соответствующем горизонте шахты сооружают (проходят) специальную подземную камеру 1 либо оборудуют требуемым образом отдельный участок на одной из примыкающих к стволу существующих горных выработок. В камере 1 устанавливают топочные устройства того или иного типа в зависимости от количества и характеристик подлежащего переработке угля. В стволе шахты 3 (в одном из стволов) устанавливают теплоизолированный

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА  
С ПОДЗЕМНЫМ СЖИГАНИЕМ УГЛЯ**

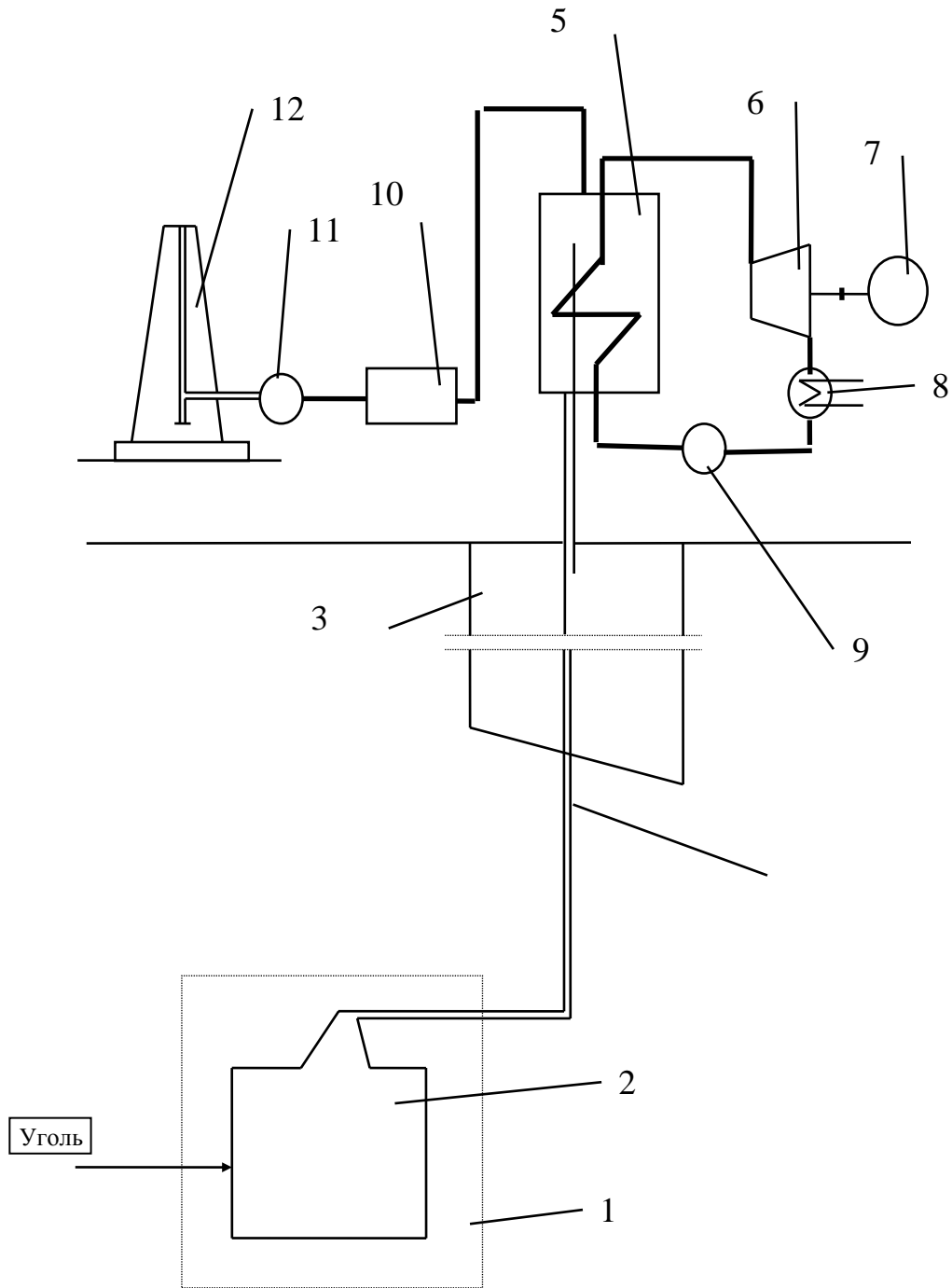


РИС. 1.3

(обмурованный) термогазопровод 4, который подсоединяют к выходу топки 2, а на поверхности шахты устанавливают контур тепломеханического оборудования для производства электроэнергии, включающий в себя котел-утилизатор 5 и другое стандартное для паротурбинных электростанций энергооборудование.

Поступающий к стволу из очистных забоев уголь подают как и обычно для сжигания в топку котла 2, а высокотемпературные продукты сжигания угля по стволловому термогазопроводу 4 выдают на поверхность шахты и направляют их в котел-утилизатор 5, вырабатывающий водяной пар требуемых (заданных) параметров, который в свою очередь направляют в паровую турбину.

Отработанные дымовые газы после котла-утилизатора подвергают очистке в устройстве 10 и тягодутьевым вентилятором 11 через дымовую трубу 12 выбрасывают в атмосферу.

Примерная конструкция стволлового термогазопровода 4 представлена на рис.1.4 и включает в себя стальную трубу 13 футерованную (обмурованную снаружи) огнеупорным кирпичем 14 с жаропрочным наполнителем - бетоном 15. Обмуровка снаружи защищена металлической бандажной защитой 16, имеющей те или иные приспособления для крепления к элементам крепления и обустройства ствола шахты 3.

Реализация предлагаемой технологической схемы энергокомплекса с подземным сжиганием угля в целом может быть осуществлена практически полностью на основе имеющегося серийного энергооборудования и явится первым серьезным шагом на пути к разработке и освоению новой подземной технологии добычи угля и производства электроэнергии, обеспечивающей значительное повышение экономической эффективности и экологической чистоты работ в топливно-энергетическом комплексе страны.

Вместе с тем в заключение следует подчеркнуть, что наиболее радикальные изменения и достижения в существующей сегодня технологии добычи и переработки - использования угля в конечном итоге будут обеспечены при переходе на новые термогазодинамические и парогазовые технологии безлюдной отработки пластов, рассматриваемые детально ниже. Тем не менее создание предлагаемых энергокомплексов с подземным сжиганием угля будет достаточно важным этапом на этом весьма перспективном пути.

**КОНСТРУКТИВНАЯ СХЕМА СТВОЛОВОГО  
ТЕРМОГАЗОПРОВОДА**

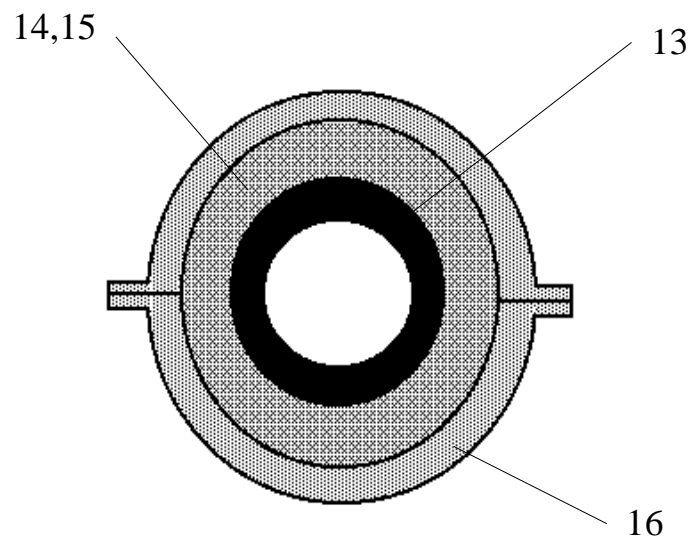


РИС. 1.4

### **1.6. Подземные энергокомплексы на базе шахт с гидравлической технологией добычи угля**

При подземной разработке угольных месторождений господствующей ныне является так называемая сухая технология добычи угля, основанная на применении механического его разрушения в пласте, доставки и выдачи его на поверхность шахт с помощью различных механических транспортных систем. Эта технология во многом себя уже исчерпала и в особенности в сложных горно-геологических условиях залегания угольных пластов не обеспечивает необходимости существенного повышения производительности и эффективности работ. Поэтому в свое время в Советском Союзе была предложена и осуществлена в промышленном масштабе гидравлическая технология добычи угля [ 21 ], базирующаяся на разрушении угля гидравлическими струями высокого давления, а также на доставке его от очистных забоев к стволам и выдаче на поверхность шахт с помощью высокопроизводительных гидротранспортных систем.

За истекшее время предпринимались достаточно серьезные усилия, в том числе и на высоком правительственном уровне, с целью дальнейшего развития этого способа ведения горных работ и существенного расширения области его применения, поскольку именно гидродобыча угля может обеспечивать достаточно высокопроизводительную работу при отработке запасов угля в сложных горно-геологических условиях. Не так давно предполагалось даже почти полностью перевести добычу в таком богатейшем по запасам высококачественных коксующихся углей месторождении, как Прокопьевско-Киселевское месторождение Кузбасса, именно на гидравлическую технологию. Но сегодня это не только не осуществлено, несмотря на ранее принимавшиеся весьма высокие решения, но и со всей остротой встала на повестку дня необходимость чуть ли не полного

сворачивания работ в этом поистине уникальном месторождении и поголовного закрытия действующих там угольных шахт.

Сложилась явно противоречивая ситуация, в основе которой лежит, по-нашему мнению, прежде всего и ряд принципиальных недостатков самой гидравлической технологии добычи, таких как значительный выход штыба, шламов и мелких классов угля (до 30-40 процентов и даже более), необходимость глубокого обезвоживания угля перед отправкой его потребителям, а также достаточно высокая энергоемкость процесса в целом. Радикальным подходом к устранению этого противоречия явилось бы [ 3 ] создание на базе шахт, добывающих уголь гидравлическим способом (да и не только), подземных энерготехнологических комплексов, обеспечивающих производство и поставку на рынок - потребителям, а также для собственных нужд, не только высококачественных угольных концентратов, но и других наиболее ценных продуктов переработки и использования угля (тепла, электроэнергии, горючих газов и т.д.) путем переработки угля или его части (прежде всего угольных шламов, штыба и различных "отходов" обогащения угля, сегодня в основном лишь загрязняющих окружающую среду) непосредственно на самой шахте. При этом требуется не какое-то капитальное строительство, что сегодня крайне важно, а лишь осуществление той или иной реконструкции действующего шахтного фонда и превращение таким образом сегодня убыточных и казалось бы совершенно неперспективных угольных шахт в высокоэффективные и прибыльные подземные энерготехнологические комплексы, тем более что уже и сегодня практически на всех шахтах имеются достаточно мощные котельные, сжигающие значительные количества угля и вырабатывающие лишь тепло, но не обеспечивающие комплексного производства продуктов теплоэнергоснабжения, являющегося, как известно, наиболее эффективным и в общем -

термодинамическом отношении.

Именно поэтому в СНТТ "Техноподземэнерго" было разработано целый ряд технологических схем работы подземных энерготехнологических комплексов на базе шахт с гидродобычей угля, отдельные из которых рассматриваются ниже. При этом предлагается два основных, точнее исходных пути решения проблемы, одинаково тем не менее базирующихся на том, что добываемый в очистных забоях уголь из шахты не выдается, а после доставки "самотечным" гидротранспортом к стволу перерабатывается под землей в водоугольную суспензию, которая выдается насосами на поверхность шахты и далее направляется на тот или иной энергоблок для выработки тепла и других продуктов теплоэнергоснабжения. Следует отметить, что в некотором смысле аналогичная идея повышения эффективности использования угля для целей теплоэнергоснабжения потребителей ранее уже начала осуществляться. Речь идет о реально разработанном проекте и построенном в бывшем Советском Союзе много лет тому назад трубопроводе для подачи водоугольной смеси из г. Белово в Новосибирск протяженностью 260 км с последующим сжиганием водоугольной суспензии в котлах существующей ТЭЦ, которые предполагалось переоборудовать специальными горелками для ее сжигания. Однако этот проект так и не удалось пока осуществить в полной мере из-за возникших больших сложностей транспортировки водоугольной пульпы на столь значительное расстояние. Тем не менее, полученный при этом опыт вполне убедительно свидетельствует в пользу того, что приготовление и эффективное сжигание водоугольных суспензий непосредственно на самой гидрошахте, или точнее в рамках предлагаемых подземных энерготехнологических комплексов, является вполне реальным.

Простейшая технологическая схема работы такого подземного энергокомплекса представлена на рис.1.5. В непосредственной близости от



ствола 1 в подземном пространстве шахты устанавливают угольную мельницу 2, оборудуют один или несколько бункеров 3 с питающим топливным насосом 4, выход которого соединяют со стволовым топливным трубопроводом 5.

На поверхности шахты устанавливают тепломеханическое оборудование для выработки электроэнергии, включающее низконапорный парогенератор 6 (то есть обычную котельную установку), соединенный со стволовым топливным трубопроводом 5, а также паровую турбину 7, электрический генератор 8, конденсатор 9 и питающий насос 10, соединенные между собой обычным образом.

Поступающий из забоев уголь вместе с водой подают в угольную мельницу 2, перерабатывающую исходное топливо в мелкодисперсную двухкомпонентную смесь в виде пылеобразных частиц угля и транспортирующего агента, в данном случае воды, то есть в водо-угольную суспензию, направляемую далее в накопительный бункер 3. Из бункера 3 водоугольная суспензия насосом 4 по стволовому топливному трубопроводу 5 подается в топку низконапорного парогенератора 6, оборудованного специальными горелками для сжигания водоугольной суспензии. Вырабатываемый пар заданных параметров с котельной установки подается на другое тепломеханическое оборудование паросилового контура для производства электрической энергии в обычном порядке. В данной технологической схеме, разумеется, может быть использовано в качестве транспортирующего агента и газообразное вещество, например, обычный сжатый воздух или тот же водяной пар. В первом случае в мельнице 2 уголь размалывается до пылевидного состояния и затем направляется в бункер угольной пыли 3, откуда питателем 4 по стволовому трубопроводу 5, как и ранее, воздушную пылеугольную смесь направляют в ту же котельную установку 6.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА НА БАЗЕ ШАХТЫ С  
ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ДОБЫЧЕЙ УГЛЯ**

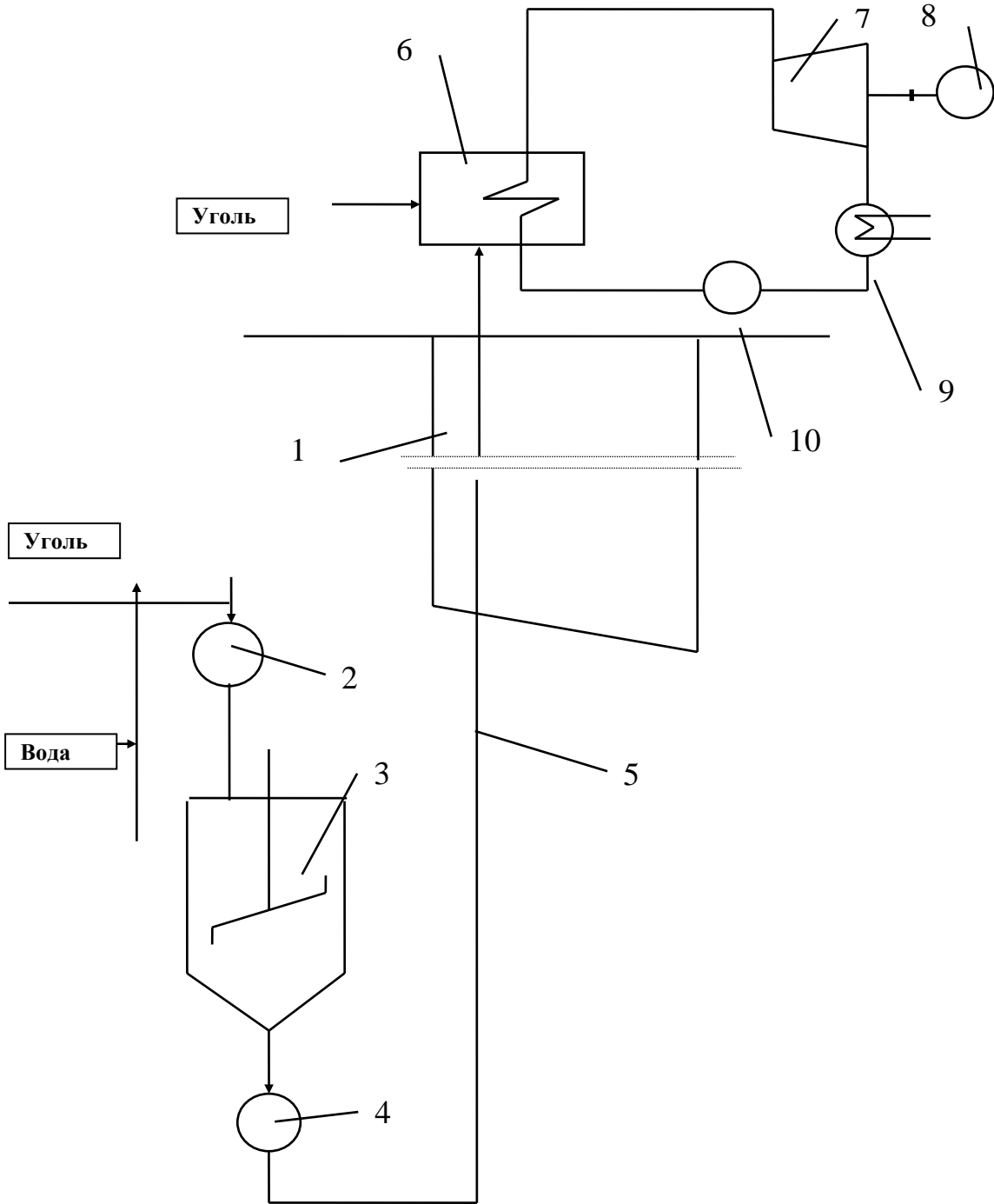


РИС. 1.5

При создании подземного энерготехнологического комплекса даже по этой простейшей технологической схеме обеспечивается снижение трудозатрат на добычу и переработку угля, как минимум на величину трудозатрат (стоимости), идущих сегодня на погрузочно-транспортные операции и нередко значительно превышающих затраты на собственно добычу угля.

Поступающий к стволу уголь, как уже отмечалось выше, под землей может перерабатываться не только в обычные водоугольную суспензию или пылеугольную смесь, но и в другие двухкомпонентные топливные смеси, например, в пароугольную смесь, являющиеся более предпочтительными по тем или иным соображениям для последующей переработки - сжигания. В этом случае в околоствольном дворе (пространстве) шахты устанавливают дополнительно испаритель 11 (рис. 1.6), в котором за счет какого-либо дополнительного источника тепла (энергии), например, за счет сжигания некоторой части исходной двухкомпонентной смеси, водоугольной суспензии в частности, последнюю преобразуют в пароугольную смесь. Из испарителя 11 пароугольная смесь по стволловому топливному трубопроводу 5, как и ранее, выдается на поверхность шахты и через циклонный сепаратор 12, отбирающий избыток пара, подается в топку парогенератора 6. Другим также достаточно апробированным путем создания подземных энерготехнологических комплексов на базе шахт с гидродобычей угля является использование весьма перспективного для электроэнергетики парогазового оборудования и так называемого бинарного термодинамического цикла производства электроэнергии, то есть одновременного применения газотурбинного и паросилового циклов на базе внутрицикловой газификации водоугольной суспензии по методу "Тексако" (США) [ 1,2 ]. При этом в целом значительно может быть повышена, как степень использования первичного энергоносителя - угля (кпд производства электроэнергии), так

и экологическая чистота буквально на всех этапах его добычи и переработки. Простейшая технологическая схема подземного энергокомплекса на базе шахты с гидравлической добычей угля и использованием бинарного цикла выработки электроэнергии с внутрицикловой газификацией угля по методу "Тексако" (рис. 1.7) предполагает размещение всего основного энерготехнологического оборудования на поверхности шахты.

Получаемую из под земли водоугольную суспензию направляют в испаритель 11, откуда частицы угля, захватываясь водяным паром, то есть в виде пароугольной смеси, поступают в циклонный сепаратор 12 и далее в газификатор угля 13. Для повышения эффективности газификации угля в газификаторе 13 в него подается также кислородное дутье через подогреватель кислорода 14. Образующийся в газификаторе 13 генераторный газ (синтез- газ) после очистки от механических примесей и ряда вредных химических соединений (серы, азота и пр.) в очистительной установке 15, подают в камеру сгорания 16 газовой турбины 17. Находящийся на одном валу с газовой турбиной компрессор 18 обеспечивает сжатие воздуха, а газовая турбина одновременно вращает и электрический генератор 19. Высокотемпературный выхлоп газовой турбины 17 далее подается на котел-утилизатор 6 паросилового контура,

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА С ПЕРЕРАБОТКОЙ ВОДО-  
УГОЛЬНОЙ СУСПЕНЗИИ В ПАРОУГОЛЬНУЮ СМЕСЬ**

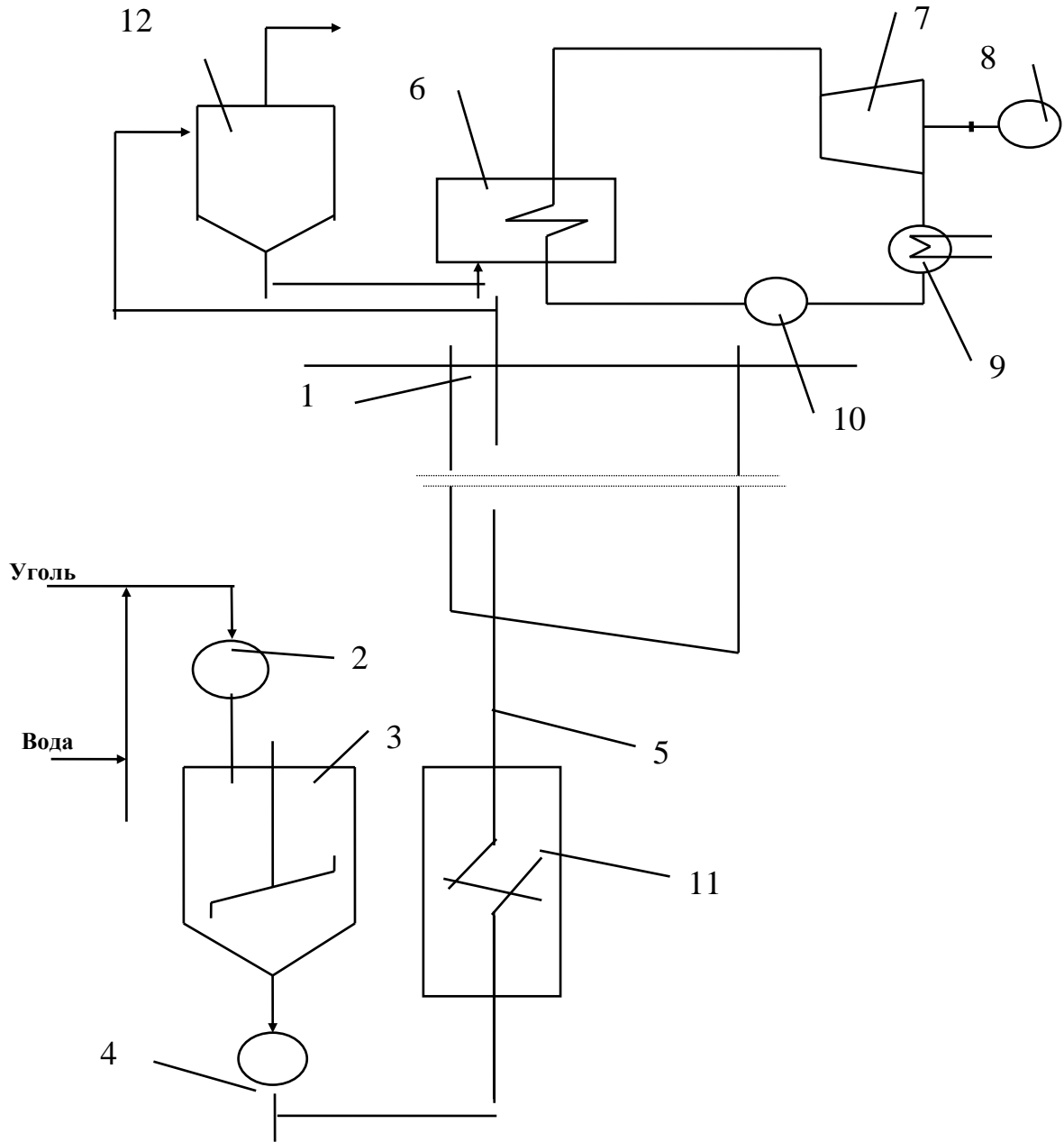


РИС. 1.6

содержащего также как и раньше, паровую турбину 7, электрический генератор 8, конденсатор 9 и питающий насос 10. Аналогичным образом в общем-то выглядит и технологическая схема подземного энергокомплекса на базе шахты с гидравлической добычей угля при размещении газифицирующего уголь оборудования со средствами очистки синтез-газа в подземных условиях шахты, как это показано на рис. 1.8. Отличие здесь, однако состоит в том, что по стволловому топливному трубопроводу на поверхность шахты выдается газообразное топливо, получаемое из двухкомпонентной мелкодисперсной топливной смеси (водоугольной суспензии) также в подземных условиях. Тем самым обеспечивается еще более высокая степень экологической чистоты производства, поскольку в последнем случае и все золотое хозяйство энергокомплекса также находится в подземных условиях шахты. Следует особо подчеркнуть, что приведенные выше технологические схемы работы подземных энергокомплексов на базе шахт с гидравлической технологией добычи угля (рис. 1.5 - 1.8) относятся фактически к одному и тому же первому базовому типу подземных энергокомплексов, предполагающих переработку добываемого угля под землей в промежуточное - более благородное топливо, выдаваемое из шахты.

В ряде случаев значительный практический интерес могут представлять на базе шахт с гидравлической добычей угля подземные энергокомплексы второго базового типа. Технологическая схема работы одного из таких энергокомплексов показана на рис. 1.9 и может быть реализована практически полностью на имеющемся энергооборудовании, которое уже сегодня достаточно широко применяется в теплоэнергетике. В соответствии с этой схемой, как и ранее, добываемый гидравлическим способом уголь из шахты не выдается, а перерабатывается в водоугольную суспензию, которая сжигается в

котельной паропроизводящей установке 6, установленной также в подземных условиях шахты. Высопотенциальный водяной пар, как промежуточный энергоноситель, по стволловому паропроводу 20 выдается на поверхность шахты и поступает в паротурбинное отделение для выработки электроэнергии, а конденсат - вода снова направляется - сбрасывается в шахту по трубопроводу 21 и поступает в котельную установку 6. На этом контур циркуляции теплоносителя между подземным пространством и дневной поверхностью энергокомплекса замыкается.

Продукты сгорания водоугольной суспензии по стволловому трубопроводу 5 выдаются на поверхность шахты и после соответствующей очистки в установке 22 тягодутьевым вентилятором 23 через дымовую трубу 24 выбрасываются в атмосферу.

Создание на базе гидрошахт энерготехнологических комплексов с подземным приготовлением и сжиганием водоугольной суспензии, помимо всего прочего, может оказаться особенно важным для регионов с суровыми климатическими условиями, поскольку и уголь, как первичное топливо, и водоугольная суспензия, а также все соответствующее технологическое оборудование постоянно находятся и работают в достаточно стабильных по климатическим факторам подземных условиях. Как уже отмечалось ранее, особый практический интерес представляют подземные энергокомплексы, использующие, комбинированный, так называемый бинарный или парогазовый цикл выработки электроэнергии, поскольку в этом случае можно значительно повысить КПД работы энергокомплекса в целом, а также предусматривающие ту или иную возможность максимального приближения места получения конечного продукта к месту залегания первичного энергоносителя. Соответственно этому возможны и более сложные, но вместе с тем и еще более эффективные

технологические схемы подземных энергокомплексов на базе шахт с гидравлической добычей угля, реализация которых может быть осуществлена в классе третьего базового типа подземных энергокомплексов с максимально возможным использованием имеющегося в серийном производстве энергетического оборудования.

На рис.1.10 приведена технологическая схема подземного энергокомплекса, предусматривающая не только добычу и первичную переработку угля в подземных условиях гидрошахты, но и получение в ее подземных условиях конечного продукта в виде электрической энергии путем использования первой фазы бинарного цикла с помощью газотурбинной энергоустановки также размещенной в подземных условиях шахты. Вторая фаза бинарного цикла производства электроэнергии здесь реализуется с помощью паротурбинного отделения размещенного на поверхности шахты. Поэтому в стволе гидрошахты 1 дополнительно проложен термогазопровод 25, по которому высокотемпературный выхлоп газовой турбины 17 выдается на поверхность и направляется в котел-утилизатор 6 паротурбинного отделения. Воздух для работы газовой турбины может отбираться непосредственно из вентиляционной струи, подаваемой в шахту, а реагент на газификацию водоугольной суспензии - кислород при газификации по методу "Тексако" может поступать даже с поверхности шахты по трубопроводу 26 от специальной кислородной станции 27. В остальном же работа и этого подземного энергокомплекса остается аналогичной описанным ранее.





ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА  
С ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ ВОДОУГОЛЬНОЙ  
СУСПЕНЗИИ

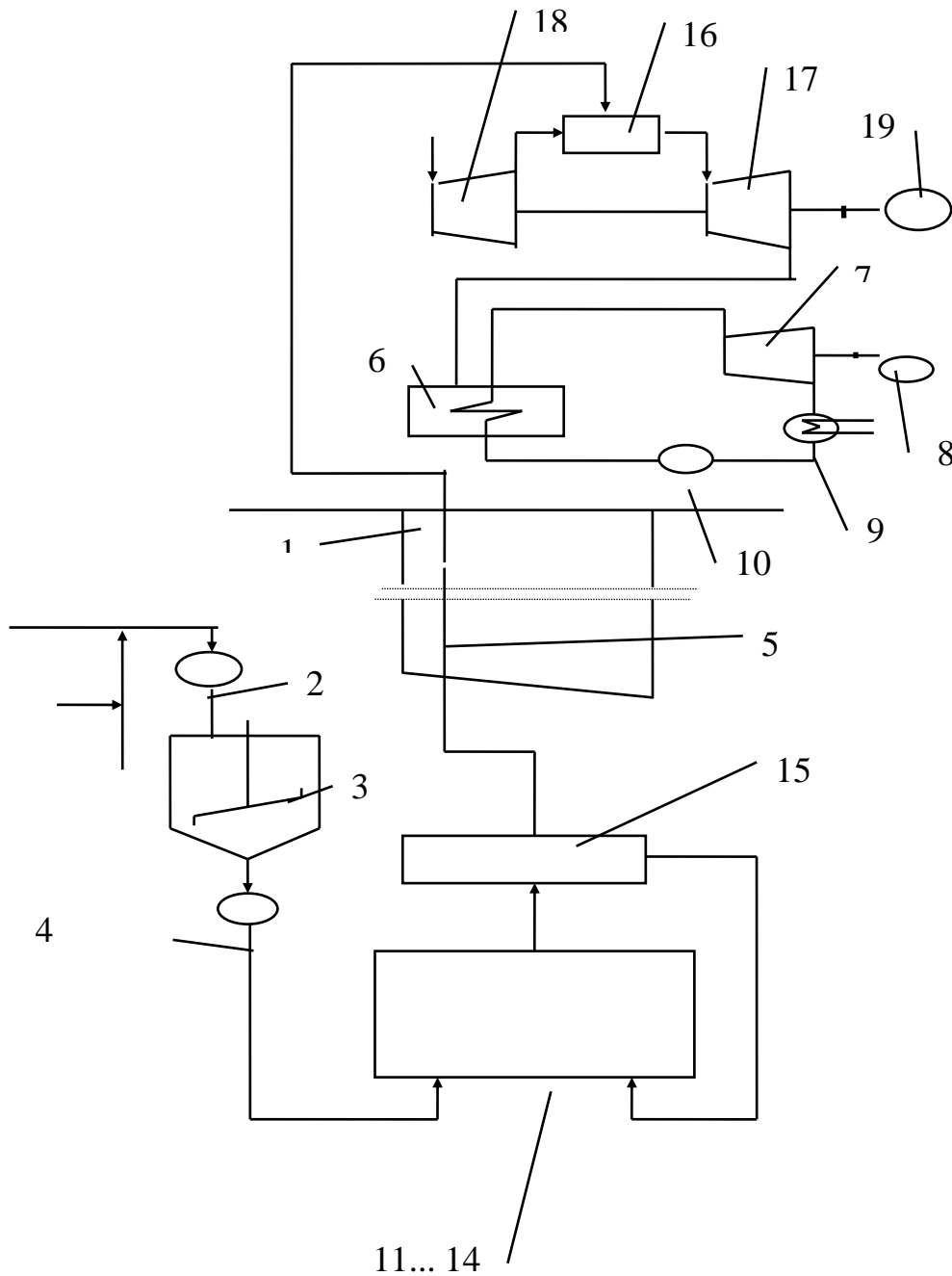


РИС. 1.8

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА  
НА БАЗЕ ГИДРОШАХТЫ С ПОДЗЕМНЫМ  
СЖИГАНИЕМ ВОДОУГОЛЬНОЙ СУСПЕНЗИИ**

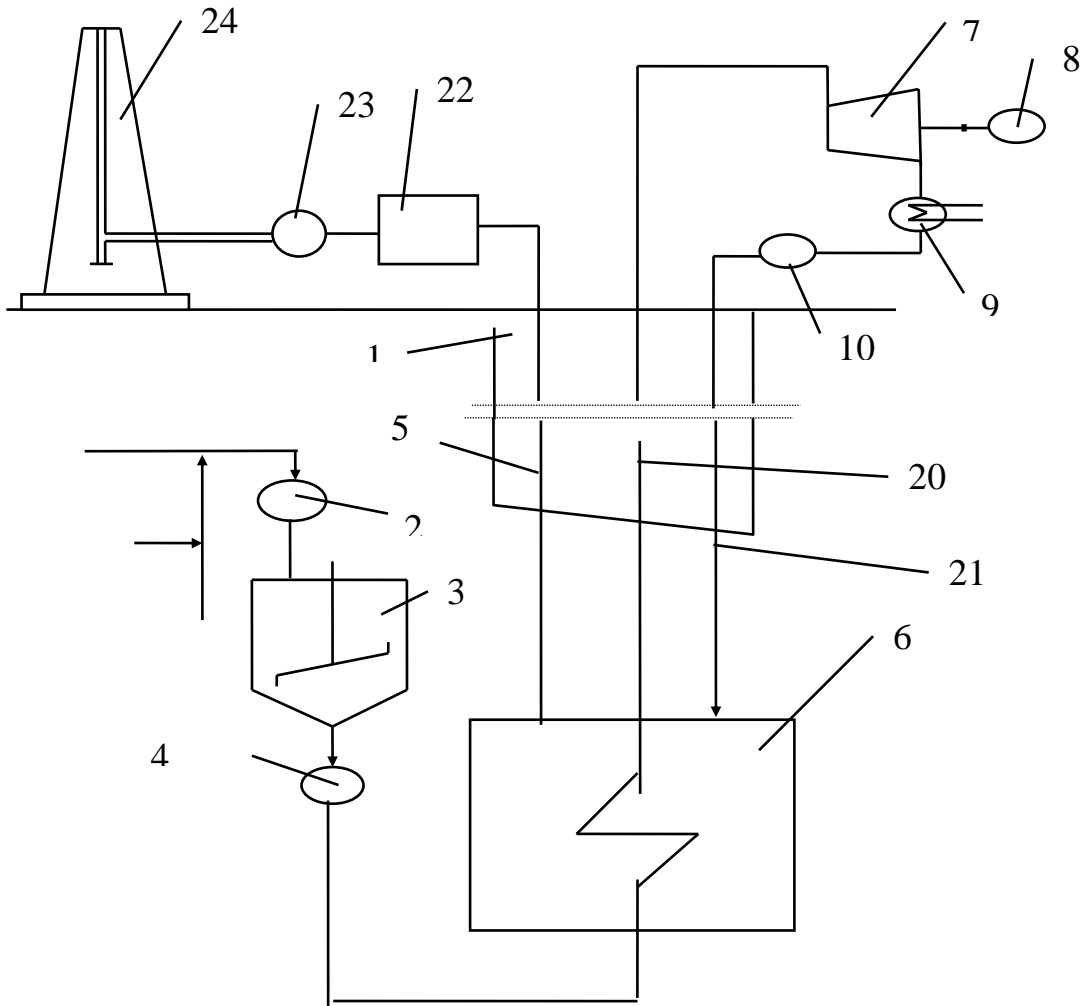


РИС. 1.9

В заключение отметим, что выбор конкретной технологической схемы работы подземного энергокомплекса определяется конкретными особенностями реконструируемой гидрошахты, региональной спецификой разрабатываемого угольного месторождения, сопутствующей им инфраструктуры и т.д. В целом же создание предлагаемых подземных энергокомплексов может обеспечить не только расширение области практического применения высокопроизводительной гидравлической технологии добычи угля, в особенности в сложных горно-геологических условиях залегания угольных пластов, но и будет способствовать значительному повышению конкурентоспособности угольной промышленности и всей угольной электроэнергетики, как важнейшей составляющей топливно-энергетического комплекса страны.

Перспективность создания подземных энергокомплексов на базе шахт с гидродобычей угля становится еще более очевидной, если учесть, что развитие разработок, исследований и совершенствование энергетики на основе угольных суспензий фактически является уже общепризнанным и включено в ряд важнейших отраслевых и государственных научно-технических программ [ 14,22 ].

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА  
НА БАЗЕ ГИДРОШАХТЫ С ПОДЗЕМНОЙ  
ГАЗОТУРБИННОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКОЙ**

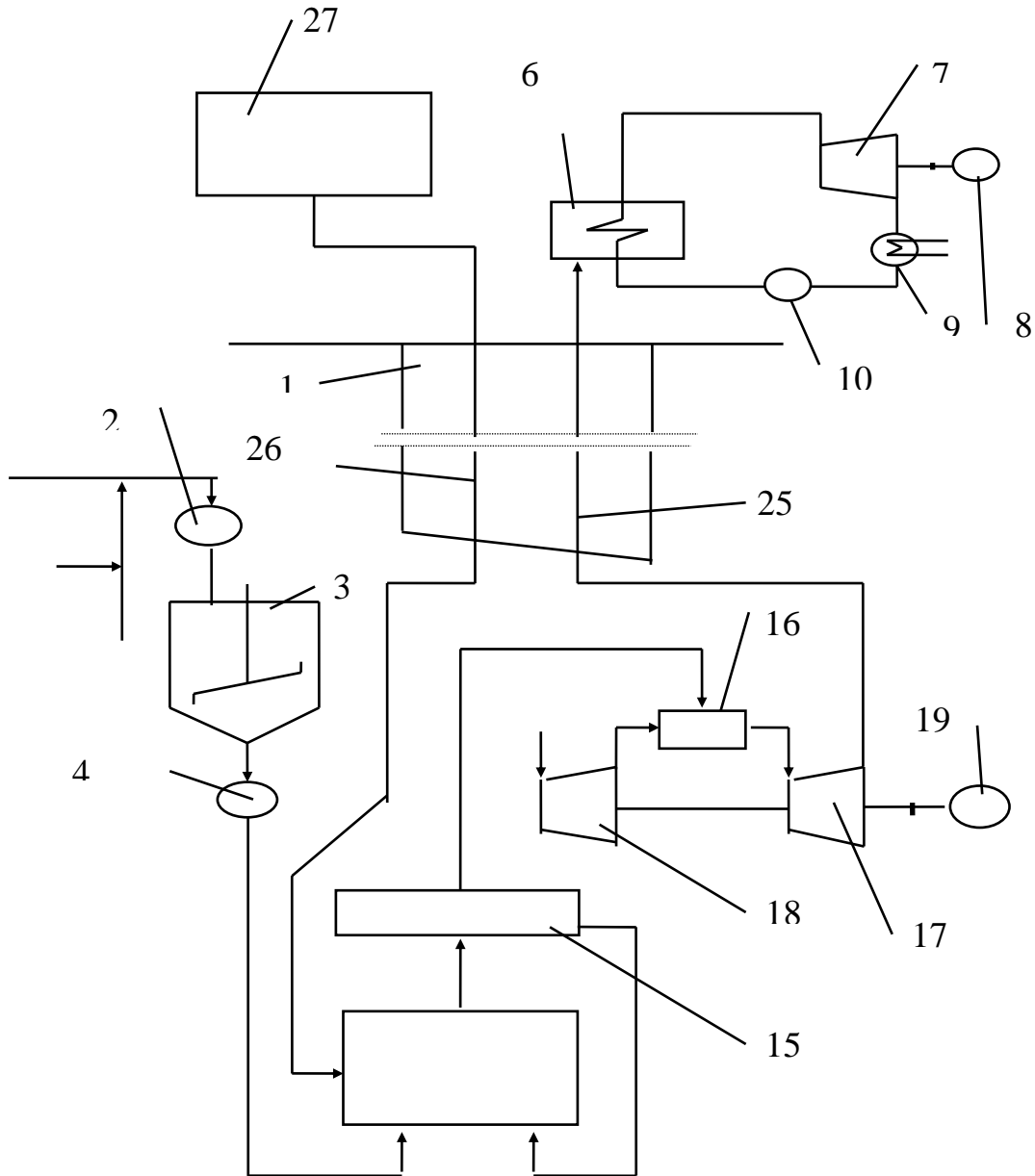


РИС. 1.10

### 1.7. Подземные атомные электрические станции

В развитии атомной энергетики, как известно, после Чернобыльской катастрофы во всем мире возникли очень большие сложности прежде всего в плане экологической чистоты производства и обеспечения безопасности работ, хотя сама по себе атомная энергетика, исключая необходимость потребления кислорода из окружающей атмосферы на высвобождение тепла из твердого топлива в результате деления атомных ядер с учетом высокой удельной энергоемкости ядерного топлива, является все же потенциально наиболее чистой и перспективной. Пути развития атомной энергетики относятся безусловно к особой - специальной области науки и техники и здесь затрагиваются лишь с позиций в настоящей работы.

Идею создания подземных атомных электрических станций, как об одном из основных направлений в развитии атомной энергетики вообще, по-видимому, одним из первых высказал А.Д. Сахаров в июне 1988 г. в Ленинграде на семинаре по глобальным проблемам энергетики, хотя, как теперь хорошо известно, к тому времени уже и существовал достаточно большой опыт длительной эксплуатации подземного атомного энергокомплекса в Красноярске-26 [ 23 ], который не только обеспечивал производство оружейного плутония, но и вырабатывал электроэнергию для собственных нужд.

Интерес к созданию подземных атомных электрических станций во всем мире, строго говоря, проявлялся с появлением атомной энергетики как таковой [ 24 ]. Однако, за истекшие годы, в том числе и в последнее время, по разработке этой важнейшей проблемы серьезного продвижения не наблюдается. Остается много вопросов и неясностей.

Во-первых, действительно ли подземное исполнение АЭС является важным

фактором повышения экологической чистоты и безопасности атомной энергетики? Каким критериям должна удовлетворять АЭС, чтобы ее можно было относить к классу подземных? Ответ на первый из поставленных вопросов сегодня уже представляется практически однозначным, что подтверждается и "огромным опытом создания и эксплуатации упомянутого Красноярского подземного комплекса, поскольку его радиационное воздействие намного меньше, чем его Томского близнеца" [ 23 ].

Во-вторых, каковы те исходные предпосылки, которыми следует руководствоваться при выборе мест заложения и эксплуатации подземных АЭС? Образно выражаясь, нужны ли нам подземные АЭС сами по себе, или же они должны создаваться там, где мы испытываем наибольшие затруднения с теплоэнергообеспечением и где имеются благоприятные существенные сопутствующие факторы и обстоятельства?

Опыт эксплуатации существующих АЭС настоятельно выдвигает на повестку дня проблему реконструкции ряда из них, работающих в густонаселенных районах и вблизи крупных городов и промышленных центров. Это диктуется тем, что даже при гипотетически абсолютно безопасном ядерном реакторе в других системах АЭС возможно возникновение аварийных ситуаций с катастрофическими и непредсказуемыми последствиями для самого реактора. Более того, вряд ли можно себе представить даже гипотетически, что может быть создан абсолютно безопасный ядерный реактор, который бы оставался безопасным и в случаях преднамеренных, скажем, террористических, внешних воздействиях на него.

В-третьих, являются ли стоимость и сроки подземного строительства решающими для создания подземных АЭС? Если это так, то в условиях весьма кризисного состояния многих горнодобывающих предприятий, да

и всей угольной промышленности ряда стран, создание подземных АЭС на базе глубоких отработанных или же низкорентабельных и бесперспективных шахт, безусловно, целесообразно.

В-четвертых, действительно ли возможно создание абсолютно надежного и безопасного атомного энергетического реактора и, главное, должен ли реактор подземной АЭС быть более безопасным, нежели для обычного поверхностного размещения?

Наконец, встает вполне законный вопрос. Является ли создание подземных АЭС какой-то отвлеченной кампанией или же они призваны внести свой заметный вклад в обеспечение гармоничного развития всего ТЭК и достижение эффективного и надежного энергообеспечения потребителей во всех сферах и регионах человеческой деятельности?

Как бы то ни было, поиски и осуществление атомной, термоядерной или той же нефтегазовой панацеи бесперспективны и не отражают тех реальных проблем, которые постоянно возникают и, к сожалению, все еще накапливаются в топливно-энергетическом комплексе страны. Как уже подчеркивалось выше, лишь гармоничное развитие всех отраслей ТЭК в рамках разумно обоснованной концепции и перспективного направления развития могут дать положительные результаты. Важную роль при этом, безусловно, могут сыграть и подземные АЭС.

Основная идея построения предлагаемых подземных атомных электрических станций заключается в следующем. Реакторное отделение АЭС размещается глубоко под землей, скажем, на глубине ниже чем уровень залегания водоносных горизонтов, а все остальное оборудование станции размещается на уровне дневной поверхности или близком к нему. При этом реакторное отделение подземной АЭС и ее паротурбинное отделение (поверхностная часть)



соединены между собой одним или несколькими вертикальными или наклонными стволами, оборудованными соответствующим образом и обеспечивающими, как необходимое взаимодействие реакторного и паротурбинного отделений станции, так и функционирование всего подземного энергокомплекса в целом [ 13 ]. Кроме того, реакторное отделение станции дополнительно снабжается одним или несколькими гидрогенераторами соответствующей мощности, включенных в контур циркуляции теплоносителя (воды ) между дневной поверхностью и подземным пространством энергокомплекса и установленных, как и реакторное отделение, глубоко под землей на геодезическом уровне близком к уровню заложения самого реакторного отделения. Принципиальные особенности технологической схемы работы предлагаемой подземной АЭС показаны на рис. 1.11 , где изображены: 1 - ствол подземной АЭС; 2 - подземная камера реакторного отделения; 3 - ядерный энергетический реактор; 4 - защитная оболочка реактора; 5 - устройство сжигания гремучего газа и вентиляции реактора; 6 - трубопровод (канал) для выдачи продуктов вентиляции реактора на поверхность; 7 - установка тонкой очистки и нейтрализации продуктов вентиляции реактора; 8 - тягодутьевой вентилятор; 9 - вентиляционная труба; 10 - главный циркуляционный насос; 11 - парогенератор; 12 - термостатированный стволочной паропровод; 13 - паровая турбина с электрическим генератором 14; 15 - бак-накопитель; 16 - конденсатор; 17 - циркуляционный насос конденсатора; 18 - пруд-охладитель; 19 и 20 - насосы паротурбинного отделения; 21 - стволочной трубопровод-водовод; 22 - подземная гидроагрегатная камера; 23 - гидравлическая турбина с электрическим генератором 24; 25 - промежуточный накопительно-компенсирующий резервуар; 26 и 27 - подземные питающие трубопровод и насос.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОЙ  
АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

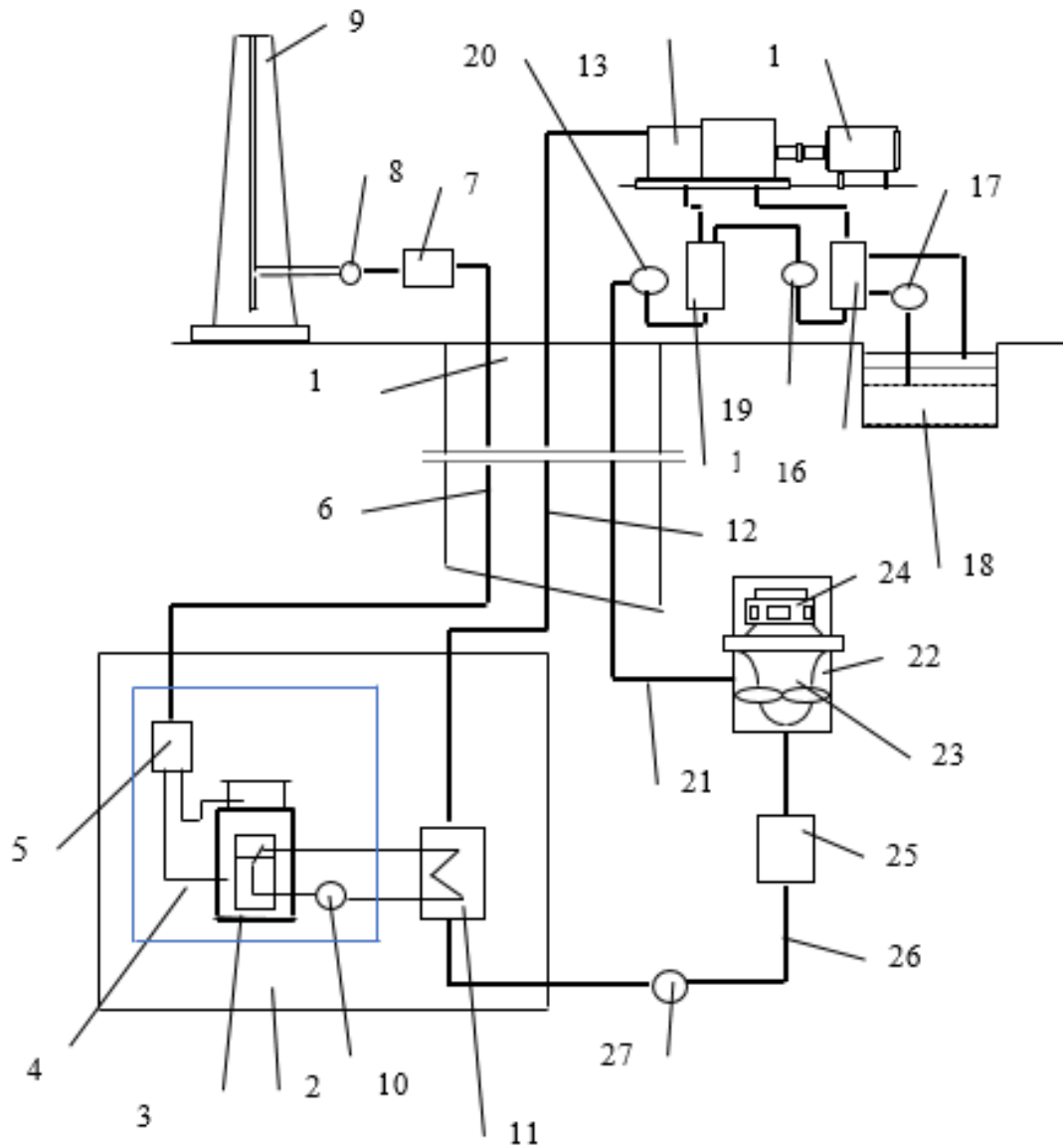


РИС. 1.11

Работа подземной АЭС в целом является обычной. Выделяющееся в ядерном энергетическом реакторе 3 тепло отводится главным циркуляционным насосом 10 первого теплообменного контура и подается в парогенератор 11. С парогенератора 11 водяной пар заданных параметров по ствол

овому термостатированному паропроводу 12, проложенному в одном из стволов шахты 1, из подземной камеры реакторного отделения 2 поступает на паровую турбину 13 паротурбинного отделения на дневной поверхности (в машинное здание станции). Конденсат (т.е. вода после охлаждения) снова направляется в шахту (в ствол) по трубопроводу-водоводу 21 - в гидроагрегатную камеру 22 на гидравлическую турбину 23 с электрическим генератором 24, которые преобразуют энергию воды, запасенную под действием гравитационных сил, в электрическую энергию. Далее вода снова подается в парогенератор реакторного отделения и на этом цикл круговращения воды (теплоносителя) замыкается.

Нужно отметить, что наличие независимого источника энергии в виде гидрогенератора (23,24) позволяет до некоторой степени компенсировать неизбежные потери тепла в протяженном термостатированном паропровode 12 и, что не менее важно, иметь независимый источник энергоснабжения для резервирования питания отдельных устройств атомной электростанции в аварийных ситуациях. В целом же повышение безопасности эксплуатации атомной электростанции достигается прежде всего за счет надежной защиты ядерного реактора от каких бы то ни было внешних воздействий, например взрывов водорода и других аварий в паротурбинном отделении, а с другой стороны, разумеется, и за счет перехода на более надежный и безопасный тип реакторов. Весьма важным при этом, конечно, является и то, что в процессе самой эксплуатации значительно упрощаются вопросы складирования и

длительного хранения радиоактивных отходов, вывода из эксплуатации отработавших свой энергоресурс атомных энергетических реакторов, а также на несколько порядков повышается безопасность работы станции в целом, включая максимальную локализацию возможных тяжелых аварий и исключение их катастрофического воздействия на людей и окружающую среду.

Особенно перспективным для создания подземных энерготехнологических комплексов может явиться использование малогабаритных ядерных энергетических реакторов с интегральной компоновкой, в частности реакторов на быстрых нейтронах со свинцовым теплоносителем ( типа БРЕСТ ), с бесперегрузочной кампанией использования ядерного топлива и т.д.

### **1.8. Подземные гидроаккумулирующие электрические станции**

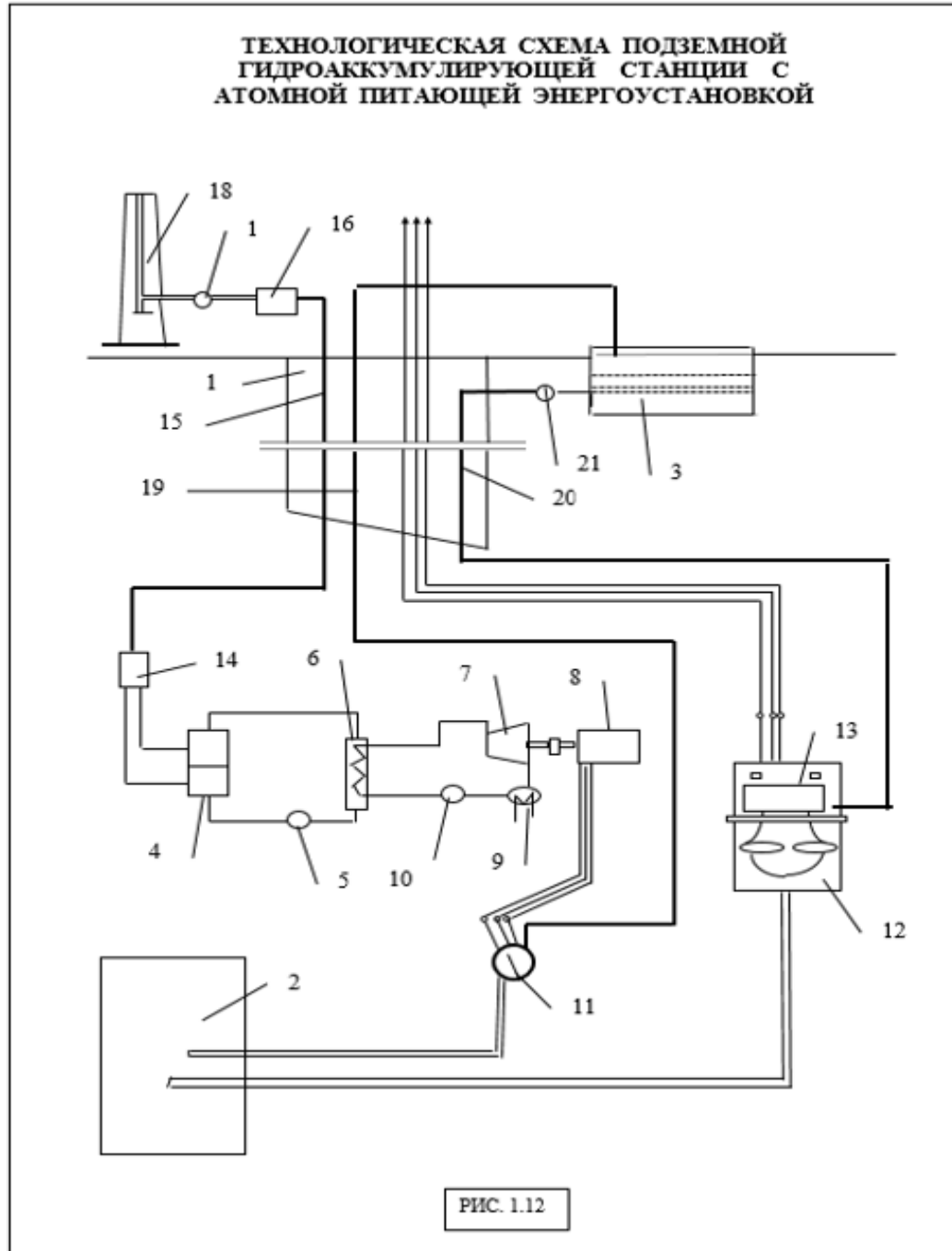
Как уже отмечалось ранее, гидравлический способ производства электроэнергии на базе шахт, как объектов со специфической пространственно-планировочной структурой и компоновкой, обладающих большим перепадом геодезических уровней - высот между отдельными элементами, что как раз и лежит в основе гидравлического способа получения электроэнергии, является особенно перспективным. В ряде случаев представляется целесообразным создание подземных гидроаккумулирующих электрических станций для производства электроэнергии, поскольку при этом используется уже имеющийся большой перепад геодезических уровней и наиболее экологически чистый способ ее получения. Сам процесс получения электроэнергии не связан при этом с изъятием из окружающей среды какого-либо первичного энергоносителя, а также кислорода - окислителя и последующим выбросом в нее продуктов переработки (сжигания) топлива таких, как зола, вторичное тепло и т.д. Поэтому использование этого способа получения электроэнергии и в технологических схемах работы подземных энергокомплексов является безусловно перспективным. Более того, при создании подземных гидроаккумулирующих станций могут использоваться многие основные технические решения тех или иных гидравлических электрических станций, которые в целом уже и сегодня достаточно широко используются при производстве электроэнергии [ 25,26 ].

Создание ГАЭС до последнего времени диктовалось, в основном, необходимостью покрытия пиковых нагрузок и более рационального использования мощностей других энергоисточников - электростанций, то есть в какой-то мере как бы во вспомогательных целях. Этим во многом определялся выбор места строительства ГАЭС, графика их работы, да и всего

основного их оборудования. В частности, питание насосов для подъема воды из нижнего гидроаккумулирующего бассейна в верхний, как правило, осуществляется от централизованной энергосети в периоды пониженного энергопотребления в течение суток, а силовые гидромашины стремятся выполнять обратимыми [ 27 ], работающими попеременно то в насосном, то в генераторном (турбинном) режимах работы соответственно.

При создании же подземных гидроаккумулирующих электростанций в рамках предлагаемого подхода эти специфические особенности в той или иной степени могут видоизменяться. В частности, по другому могут и должны в ряде случаев решаться вопросы собственного энергопитания оборудования подземной ГАЭС при том, что в общем случае наилучшим здесь может явиться полный отказ от потребления из централизованной сети электроэнергии и питание за счет собственных тех или иных энергоисточников, а основные гидромашины станции могут быть не обратимыми, а напротив узкоспециализированными, поскольку последние, как известно, обладают обычно более высокими технико-экономическими показателями, имеют, например, более высокие КПД, являются более надежными в работе и т.д. Технологическая схема одной из таких подземных ГАЭС, показанная на рис. 1.12, предложена в [ 16 ].

Как и обычно предлагаемая подземная ГАЭС содержит сообщающиеся между собой стволом шахты 1 нижний (подземный) 2 и верхний ("поверхностный") 3 накопительные - гидроаккумулирующие резервуары - бассейны. В качестве базовой - питающей электростанции ГАЭС используется полностью автономная атомная энергоустановка, располагаемая в подземных условиях шахты. Атомная энергетическая установка включает в себя собственно энергетический реактор 4, главный циркулирующий насос 5 и парогенератор 6, образующие основной теплообменный контур.



Парогенератор 6 атомной энергоустановки с другой стороны включен в контур паросилового оборудования для производства электроэнергии, включающий паровую турбину 7 с электрическим генератором 8, конденсатор 9 и циркуляционный насос 10. Для подъема воды из подземного бассейна 2 в

верхний 3 под землей установлены также высоконапорные шахтные насосы 11 (один или несколько), питающиеся от электрического генератора 8 атомной энергоустановки. При этом последняя работает в своем базовом режиме, а шахтные насосы 11 непрерывно - круглосуточно, то есть как и обычно, осуществляют откачку воды из шахты в верхний гидроаккумулирующий резервуар 3. По мере необходимости, два-три раза в сутки, вода из верхнего бассейна 3 сбрасывается в шахту на гидравлическую турбину 12 с электрическим генератором 13, вырабатывающие электрическую энергию для покрытия пиковых нагрузок внешних потребителей. Гидрогенераторы устанавливаются в специальной подземной камере, которая сооружается на глубине, (то есть на геодезическом уровне), близкой к глубине заложения атомной энергетической установки. Газообразные продукты ядерной реакции устройством вентиляции 14 ядерного реактора 4 по стволочному трубопроводу 15 выдаются на поверхность шахты и после очистки и нейтрализации радиоактивности в установке 16 вентилятором 17 через вентиляционную трубу 18 на заданной высоте выбрасываются в атмосферу.

Вода, как основное рабочее тело подземной ГАЭС, из нижнего бассейна 2 в верхний 3 высоконапорными шахтными насосами 11 выдается по стволочному трубопроводу 19, а в шахту сбрасывается по трубопроводу 20 через поверхностный питающий насос или управляемую задвижку 21.

Главные отличительные особенности рассматриваемой подземной ГАЭС заключаются в следующем. Место привязки (строительства) ГАЭС практически не зависит от каких-либо природно-климатических условий и определяется, главным образом, потребностями энергоснабжения тех или иных потребителей. Более того, подземная ГАЭС может быть создана на базе той или иной



полностью отработанной шахты или даже реализована подходящим образом и в условиях действующего горнодобывающего предприятия. При этом все основные технологические процессы, лежащие в основе работы подземной ГАЭС, являются хорошо отработанными и уже широко используемыми сегодня в промышленности, а для ее создания может также применяться, с той или иной степенью доработки, и существующее энергетическое оборудование. Помимо рассмотренного выше энергопитание самой подземной ГАЭС может, конечно, осуществляться и другими более приемлемыми по тем или иным соображениям способами. В частности, энергопитание высоконапорных шахтных насосов 11 может осуществляться как и обычно от централизованной сети, то есть как это делается и сегодня на действующих шахтах, от собственной энергоустановки, работающей на том или ином топливе, от собственной шахтной мини-ТЭЦ и т.п., что создает исключительно благоприятные возможности для практической разработки и реализации предлагаемых подземных ГАЭС, как таковых в отдельности, так и в комбинации с другими схемами подземных энергокомплексов для производства продуктов теплоэнергоснабжения.

### **1.9. Шахтные теплонасосные станции**

Проблема экономичного, экологически чистого и безопасного теплоэнергоснабжения различных потребителей становится актуальной не только в общем плане, но и для многих предприятий собственно топливно-энергетического комплекса или даже целых топливобывающих и энергопроизводящих регионов. Поэтому поиск и внедрение альтернативных, так называемых нетрадиционных методов теплоэнергоснабжения, привлекает все более пристальное внимание во всем мире. При этом перспективным

считается широкое использование значительных запасов геотермальной энергии [ 17 ] и утилизация отходящего тепла различных промышленных производств [ 28 ].

Особый интерес, как и обычно в аналогичных ситуациях, приобретают технологические схемы и производства, основанные на комплексном - комбинированном использовании различных взаимодополняющих методов и технических средств получения продуктов теплоэнергоснабжения. В полной мере это касается и многих угледобывающих предприятий - шахт, испытывающих сегодня многочисленные трудности в работе.

Добыча угля, в особенности на больших глубинах, сопряжена с рядом естественных трудностей, одной из которых является все возрастающая с увеличением глубины разработки угольного месторождения температура окружающих горных пород. Так почти на половине шахт Донбасса бывшего СССР температура горных пород в шахте превышает 25 °С . На каждой пятой из них эта температура достигает 30 °С, а на некоторых сверхглубоких шахтах она даже превышает 45 °С [ 29 ]. Это обеспечивает возможность создания в подходящих условиях высокоэффективных шахтных теплонаносных установок и станций по подземному производству продуктов теплоэнергоснабжения, использующих наиболее экологически чистые и полностью возобновляемые источники и способы получения энергии.

В СНТТ "Техноподземэнерго" разработано несколько технологических схем подземного производства продуктов теплоэнергоснабжения, использующих геотермальную энергию, которые могут быть применены как на действующих шахтах для повышения эффективности их работы, так и в особенности при реконструкции низкорентабельных, полностью отработанных и закрывающихся по тем или иным причинам шахтах.

Одной из наиболее простых технологических схем подземного производства продуктов теплоэнергоснабжения является схема, показанная на рис. 1.13, предусматривающая в рамках единого подземного энерготехнологического комплекса не только выработку тепла путем использования геотермальной энергии, но и одновременное производство другого, не менее ценного энергетического продукта, а именно электроэнергии, путем использования наиболее экологически чистого и гидравлического способа получения энергии за счет попеременного аккумуляирования рабочей жидкости - воды на различных по высоте геодезических уровнях, имеющих, как правило, на шахтах.

На рис. 1.13 показаны основные технические средства - оборудование подземного энерготехнологического комплекса по производству тепла и электроэнергии и схема его размещения, как в подземном пространстве шахты, так и на ее поверхности, соединяемых одним из вертикальных или наклонных стволов 1. Под землей и на поверхности шахты обустраиваются нижний и верхний гидроаккумулирующие резервуары - бассейны 2 и 3 соответственно, причем в качестве нижнего бассейна может использоваться уже существующая сеть подземных - околоствольных горных выработок. Под землей в шахте имеется также определенное число высоконапорных шахтных насосов 4, осуществляющих непрерывно или эпизодически, например в периоды минимального потребления электроэнергии из централизованной сети, откачку - подъем воды из нижнего гидроаккумулирующего резервуара - бассейна в верхний по всасывающему трубопроводу 5 и стволу высоконапорному трубопроводу 6, которые, кстати будет сказано, уже имеются на каждой угольной шахте.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОЙ  
ТЕПЛОНАСОСНОЙ СТАНЦИИ С ПОВЕРХНОСТНЫМ  
ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИМ БАССЕЙНОМ**

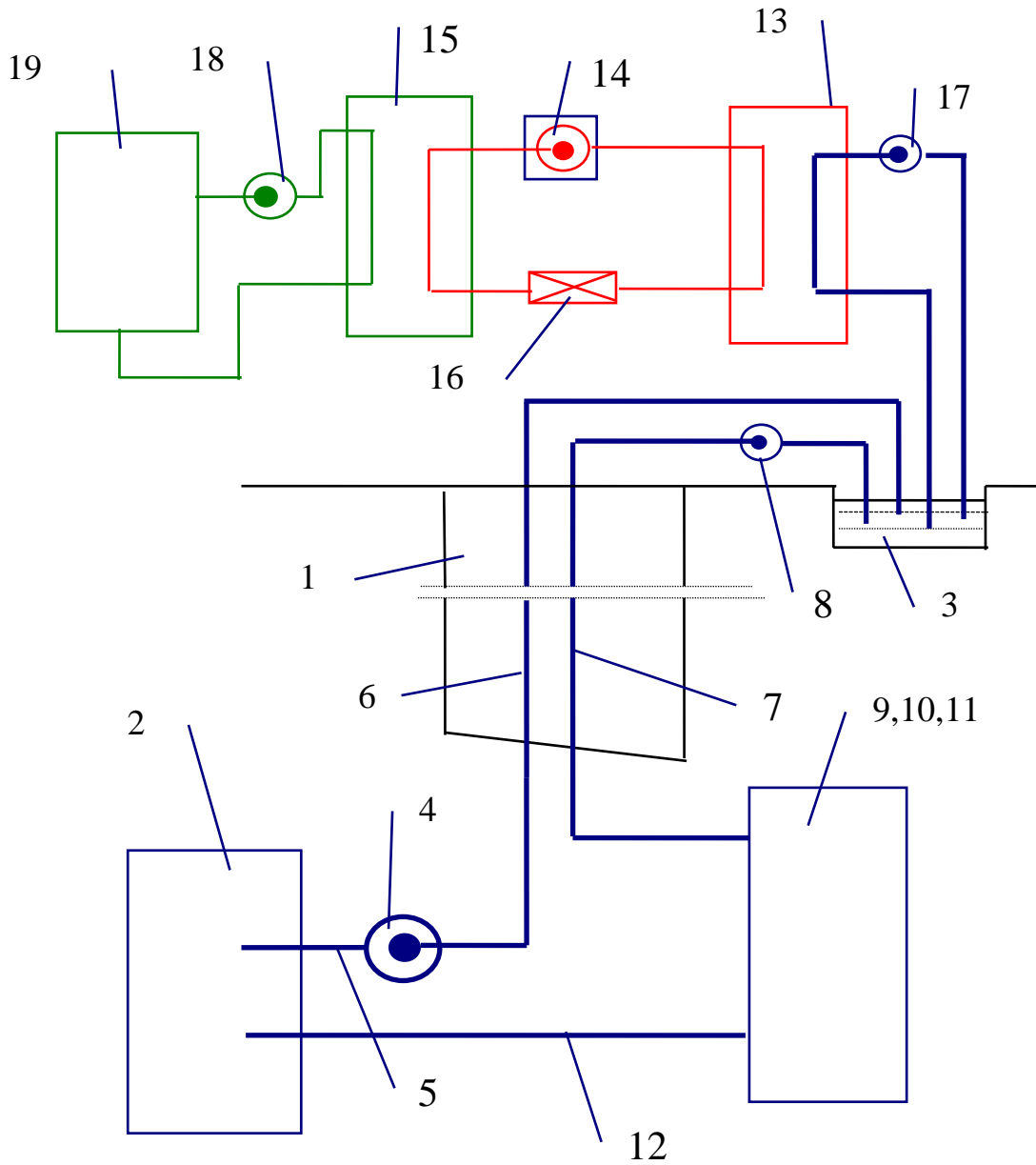


РИС. 1.13

При этом, естественно, одновременно с подъемом воды на поверхность шахты выдается и большое количество геотермальной энергии - тепла, определяемого, в частности, температурой окружающих горных пород в шахте, которое также аккумулируется в верхнем бассейне 3.

В часы повышенного энергопотребления - пиковых нагрузок вода из верхнего бассейна по стволловому трубопроводу - водосбросу 7 через управляемую задвижку или специальный питающий насос 8 подается - сбрасывается в шахту в подземную гидроагрегатную камеру 9 на установленные в ней гидравлические турбины 10 с электрическими генераторами 11, которые вырабатывают электроэнергию, как для собственных нужд, так и для снабжения внешних потребителей. После гидроагрегатной камеры 9 вода снова поступает по трубопроводу 12 в нижний гидроаккумулирующий бассейн 2, где за счет более высокой температуры окружающих горных пород рабочее тело - вода аккумулирует геотермальную энергию.

Далее, на поверхности шахты устанавливаются одна или несколько теплонасосных установок, содержащие испаритель 13, компрессор 14, конденсатор - теплообменник 15, а также дроссельный вентиль или расширительную турбину 16. Через испаритель 13 теплового насоса вода из верхнего бассейна 3 прокачивается насосом 17, благодаря чему геотермальная энергия из верхнего бассейна изымается - утилизируется и затем питающим насосом 18 подается в сеть тех или иных потребителей 19, подключенных к теплообменнику 15 теплового насоса.

В ряде случаев создание и обустройство верхнего гидроаккумулирующего бассейна может оказаться неосуществимым или нерациональным в силу тех или иных причин. В этих случаях прокачка воды из подземного гидроаккумулирующего бассейна 2 через испаритель 13 теплового насоса

может осуществляться непосредственно шахтным высоконапорным насосом 4, а технологическая схема работы подземного энергокомплекса в данном случае даже несколько упрощается и приобретает вид, показанный на рис. 1.14. При этом, как видим, эффект гидравлического аккумуляирования рабочей жидкости в схеме энергокомплекса не используется, хотя выработка - производство электроэнергии здесь также имеет место, что позволяет в значительной мере компенсировать расход электроэнергии на подъем воды шахтными насосами 4 на поверхность шахты. Может также оказаться, что и установка в шахте подземных гидрогенераторов 10,11 является по тем или иным причинам не реализуемой или нерациональной. Тогда технологическая схема шахтной теплонасосной станции в данном случае еще больше упрощается, как это следует из схемы, показанной на рис. 1.15, и фактически требует для своей реализации только установки на поверхности действующей шахты собственно теплового насоса, а также прокладки по стволу 1 дополнительного трубопровода - водосброса 7, если по каким-либо соображениям вода снова будет сбрасываться в шахту. Как видим функции циркуляционного насоса здесь также выполняют высоконапорные шахтные насосы, как и в технологической схеме, показанной на рис. 1.14.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОЙ  
ТЕПЛОНАСОСНОЙ СТАНЦИИ С ШАХТНЫМИ  
ЦИРКУЛИРУЮЩИМ НАСОСОМ И ГИДРОГЕНЕРАТОРОМ**

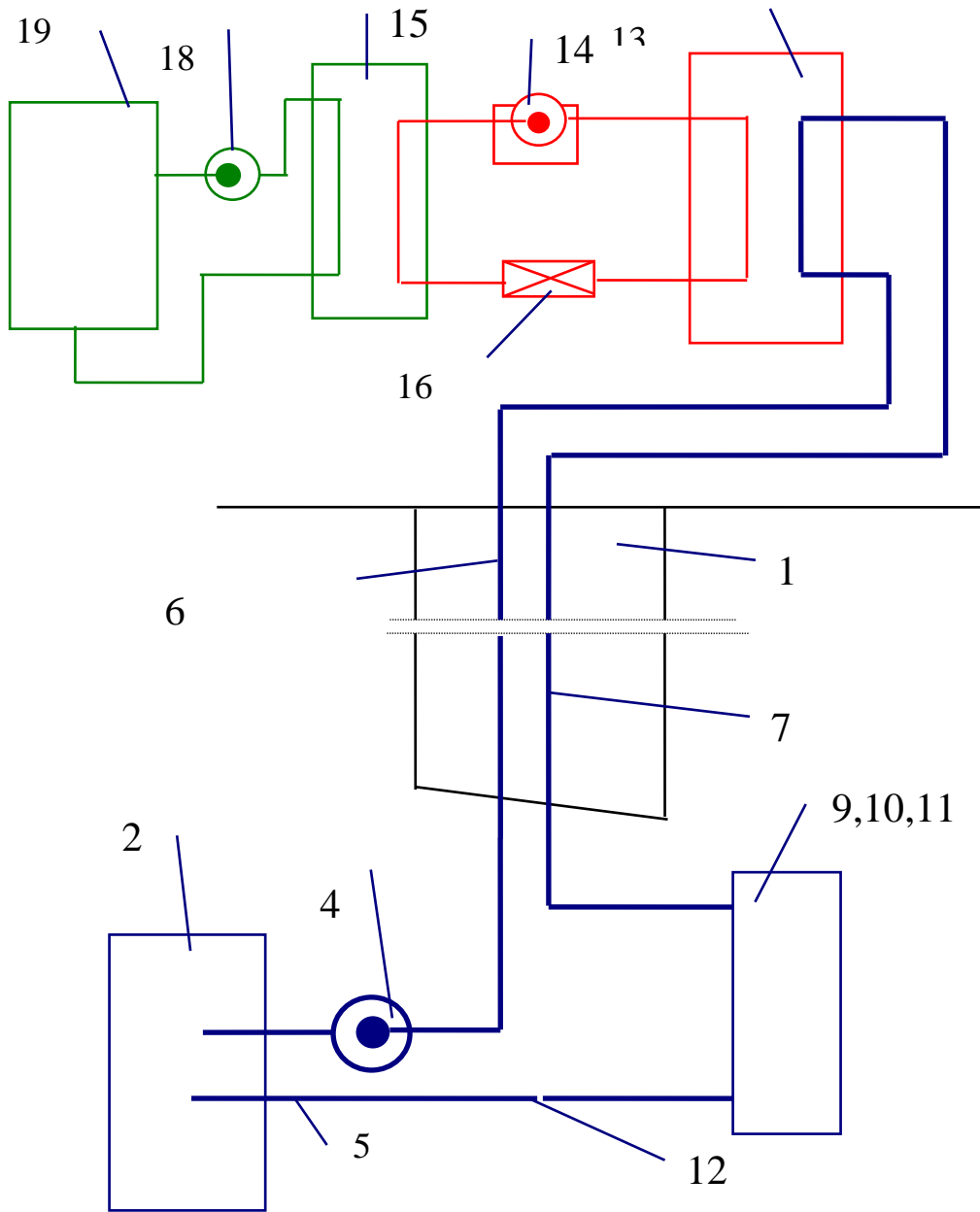


РИС. 1.14

Необходимо тем не менее подчеркнуть, что в целом создание шахтных теплонасосных станций с циркуляцией воды, как промежуточного теплоносителя, между подземным пространством и дневной поверхностью шахты может быть не всегда рациональным. Поэтому значительный интерес могут также представлять и другие схемы подземного производства тепла путем использования геотермальной энергии, исключаящие, например, необходимость подъема шахтной воды на дневную поверхность. Одна из таких схем представлена на рис. 1.16. Ее реализация основана на том, что геотермальная энергия - в виде тепла тепловым насосом в буквальном смысле качается из под земли - из шахты, что достигается следующим образом. Испаритель 13 теплового насоса, его компрессор 14 и расширительный вентиль или турбину 16 устанавливают в подземных условиях шахты, в непосредственной близости от бассейна 2, теплообменник 15 с подключенными к нему потребителями 19 размещают, как и раньше, на поверхности шахты. При этом теплообменник 15 соединяется с компрессором 14 и расширительным вентилем 16 также с помощью стволовых трубопроводов 6 и 7 соответственно. В свою очередь испаритель 13 теплового насоса подсоединяется к бассейну 2, вода из которого через испаритель прокачивается насосом 17.



**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОЙ  
ТЕПЛОНАСОСНОЙ СТАНЦИИ С ШАХТНЫМ  
ЦИРКУЛИРУЮЩИМ НАСОСОМ**

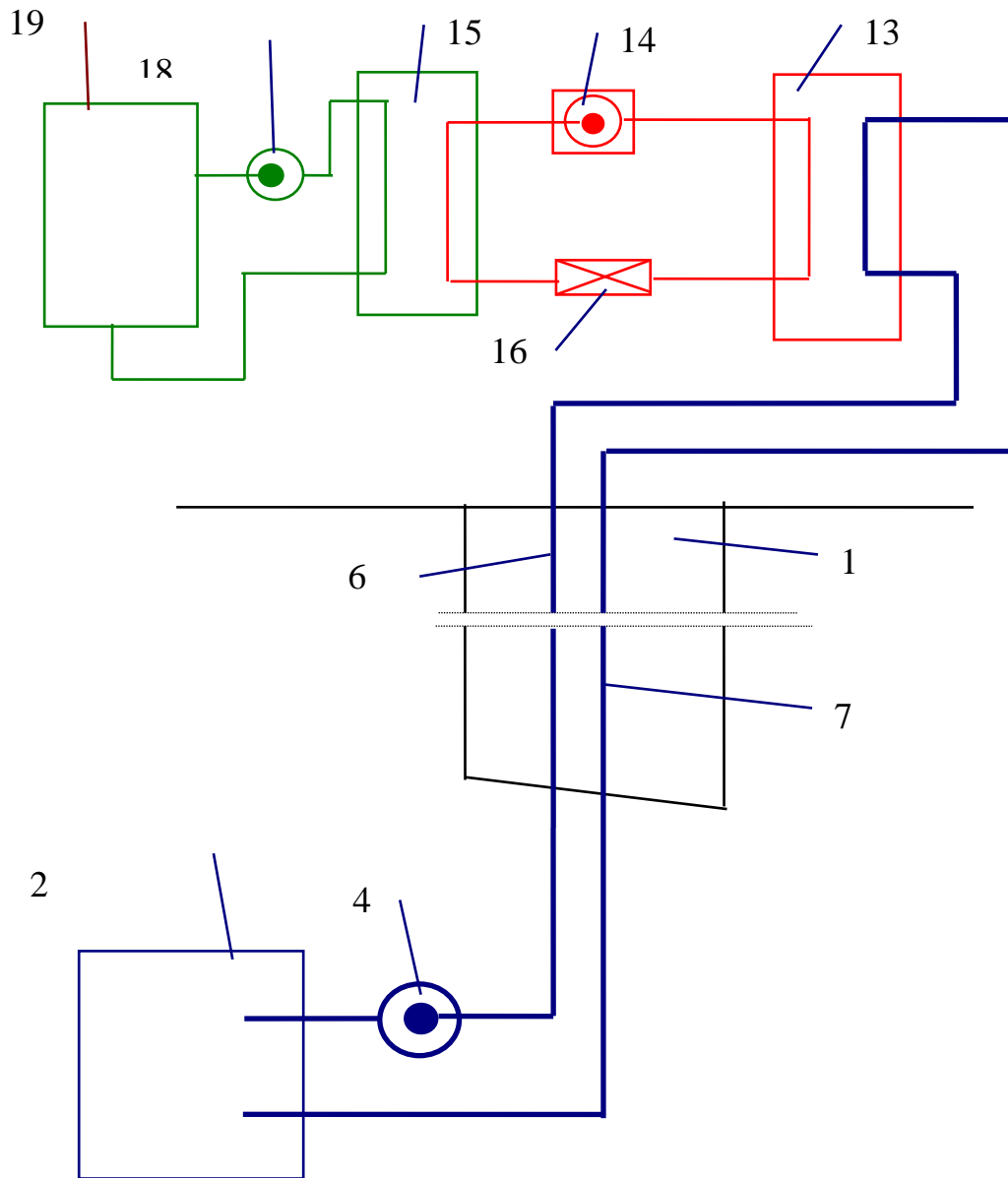


РИС. 1.15

Наконец, наиболее радикальным в этом плане является решение, при котором теплообменник 13 теплового насоса и вовсе размещается в подземном теплообменном бассейне 2, как это показано на рис. 1.17. При этом размеры самого теплообменника 13 практически ни чем не лимитируются, что создает вполне реальные предпосылки для значительного повышения и тепловой мощности станции, и повышения эффективности ее работы в целом.

Отметим далее, что эффективность осуществления и практического использования предлагаемых способа и комплексов оборудования для подземного производства продуктов теплоэнергоснабжения во многом зависит от получения и имеющихся возможностей подвода дополнительной энергии, в частности электроэнергии, для питания высоконапорных шахтных насосов 4, используемых для подъема воды из нижнего - подземного гидроаккумулирующего бассейна в верхний, а также для питания турбокомпрессоров в обратном термодинамическом цикле работы тепловых насосов. Одним из наиболее предпочтительных вариантов получения этой энергии может явиться использование автономной атомной энергоустановки, размещенной в подземных условиях шахты. При этом полностью исключается необходимость потребления электроэнергии из сети и, главное, эффективно может быть использовано - утилизировано значительное количество отходящей теплоты, выбрасываемой атомной энергоустановкой во все тот же подземный гидроаккумулирующий бассейн, поскольку, как известно, и эффективность самого производства теплоты с помощью обратного термодинамического цикла становится все более высокой, чем выше температура теплоотдающего источника относительно температуры окружающей среды.

В целом производство тепла с помощью обратного термодинамического

цикла - обратного цикла Карно по мере непрерывного и все более серьезного совершенствования тепловых насосов становится все более заманчивым и перспективным даже для такой большой по своему объему и важному значению сферы, как коммунально-бытовая сфера. Это обусловлено следующими обстоятельствами. В настоящее время снабжение теплом многочисленных бытовых потребителей осуществляется либо с помощью многочисленных мелких и довольно рассредоточенных бытовых котельных, либо той или иной сетью теплоэлектроцентралей с широкой и весьма рассредоточенной - разветвленной структурой тепловых сетей.

В первом случае, особенно при работе бытовых котельных на твердом топливе, неизбежны процессы транспортировки, складирования и хранения по многочисленным адресам твердого топлива, что является весьма трудоемким и крайне нежелательно с экологической точки зрения.

Во втором случае указанные проблемы с твердым топливом во многом снимаются, однако появляются новые проблемы, связанные с необходимостью строительства - прокладки и эксплуатации тепловых сетей. Производство же тепла с помощью теплонасосных установок и станций, в том числе и с помощью предлагаемых шахтных - подземных энерготехнологических комплексов, позволяет наиболее рационально совместить достоинства того и другого способов теплоснабжения потребителей, поскольку канализация и распределение электроэнергии, особенно на значительные расстояния и площади, является всегда более предпочтительной и по сравнению с доставкой и распределением твердого топлива, и по сравнению с передачей и распределением собственно тепловой энергии. Создание шахтных теплонасосных может способствовать делает вполне реальной задачу эффективного использования полностью отработанных шахт (вместо их ликвидации).

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ШАХТНОЙ  
ТЕПЛОНАСОСНОЙ СТАНЦИИ С РАЗНЕСЕННЫМ  
ОБОРУДОВАНИЕМ ТЕПЛООВОГО НАСОСА**

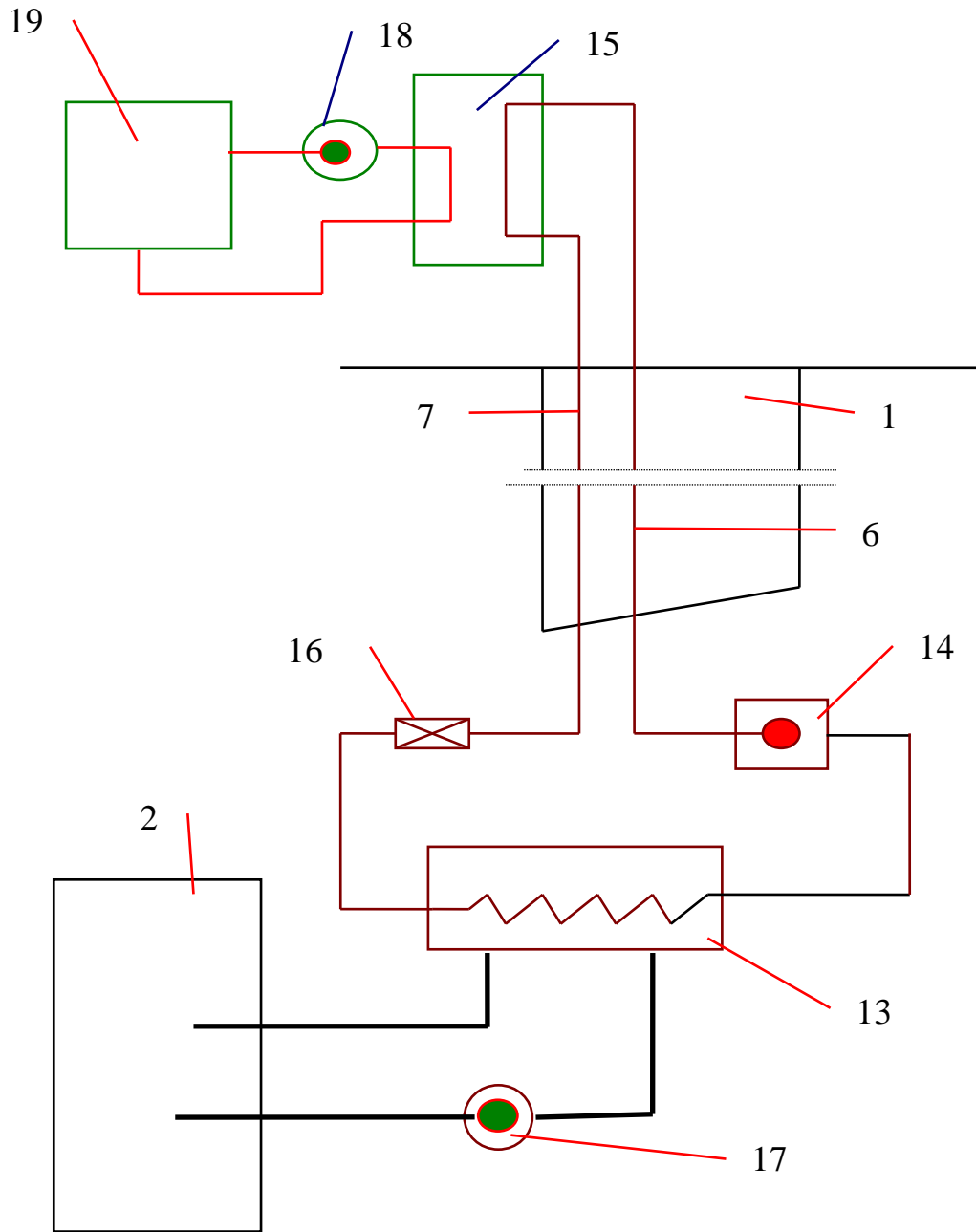
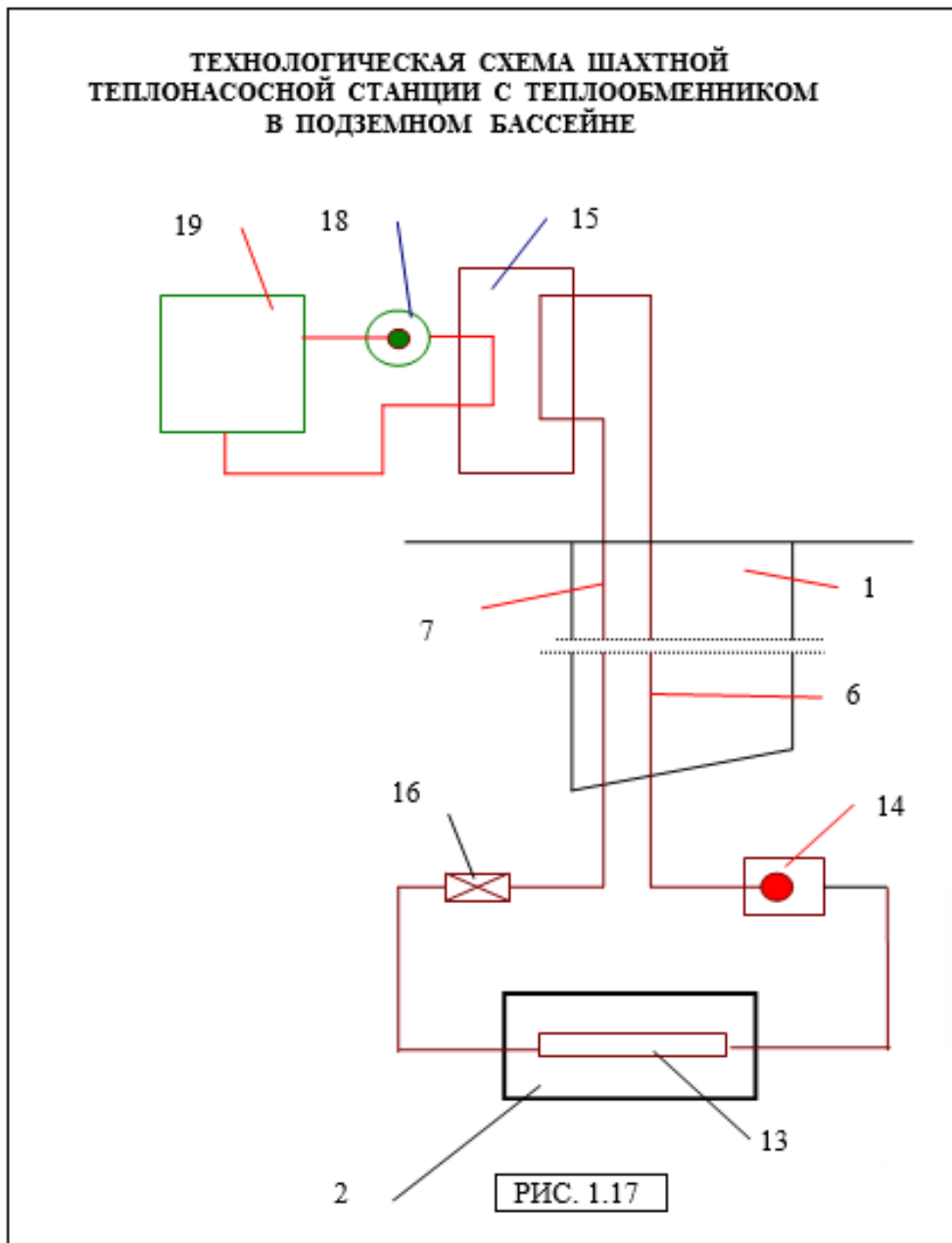


РИС. 1.16

Это также будет способствовать повышению эффективности теплоэнергоснабжения и действующих горнодобывающих предприятий, поскольку, как видим, шахтные теплонасосные станции не только органически вписываются в их технологические схемы, но и непосредственно базируются на использовании уже существующих на них технологических процессов и производств.



### **1.10 Подземные энергокомплексы с комбинированным использованием угля и ядерного топлива**

Как уже неоднократно подчеркивалось ранее в целом ряде регионов и отдельных отраслей Российской Федерации накопилось значительное количество сложностей и проблем, связанных с необходимостью значительного повышения экономической эффективности, экологической чистоты и безопасности работ при производстве различных продуктов теплоэнергоснабжения. Прежде всего это касается угольной промышленности и атомной энергетики. Так, в угольной промышленности России, требующей не то чтобы для развития, а просто для элементарного выживания, значительных государственных средств поддержки - дотаций, во весь рост встала проблема закрытия, так называемой санации, многочисленных мелких особо убыточных и казалось бы неперспективных угольных шахт. По некоторым оценкам уже в ближайшие несколько лет может быть ликвидировано от 70 до 100 и даже до 150 шахт на что также, кстати, требуются значительные материальные средства. Тяжелое положение сложилось в последнее время и с развитием атомной энергетики, где на первый план выдвинулась проблема необходимости обеспечения чуть ли не абсолютной безопасности работ.

Многие сегодняшние беды топливно - энергетического комплекса во многом вытекают из господствующего до последнего времени в ТЭК принципа раздельной добычи и переработки энергоносителей, чрезмерной централизации, а также гигантской концентрации добычи и переработки - сжигания угля. Это, в частности, приводит к необходимости осуществления все возрастающих по стоимости перевозок значительных количеств твердого топлива - угля, а последующие весьма отсталые, как правило, технологии сжигания, то есть его использования, порождают и новые проблемы. При этом для выработки

заданного количества тепловой и прежде всего электрической энергии мощными электростанциями, циркулирующей в единой энергетической системе страны или региона, суммирование ее осуществляется на уровне первичного энергоносителя - твердого топлива и производится с помощью весьма дорогостоящих да и малоэффективных в эксплуатации механических транспортных систем.

Одним из кардинальных путей разрешения этого противоречия может явиться использование принципа так называемой совместной добычи и переработки энергоносителей, предполагающего не только интеграцию, то есть органическое сочетание в рамках единого энерготехнологического комплекса горно-технологических процессов отработки угольных месторождений и физико-энергетических процессов выработки электроэнергии, но и комбинированное - одновременное использование взаимодополняющих способов и средств получения энергии.

Путем реализации этого принципа применительно к угольной электроэнергетике обеспечивается, с одной стороны, существенное сокращение целого ряда промежуточных звеньев и операций - процессов в сегодняшней весьма длинной технологической цепи на пути от места залегания угля в пласте до получения конечного продукта в виде электроэнергии и других продуктов теплоэнергоснабжения, а с другой стороны, представляется возможность как бы усилить "выходную мощность" угольного предприятия - угольной шахты за счет параллельного (одновременного) применения на ней других источников и способов получения энергии. Последнее фактически должно быть направлено на существенное повышение эффективности использования угля, как первичного энергоносителя, которая в настоящее время на стадиях его переработки - сжигания является весьма низкой.

Это обусловлено тем, что уголь перед сжиганием сегодня в лучшем случае подвергается лишь простейшему механическому обогащению в отличие, скажем от нефтяной индустрии, где сырая нефть перед использованием проходит весьма глубокую переработку с помощью целой гаммы методов и специальных технологических процессов. Однако, если методы и процессы в нефтехимии являются серьезно разработанными и уже длительное время применяются в практике, то углехимия не только сегодня, но и в более отдаленной перспективе не может пока предложить высокоэффективных и полностью освоенных в промышленном масштабе способов глубокой переработки угля, кардинальным образом повышающих эффективность его использования на последующих стадиях переработки в конечные наиболее ценные продукты теплоэнергоснабжения, и прежде всего в электроэнергию. По сути дела сегодня остается реальным и крайне необходимым поиск лишь нетрадиционных, будем говорить в некотором роде альтернативных, путей использования и применения угля для производства электроэнергии. Это становится особенно важным, если при этом открываются и те или иные принципиально новые возможности для совершенствования существующей техники и технологии отработки угольных месторождений.

Если же говорить об атомной энергетике, то, как известно, одним из наиболее реальных и в то же время достаточно радикальным путем повышения здесь безопасности работ, привлекающим все более пристальное внимание в последнее время [ 13-15 ], является создание подземных атомных электрических станций.

Исходя из этих принципиальных соображений в СНТТ "Техноподземэнерго" предложены способ подземной разработки угольных пластов и технологические схемы подземных энерготехнологических



комплексов с так называемым комбинированным использованием угля и ядерного топлива [ 30 ], которые как раз и направлены на решение упоминавшихся выше проблем. В основе предложенных технико - технологических решений лежат следующие технические предпосылки и инженерные подходы.

Известно, что для превращения рабочего тела - воды, используемой в паросиловом цикле для выработки электроэнергии, в водяной пар требуемых параметров необходимо затрачивать первичной энергии (тепла) в 5 - 6 раз больше, чем для последующего перегрева водяного пара, то есть для придания последнему заданных температуры и давления (теплосодержания). Поэтому, если "добываемый" подземным энерготехнологическим комплексом уголь использовать только на стадии перегрева рабочего тела, а последнее в прямом термодинамическом цикле из жидкого состояния в газообразное ( в пар) преобразовывать с помощью какого - то другого более эффективного источника энергии, то в конечном итоге это будет равносильно повышению эффективности использования самого угля.

Именно таким источником энергии являются атомные энергетические реакторы, в наибольшей степени приспособленные для генерирования водяного пара относительно низких параметров. Более того, применение в атомной электрической станции термгазодинамического цикла с огневим перегревом пара позволяет повысить на 30 - 50 процентов выходную мощность станции при сохранении на одном и том же уровне мощности самого реактора [ 31 ].

С другой стороны, установка на шахте дополнительного энергоисточника в виде атомного реактора равносильна как бы увеличению - усилению ее мощности, точнее создаваемого на базе данной шахты подземного энерготехнологического комплекса, при сохранении на прежнем уровне

мощности шахты по " добыче " угля. Простейшей технологической схемой подземного энергокомплекса с комбинированным использованием угля и ядерного топлива является технологическая схема, показанная на рис.1.18 и предполагающая полное сохранение на шахте существующей техники и технологии добычи угля. Однако существенным при этом является то, что уголь из шахты не выдается, а полностью перерабатывается в подземных условиях.

На рис.1.18 показаны: 1 - реакторное отделение; 2 - ядерная энергетическая установка (реактор); 3 - главный циркуляционный насос; 4 - парогенератор; 5 - устройство вентиляции ядерного реактора; 6 - котельная установка для огневого перегрева водяного пара; 7 - паропровод; 8 - ствол шахты; 9 - трубопровод для выдачи газообразных продуктов вентиляции реактора на поверхность; 10 - трубопровод для выдачи отработанных газообразных продуктов сжигания угля в котельной установке; 11 - стволовой паропровод; 12 - стволовой трубопроводовод; 13 - паровая турбина; 14 - электрический генератор; 15 - бак-накопитель; 16 - конденсатор; 17 - циркуляционный насос; 18 - пруд-охладитель; 19 - конденсатный насос; 20 - поверхностный питающий насос; 21 - подземная гидроагрегатная камера; 22 - гидравлическая турбина; 23 - электрический генератор; 24 - накопительно-компенсирующий резервуар; 25 - подземный питающий насос; 26 - устройство (установка) тонкой очистки и нейтрализации активности газообразных продуктов работы ядерного реактора и котельной установки; 27 - тягодутьевой вентилятор и 28 - вентиляционная труба.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА С КОМБИНИРОВАННЫМ  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УГЛЯ И ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА**

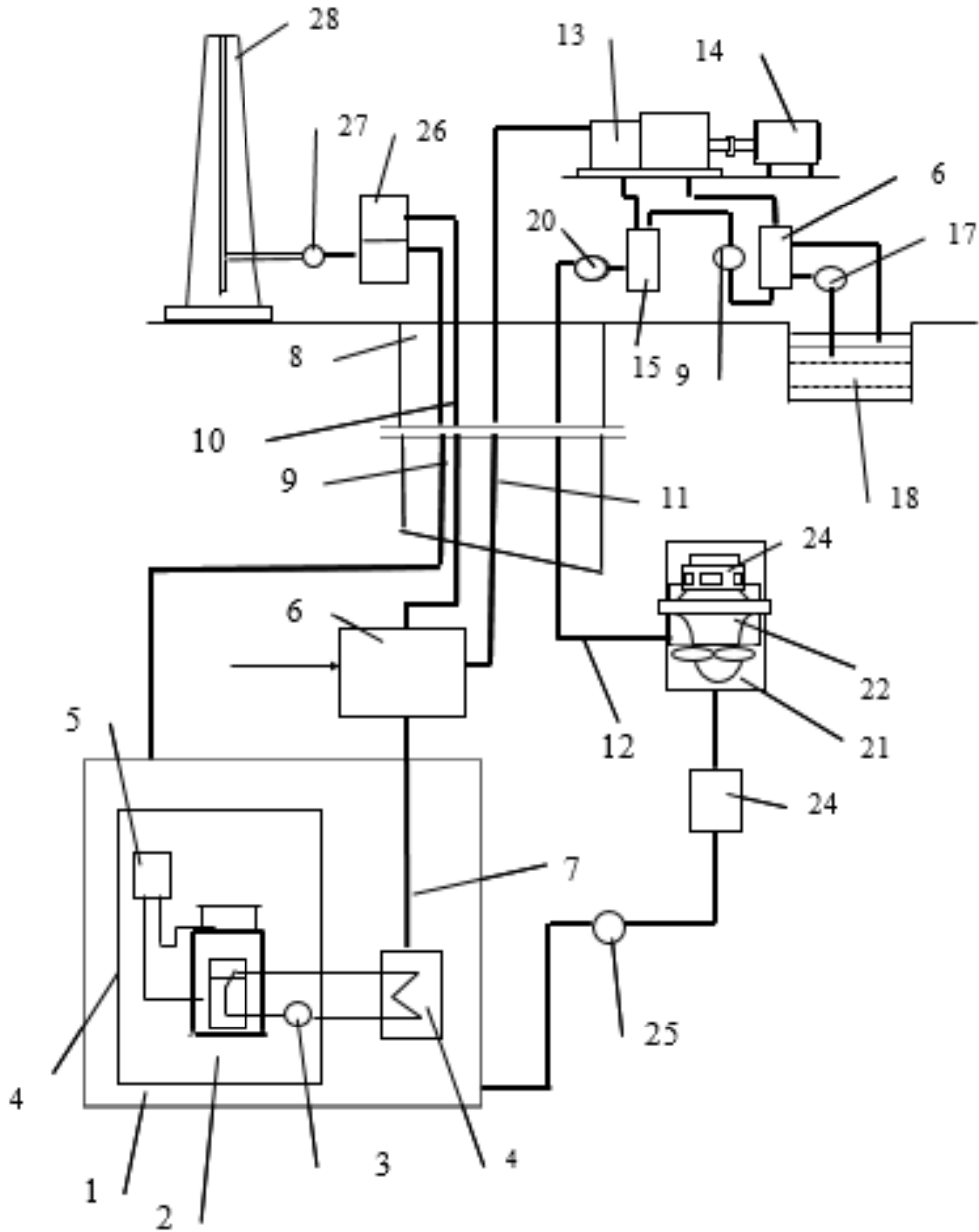


РИС. 1.18

Данная технологическая схема предназначена прежде всего для реконструкции малоэффективных действующих угольных шахт небольшой производственной мощности, ограниченной теми или иными факторами. Для этого под землей в подходящем массиве горных пород ниже уровня залегания водоносных горизонтов проходят (сооружают) подземную камеру реакторного отделения 1, в которую устанавливают ядерный энергетический реактор 2 с циркуляционным насосом 3, парогенератором 4 и устройством дожигания газообразных продуктов работы реактора и вентиляции камеры реакторного отделения 5. В непосредственной близости от парогенератора 4, например, в отдельной подземной камере, устанавливают также котельную установку огневого перегрева пара 6, которую соединяют паропроводом 7 с парогенератором 4. В стволе шахты 8 прокладывают трубопровод 9 для выдачи продуктов вентиляции реактора на поверхность, трубопровод 10 для выдачи продуктов сжигания угля в котельной установке 6, паропровод 11 и трубопровод-водовод 12. На поверхности шахты размещают паротурбинное отделение, включающее обычный состав оборудования.

Кроме того, под землей в специальной гидроагрегатной камере 21 устанавливают гидравлическую турбину 22 с электрическим генератором 23. На вход гидравлической турбины 22 подают стволуевой трубопровод-водовод 12, а ее выход соединяют с накопительно-компенсирующим резервуаром 24, который трубопроводом с питающим подземным насосом 25 соединяют с парогенератором 4 реакторного отделения 1.

Генерируемый в реакторном отделении 1 водяной пар по паропроводу 7 подается в котельную установку 6, куда поступает и уголь добываемый в шахте с помощью тех или иных существующих (традиционных) технологий и средств. За счет сжигания сравнительно небольшого количества органического топлива-угля в котельной установке 6 производится огневого перегрев пара и придание ему

требуемых высоких параметров. Перегретый пар далее по стволловому паропроводу 11 подается на поверхность шахты в паротурбинное отделение для выработки электроэнергии и другого использования, конденсат собирается в баке-накопителе 15, откуда теплоноситель-вода поверхностным питающим насосом 20 сбрасывается по водоводу 12 в подземную гидроагрегатную камеру 21 на гидравлическую турбину 22 с электрическим генератором 23.

При этом энергия воды, запасенная под действием гравитационных сил преобразуется с достаточно высоким КПД в электрическую энергию, а вода после гидравлической турбины 22 поступает в подземный накопительно-компенсирующий резервуар 24, откуда питающим насосом 25 она подается на стадию парообразования за счет энергии ядерного реактора. В парогенераторе 4 вырабатывается водяной пар относительно низких параметров, направляемый по паропроводу 7 в котельную установку 6 для непосредственного огневого перегрева. Именно последнее обстоятельство позволяет надеяться, что в данном случае возможно практическое создание энергетического атомного реактора и реализация таких его режимов работы, чтобы обеспечивалась полностью бесперегрузочная кампания использования ядерного топлива на весь срок службы реактора, что в свою очередь является весьма серьезным дополнительным аргументом в пользу предлагаемого подхода. В технологической схеме подземного энергокомплекса с комбинированным использованием угля и ядерного топлива, разумеется, могут применяться и другие типы ядерных энергетических реакторов, например, интегрального-кипящего типа, на быстрых нейтронах и т.д. [ 32 ].

Создание предлагаемых подземных энерготехнологических комплексов будет особенно эффективным в сочетании с принципиально новыми термогазодинамическими и парогазовыми технологиями отработки угольных пластов, обеспечивающих безлюдную "выемку" органического топлива из<sub>93</sub>

пласта в самых разнообразных горно-геологических условиях, включая угольные пласты с любыми углами падения, нарушенные месторождения, некондиционные запасы, пласты с твердыми включениями и т.д.

Технологическая схема подземного энергокомплекса с комбинированным использованием угля и ядерного топлива в данном случае приобретает вид, показанный на рис.1.19. В этом случае, помимо изложенного выше, на шахте осуществляют также комплекс следующих мероприятий для подготовки в угольном пласте столбов-термогазогенераторов, обеспечивающих безлюдную технологию отработки пластов и получение горючих газообразных продуктов переработки (газификации) угля непосредственно на месте его залегания - в пласте.

Для подготовки столба к безлюдной отработке по пласту проводят подготовительные горные выработки-штреки 29 и 30, а краевые части пласта, выходящие на штреки, вынимают и изолируют с помощью полос 31, возводимых из того или иного инертного материала. Затем по пласту на определенном друг от друга расстоянии бурят от одного штрека к другому систему скважин 32, в которые устанавливают перфорированные трубопроводы 33, пропуская их через изолирующие полосы 31 с необходимыми уплотнениями. При этом на одном из штреков, например, на штреке 30, перфорированные трубопроводы 33 пропускаются через полосы 31 с помощью герметизирующих газодутьевых и газоотводящих патрубков 34, которые поочередно подключают к размещенным здесь же трубопроводам 35 и 36.

На противоположном штреке (в данном случае на штреке 29) устанавливают также вспомогательный питающий паропровод 37, к которому подключают перфорированные трубопроводы 33 всех скважин 32. Кроме того, в подходящем месте на добычном участке устанавливают (полустационарно), например, в

специальной участковой подземной камере, дымосос-коммутатор 38 и дутьевой вентилятор 39. Трубопроводы 35 и 36 подключают к входам-выходам дымососа-коммутатора 38, а вспомогательный питающий паропровод 37 подсоединяют к той или иной точке отбора пара паросилового контура энергокомплекса.

В целом работа подземного энергокомплекса при этом остается такой же, но в последнем случае собственно "выемка" угля ведется полностью безлюдным термогазодинамическим способом, а соответственно котельная установка 6 для огневого перегрева водяного пара, генерируемого атомным энергетическим реактором, работает при этом не на твердом топливе (угле), а на продуктах газификации его непосредственно на месте залегания - в пласте. Это обеспечивается следующим образом.

После включения в работу всех систем и устройств, как и в предшествующем случае, запускаются в работу также дутьевой вентилятор 39 и дымосос-коммутатор 38, в результате чего в одну часть скважин 32 (например, в нечетные скважины) подается дутье-воздух, а из другой их части (четных) производится отвод (отсос) газообразных продуктов. Это осуществляется по трубопроводам 35 и 36, которые в процессе работы используют поочередно то для подачи дутья на газификацию угля, то для отвода газообразных продуктов газификации последнего. При этом в самой начальной стадии этого процесса у штрека 29 в нескольких межскважинных целиках угля производят розжиг пласта и в целом таким образом осуществляют газификацию угля непосредственно на месте его залегания.

Далее, продукты газификации угля, основными компонентами которых являются окись углерода и водород, подаются в котельную установку 6 для непосредственного огневого перегрева пара, куда поступает также и водяной

пар относительно низких параметров, генерируемый в парогенераторе 4 за счет ядерной энергии реактора 2. Для повышения эффективности процесса газификации угля в пласте часть водяного пара тех или иных параметров по вспомогательному паропроводу 37 направляется в перфорированные трубопроводы 33. Поэтому выгазованное - отработанное пространство столба-термогазогенератора в пласте как бы просеивается (продувается) паром. Этим обеспечивается, с одной стороны, вынос метана, выделяющегося из боковых пород в выработанном пространстве, в зону газификации угля в пласте и далее в котельную установку 6, а с другой стороны, что не менее важно, под действием тепла, аккумулированного в выгоревшем пространстве происходит термическое разложение воды (пара) на водород и кислород, что повышает эффективность газификации угля непосредственно в пласте за счет снижения необходимого количества воздуха (кислорода) подаваемого в зону газификации угля, а также за счет повышения теплотворной способности горючих газообразных продуктов.

Далее, продукты газификации угля, основными компонентами которых являются окись углерода и водород, подаются в котельную установку 6 для непосредственного огневого перегрева пара, куда поступает также и водяной пар относительно низких параметров, генерируемый в парогенераторе 4 за счет ядерной энергии реактора 2. По мере отработки межскважинных угольных целиков активная (высокотемпературная) зона в столбе-термогазогенераторе перемещается путем включения в работу все новых скважин и последовательного отключения тех из них, которые остались уже позади нее.

В целом интенсивность отработки пласта и эффективность работы столба-термогазогенератора обеспечиваются поддержанием на заданном уровне параметров подачи дутья (состав, количество, давление на нагнетании), отвода продуктов газификации, поскольку все эти параметры являются полностью



наблюдаемыми и управляемыми. Все другие параметры столба-термогазогенератора в пласте (длина столба, его ширина-расстояние между штреками, запасы угля в нем и т.д.) выбираются при проектировании исходя из требуемой выходной электрической мощности подземного энергокомплекса, а также горно-геологических особенностей разрабатываемого шахтой месторождения.

Подводя итоги вышеизложенному можно сделать вывод, что создание подземных энерготехнологических комплексов с комбинированным использованием угля и ядерного топлива может явиться весьма важным направлением в решении ряда важных проблем топливно-энергетического комплекса страны и прежде всего, конечно, в развитии угольной промышленности, а также в дальнейшем расширении области практического использования атомной энергетики. Кроме того, рассмотренная здесь коротко технология безлюдной отработки угольных пластов (одного из способов) сама по себе чрезвычайно важна, может осуществляться различными путями и детально рассматривается во второй части работы.

**СХЕМА КОМБИНИРОВАННОГО ПОДЗЕМНОГО  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА ПРИ ТЕРМОГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ  
БЕЗЛЮДНОЙ ОТРАБОТКЕ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

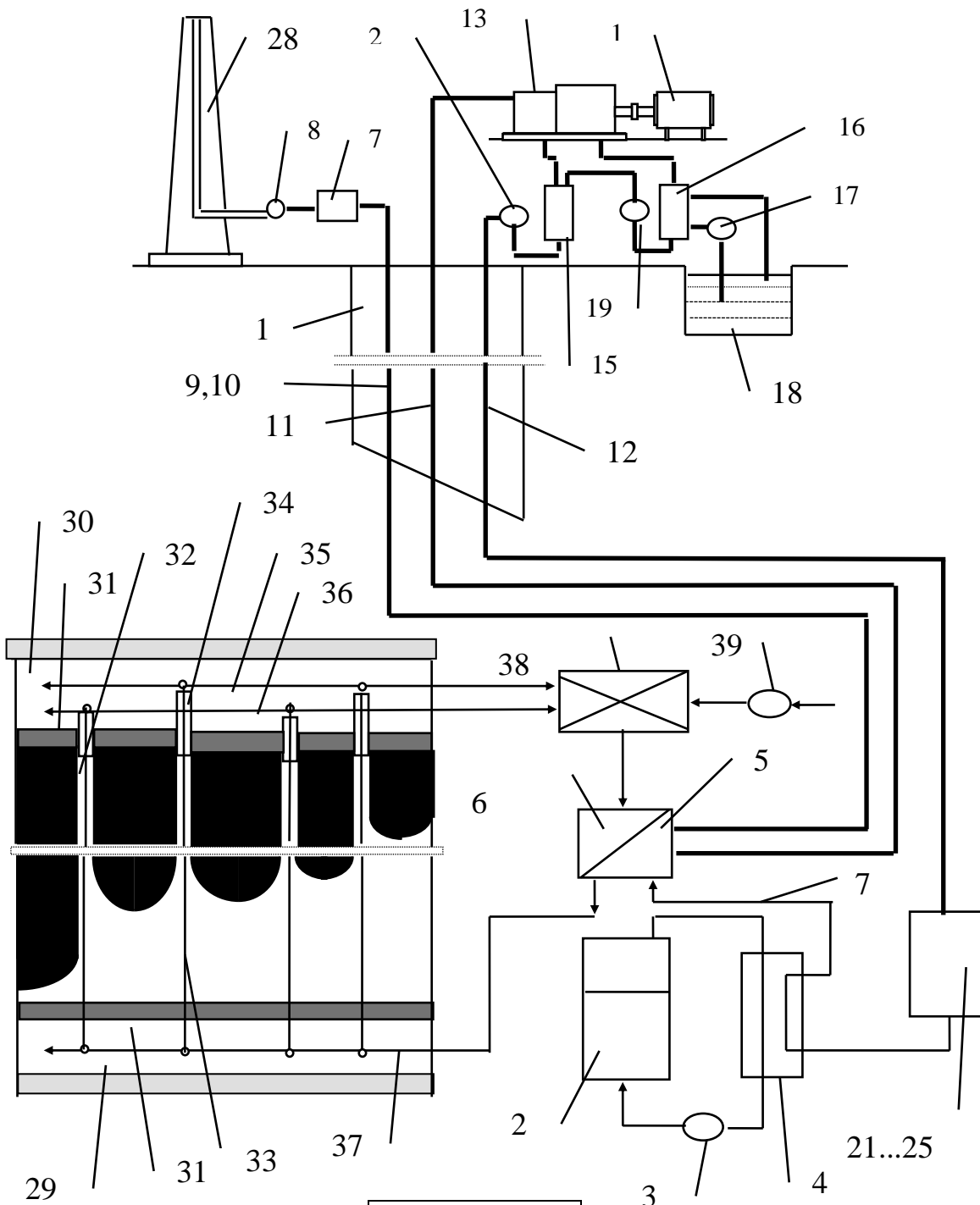


РИС. 1.19

### **1.11 Технологические схемы подземных энергокомплексов на базе шахт Подмосковского угольного бассейна**

В последние годы произошло заметное снижение добычи угля в Подмосковном угольном бассейне, что сопряжено со сложными горно-геологическими условиями залегания угольных пластов, а также и с низким качеством добываемого здесь угля. Исчерпание промышленных запасов топлива на ряде шахт, низкая рентабельность многих из них, переход к рыночным отношениям фактически поставили под угрозу само существование этого угольного бассейна. Вместе с тем расположение этого угольного бассейна в самом центре России обуславливает как в текущее время, так и, в особенности, в стратегическом плане важное его значение для теплоэнергообеспечения самых разнообразных потребителей. Поэтому изыскание эффективных путей реконструкции и развития Подмосковного угольного бассейна, вместо принятого сегодня направления на дальнейшее снижение добычи угля и закрытие подавляющего большинства его шахт, представляет несомненный практический интерес.

Важной особенностью шахт Подмосковья является не большая глубина залегания угольных пластов, в целом до 100 м, а также практически полное отсутствие газа метана, способного образовывать взрывоопасные концентрации вместе с воздухом, что серьезно осложняет добычу угля на шахтах других угольных бассейнов. Это позволяет в рамках рассматриваемого подхода предложить ряд технологических схем работы подземных энергокомплексов, отличающихся более простой технической реализацией и в максимально возможной степени базирующихся на существующем шахтном хозяйстве и использовании простейшего энергетического оборудования. Одна из таких технологических схем показана на рис. 1.20 и предполагает размещение

всего энергетического оборудования на поверхности шахты, а также принципиально новую термогазодинамическую технологию безлюдной отработки угольных пластов столбами-термогазогенераторами. Последняя имеет исключительно важное самостоятельное значение прежде всего для угольной промышленности и, разумеется, для развития подземной электроэнергетики, как нового направления в технике и технологии производства продуктов теплоэнергоснабжения. Поэтому термогазодинамические и другие технологии безлюдной отработки угольных пластов специально рассматриваются во второй части работы. Здесь же мы ограничимся лишь описанием в общих чертах одной из этих технологий в контексте описания ее взаимосвязей с технологической схемой работы подземного энергокомплекса в целом.

На поверхности шахты размещается контур паросилового тепломеханического оборудования, включающий как и обычно котельную установку 1, паровую турбину 2 с электрическим генератором 3, конденсатор 4, промежуточный бак (резервуар)-накопитель 5 и высоконапорный циркуляционный насос 6, а также дымосос-коммутатор 7 и воздуходувку или компрессор 8, предназначенные для газификации угля непосредственно на месте его залегания в специально подготовленных пластовых столбах-термогазогенераторах.

Столб-термогазогенератор, подготовленный и соответствующим образом оборудованный непосредственно в угольном пласте, соединяется двумя парами стволовых коммуникаций-трубопроводов, образующих контур циркуляции теплоносителя - воды между дневной поверхностью и подземным пространством шахты и контур газификации угля. Контур циркуляции теплоносителя образует собственно паросиловое оборудование энергокомплекса ( 1-6 ), стволовые трубопроводы-водоводы 9,10, а также коммуникации столба -

термогазогенератора 13, играющего в данном случае роль как бы обычного экономайзера. Контур газификации угля включает в себя дымосос - коммутатор 7, воздуходувку или компрессор 7, стволовые трубопроводы 11,12 и столб - термогазогенератор в угольном пласте с теми или иными коммуникациями и устройствами.

По трубопроводу 9 вода с поверхности шахты насосом 8 подается в скважинные теплообменники столба-термогазогенератора 13 и далее по трубопроводу 10, выходя из шахты, поступает в парогенератор котла 1, откуда водяной пар заданных параметров направляется в паровую турбину 2 и далее как в обычном порядке. Стволовые трубопроводы 11 и 12 поочередно и совместно используются то для подачи воздуха-дутья от воздуходувки или компрессора 7 через дымосос-коммутатор 8 в столб-термогазогенератор на газификацию угля, то для отвода (отсоса) продуктов газификации угля (смеси горючих газов), направляемых через дымосос-коммутатор в топку котла 1.

Незначительная глубина залегания угольных пластов в Подмосковном угольном бассейне позволяет реализовать технологическую схему подземного энергокомплекса с прокладкой трубопроводов 11 и 12 контура безлюдной газификации угольного пласта в отдельной пробуренной с поверхности скважине большого диаметра, как это показано на рис. 1.21. Этим может быть достигнуто максимальное повышение безопасности работы энергокомплекса вплоть до обеспечения возможности одновременной эксплуатации на шахте участков с обычной

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА СО СТЕВЛОВЫМИ КОММУНИКАЦИЯМИ**

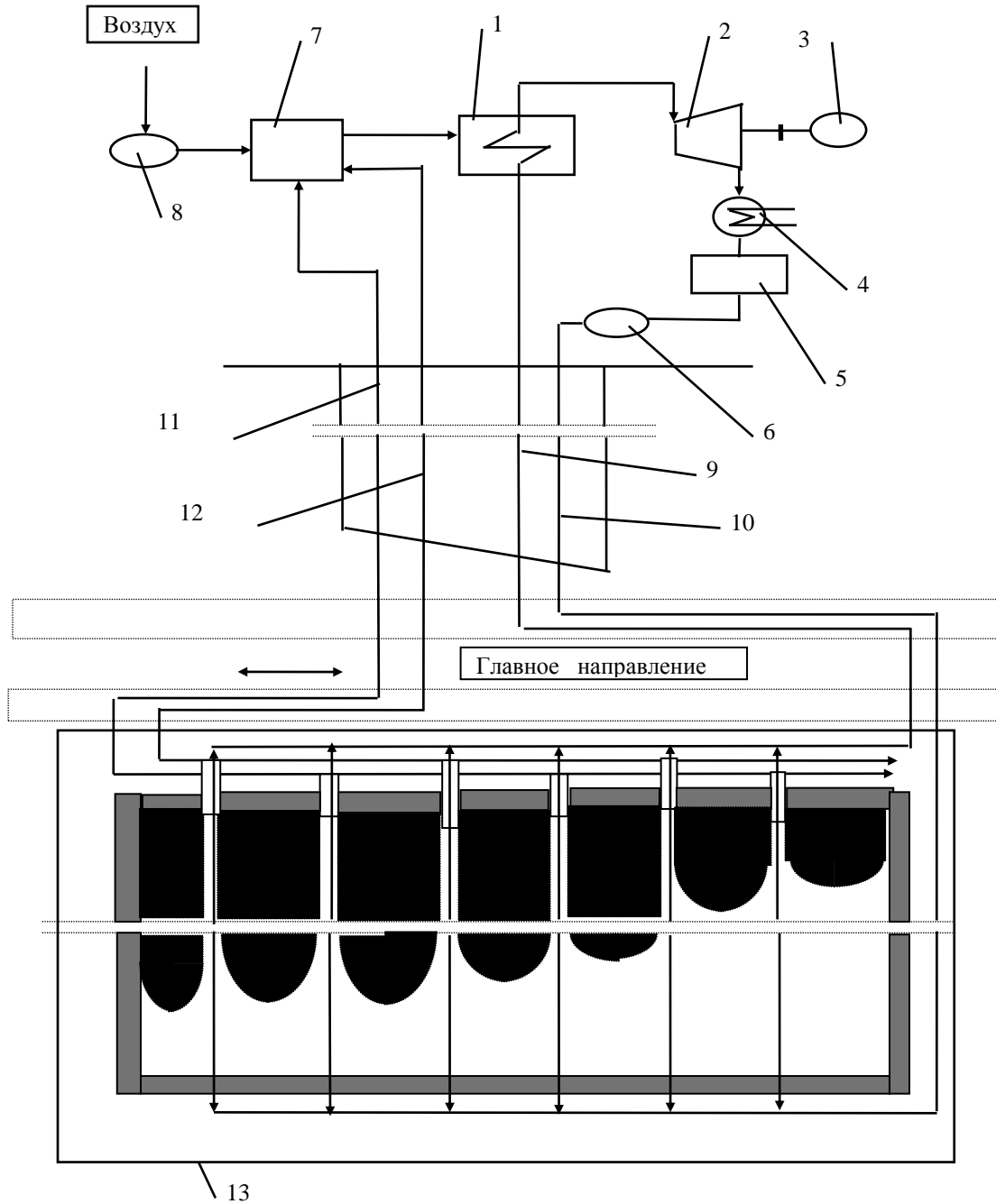


РИС. 1.20

технологией добычи угля и с безлюдной термогазодинамической обработкой угольных пластов при соблюдении, разумеется, ряда в общем-то простейших дополнительных правил и мероприятий эксплуатации. В этом случае газодутьевые трубопроводы 11 и 12 располагаются в отдельной пробуренной с поверхности шахты скважине большого диаметра 14, а сам столб-термогазогенератор 13 полностью изолируется от остального рабочего подземного пространства.

При работе данных технологических схем подземных энергокомплексов в качестве газифицирующего уголь агента (реагента) может использоваться не только обычный атмосферный воздух, но и обогащенная кислородом воздушная или паровоздушная смесь, поскольку все энерготехнологическое оборудование комплекса находится на поверхности шахты и получение этих компонентов дутья фактически не представляет собой особых сложностей.

Представляется также весьма перспективным создание на базе шахт Подмосквовного угольного бассейна подземных энергокомплексов, использующих и другие типы собственно энергетического, например, того же газотурбинного оборудования. На рис. 1.22, в частности, представлена технологическая схема работы подземного энергокомплекса, базирующегося на применении прямого термодинамического цикла и так называемых карнотизированных газотурбинных энергоустановок, создаваемых в Физико-энергетическом институте (г. Обнинск), МГТУ им. Н.Э. Баумана и рядом конверсионных предприятий.

Как и предыдущих технологических схемах, обработка угольного пласта здесь также ведется безлюдным

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА  
С ГАЗОДУБЬЕВЫМИ КОММУНИКАЦИЯМИ В  
ОТДЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА**

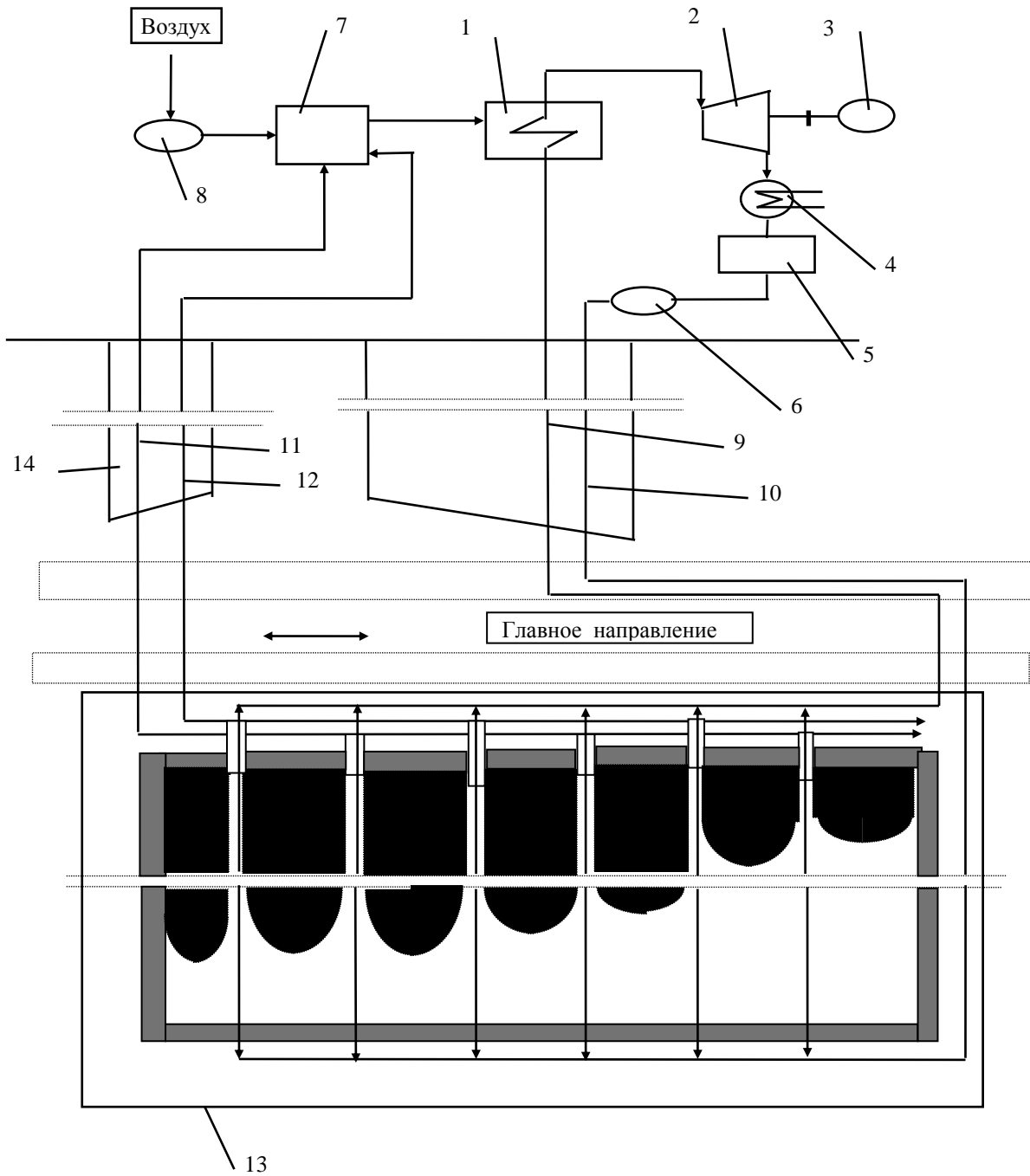


РИС. 1.21



термогазодинамическим способом, но в качестве генерирующей энергоустановки при этом используется газотурбинная установка с внешним подводом тепла. Соответственно этому в качестве основного рабочего тела в цикле выработки электроэнергии, то есть в качестве теплоносителя, используется обычный атмосферный воздух. Карнотизированная газотурбинная энергоустановка включает в себя собственно газовую турбину 1 с сидящими на одном валу с ней компрессором высокого давления 2 и электрическим генератором 3, а также камеру сгорания продуктов газификации угля 3, обеспечивающую внешний подвод тепла к рабочему телу газовой турбины.

Сжимаемый компрессором 2 атмосферный воздух подается в камеру сгорания 3, куда со столба-термогазогенератора поступает также и газообразное топливо в виде синтез-газа того или иного (в зависимости от состава дутья на газификацию угля и режима работы столба-термогазогенератора) состава. С компрессора 2 воздух частично отбирается и по стволочному трубопроводу 10 направляется под землю в теплообменники столба-термогазогенератора и затем по трубопроводу 9 выходит на поверхность шахты, поступая далее в топку воздушного котла или камеры сгорания 3. Важно отметить, что использование в качестве основного рабочего тела обычного атмосферного воздуха при этом позволяет значительно снизить требования к надежности работы теплообменных устройств столба-термогазогенератора, поскольку нарушения герметичности последних и утечки воздуха всего лишь будут приводить в конечном итоге к увеличению количества воздуха, подаваемого в столб-термогазогенератор на газификацию угля. На рис. 1.22 показана технологическая схема подземного энергокомплекса с расположением термогазопроводов 11 и 12 в

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДЗЕМНОГО  
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА С КАРНОТИЗИРОВАННОЙ  
ГАЗОТУРБИННОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКОЙ**

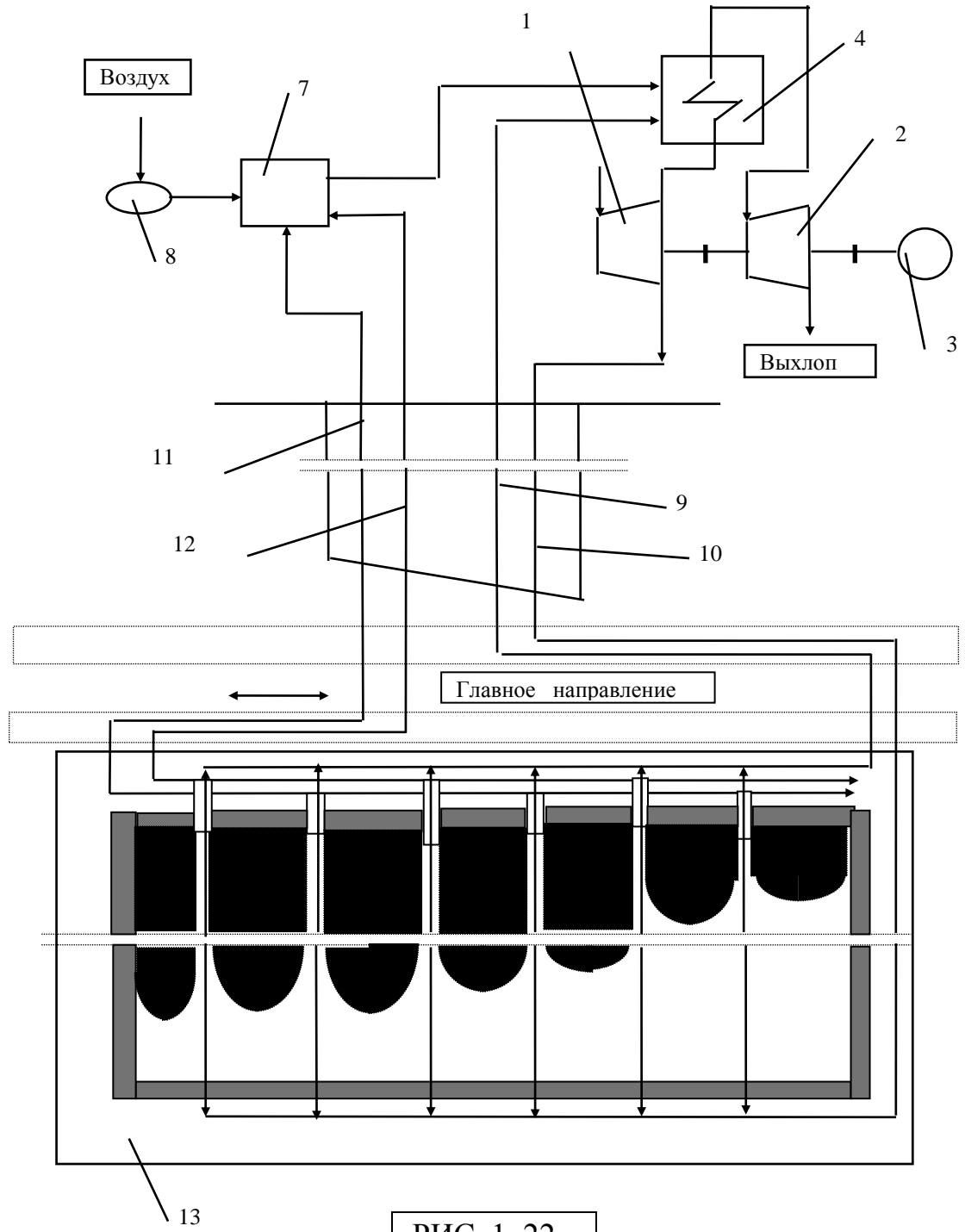


РИС. 1. 22

стволе шахты, хотя они здесь также могут размещаться и в отдельной скважине большого диаметра аналогично технологической схеме, представленной на рис. 1.21.

Важным преимуществом для ряда условий при создании подземных энерготехнологических комплексов с карнотизированными газотурбинными энергоустановками может явиться исключение из цикла выработки электроэнергии воды, как основного рабочего тела (о чем уже говорилось выше), так и особенно больших ее количеств, необходимых обычно для конденсации отработанного водяного пара.

## **1.12 Технологические схемы управления газовойделением и утилизация горящих породных отвалов угольных шахт и обогатительных фабрик**

Одним из путей повышения эффективности работы многих угольных шахт и обогатительных фабрик является управление газовойделением и утилизация многочисленных горящих породных отвалов. Достаточно сказать, что по данным [ 33 ] только в АО "Ростовуголь" имеется около 150 породных отвалов, из них горят 33 и при этом они выбрасывают в окружающее пространство окись углерода, сернистый газ, сероводород, окислы азота и удушающие газы (углекислоту). Породные отвалы занимают здесь площадь 684 га, имеют объем около 148 млн. м<sup>3</sup> и своими выбросами сегодня лишь отравляют воздух шахтерских городов и поселков ядовитыми продуктами, а сами угольные предприятия подвергаются значительным штрафам.

Применяемые сегодня в практике эксплуатации горящих породных отвалов технологии и технические средства так или иначе основаны на принудительном газоподавлении и тушении очагов горения в отвалах. Однако при этом не только не исключается выброс вредных и ядовитых веществ в окружающее пространство, но и не обеспечивается утилизация большого количества энергии (тепла), выделяющейся в отвалах.

Существенно новым шагом в этом безусловно важном направлении может явиться использование предложенной в СНТТ "Техноподземэнерго" принципиально новой технологии и комплекса оборудования для управления и утилизации горящих породных отвалов. Предлагаемая технология и комплекс оборудования основаны на активном - управляемом воздействии на процессы горения в отвале и предусматривают принудительный сбор и утилизацию как газообразных продуктов сгорания (окисления) горючей массы,

непрерывно поступающей в отвал вместе с породой, так и выделяющегося тепла в процессе горения. Это достигается путем соответствующего создания и непрерывного поддержания в приповерхностном слое боковых откосов и верхней площадки отвала некоторой депрессивной зоны - разрежения и прокачки через высокотемпературные зоны горения воды - теплоносителя, обеспечивающих возможность эффективной последующей их утилизации в контуре паросилового энергооборудования для выработки на шахте тепла и электроэнергии.

Основная технологическая схема управления газовыделением и утилизации горящих породных отвалов представлена на рис. 1.23 и включает в себя оборудование (устройства), размещаемое непосредственно на отвале 1, а также контур паросилового оборудования для выработки электроэнергии, установленного в одном из существующих зданий шахты или обогатительной фабрики (например, в здании существующей котельной) или в дополнительно построенном здании или сооружении.

На отвале, главным образом на боковых откосах в зоне примыкающей к верхней площадке, непосредственно на их поверхности или с небольшим заглублением (ориентировочно 0,5-0,7 м) с расстоянием друг от друга в 1-5 м по высоте отвала устанавливаются перфорированные утилизационные (утилизирующие) трубопроводы  $2_1-2_n$  диаметром 100-150 мм, опоясывающие по периметру отвал в каждом сечении по месту их установки.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА УПРАВЛЕНИЯ  
ГАЗОВЫДЕЛЕНИЕМ И УТИЛИЗАЦИИ ГОРЯЩИХ  
ПОРОДНЫХ ОТВАЛОВ**

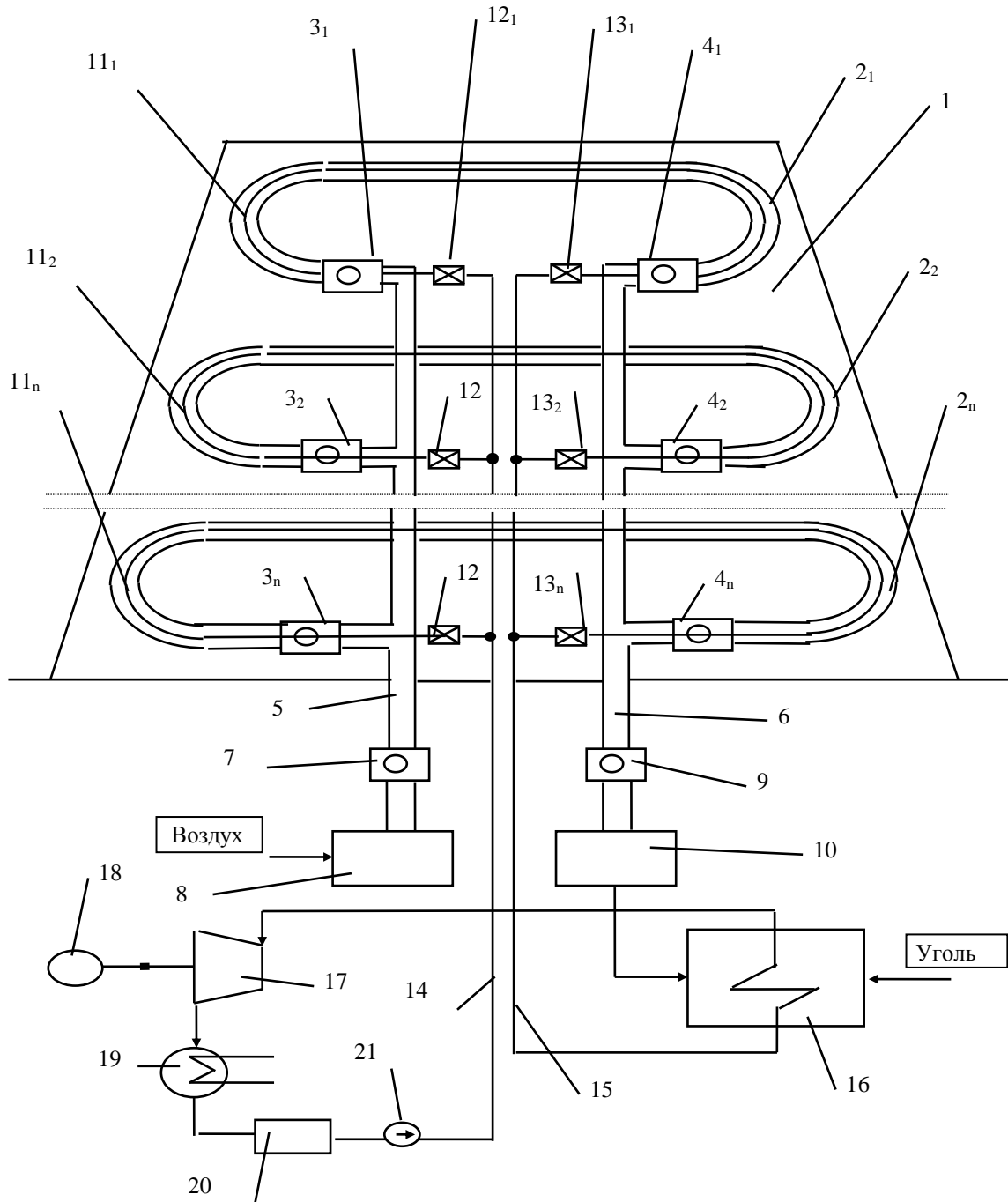


РИС. 1.23

С помощью запорно-регулирующей арматуры (задвижек)  $3_1-3_n$  и  $4_1-4_n$  утилизирующие трубопроводы  $2_1-2_n$  подсоединены к питающему (нагнетательному) 5 и отводящему (отсасывающему) 6 трубопроводам, которые проложены по склону отвала к месту расположения энергосиловой установки. Нагнетательный трубопровод 5 через задвижку 7 подключен к дутьевому вентилятору 8, а отсасывающий трубопровод 6 через задвижку 9 - к дымососу 10.

Во всех перфорированных утилизационных трубопроводах внутри размещены трубопроводы - теплообменники  $11_1-11_n$ , которые через задвижки  $12_1-12_n$  и  $13_1-13_n$  подключены соответственно к напорному (питающему) трубопроводу холодного теплоносителя (воды) 14 и к сборному трубопроводу 15 горячего теплоносителя.

Далее, комплекс оборудования для управления газовыделением и утилизации горящих отвалов включает в себя контур паросилового оборудования, собранный на стандартном (серийном) энергооборудовании и соединенного обычным образом. При этом выход дымососа 10 подключен ко входу подачи дутья в котел 16, в топку которого подается также определенное количество топлива (угля), обеспечивающее стабильную утилизацию (дожиг) газообразных продуктов окисления-горения, непрерывно отсасываемых с горящих зон отвала и гарантированное генерирование водяного пара заданных параметров. Водяной пар с котла 16 поступает на паровую турбину 17 с электрическим генератором 18. Отработанный пар конденсируется в конденсаторе 19 (водяном или воздушном) и конденсат сбрасывается в промежуточный бак - накопитель 20, откуда питающим насосом 21 подается под определенным давлением в трубопроводы-теплообменники  $11_1-11_n$ , установленные в перфорированных утилизирующих трубопроводах  $2_1-2_n$ , размещенных на отвале. Отобрав определенное

количество тепла в высокотемпературных зонах горения отвала горячий теплоноситель по сборному трубопроводу 15 возвращается с отвала и снова поступает на вход парогенератора котла 16.

Возможны два основных режима работы перфорированных утилизирующих трубопроводов  $2_1-2_n$ : с выключенным дутьевым вентилятором 8 и со включенным вентилятором 8. В обоих случаях дымосос 10 непрерывно работает.

Пусть дутьевой вентилятор 8 выключен (первый режим), все задвижки  $3_1-3_n$  закрыты, а задвижки  $4_1-4_n$ , открыты. Тогда под действием депрессии, создаваемой дымососом 10, в приповерхностном слое горящего отвала перфорированными утилизационными трубопроводами  $2_1-2_n$  создается зона пониженного давления (некоторого разрежения), а сам горящий отвал как бы экранируется этой депрессивной зоной от окружающего пространства. Поэтому выделяющиеся газообразные продукты горения в отвале отводятся (отсасываются) в трубопровод 6, а не поступают в атмосферу. Из последней же воздух засасывается перфорированными трубопроводами  $2_1-2_n$ , пронизывая (продувая) приповерхностный слой отвала от его откосов к утилизирующим перфорированным трубопроводам, то есть как бы поперек. Тем самым непрерывно обеспечивается активный подвод кислорода в зоны горения отвала, а следовательно, высокие интенсивность и степень сгорания горючей массы, поступающей в отвал вместе с породой.

Второй базовый режим работы утилизирующих перфорированных трубопроводов предполагает включенное состояние дутьевого вентилятора 8. В этом случае утилизирующие трубопроводы  $2_1-2_n$  подключаются к нагнетательному трубопроводу 5 таким образом, что, если данный трубопровод 2 подсоединен соответствующей задвижкой 3 к трубопроводу 5, то



смежные перфорированные трубопроводы 2 остаются отключенными (отсоединенными) от нагнетательного трубопровода 5.

В результате этого дутье (кислород) в зоны горения отвала поступает (засасывается) не только из атмосферы в приповерхностном слое отвала, но и активно подается в них дутьевым вентилятором 8. Поэтому реагент (воздух), поступающий от дутьевого вентилятора, непосредственно в зонах горения от одного утилизирующего трубопровода 2 к другому (смежному), как бы продувает зоны горения вдоль, то есть в направлении параллельном поверхностям боковых откосов отвала.

Комбинируя тем или иным образом указанные два основных режима работы утилизирующих трубопроводов (с выключенным и со включенным дутьевым вентилятором) можно обеспечить соответствующую активизацию процесса в целом.

Необходимо также отметить, что дополнительной подачей вентилятором 8 в зоны горения водяного пара или технического кислорода можно еще в большей степени повысить эффективность работы технологии и комплекса оборудования в целом.

Во всех режимах работы утилизирующих трубопроводов  $2_1-2_n$ , по тем из них, которые в данный момент времени являются отводящими (отсасывающими), через соответствующие задвижки  $12_1-12_n$  из питающего трубопровода 14 в зоны горения в отвале непрерывно питающим насосом 21 подается холодный теплоноситель (вода). Теплоноситель отбирает в зонах горения отвала определенное количество тепла и в подогретом виде через соответствующие задвижки  $13_1-13_n$  возвращается в сборный трубопровод 15 и поступает далее на вход парогенератора котла 16.

Таким образом, в целом предлагаемые технология и оборудование

обеспечивают не только решение важнейшей экологической задачи - исключение выбросов вредных газов в атмосферу из горящих отвалов угольных шахт и обогатительных фабрик, но и эффективную утилизацию и использование энергии горючей массы, которая сегодня в значительных количествах выбрасывается в отвалы вместе с породой.

### **1.13 Газогенераторные станции и устройства для газоснабжения бытовых котельных**

Как уже отмечалось ранее, коммунально-бытовая сфера является одной из важнейших областей потребления различных теплоэнергоресурсов, качество и эффективность работы которой во многом определяет и качество жизни в целом. В ряде городов и поселков угледобывающих регионов России, как это не парадоксально, в последние годы сложилась крайне тяжелая обстановка не только с экологической точки зрения, но и вообще с теплоэнергоснабжением. Это прежде всего такие города, например, как Ленинск-Кузнецкий, Прокопьевск и Киселевск в Кузбассе, Партизанск и Уссурийск в Приморье и т.д.

Одной из причин такого положения является крайне низкий технический уровень и очень низкая эффективность инфраструктуры теплоэнергоснабжения этих городов. Наличие многочисленных бытовых котельных, встроенных чуть ли не в каждую многоэтажку и сжигающих уголь с весьма низкой эффективностью, с наступлением длительного в этих регионах отопительного сезона приводит к тому, что окружающее пространство буквально засыпается золой и угольной пылью, не говоря о многочисленных больших и малых кучах угля под окнами этих домов, запасаемых еще с лета.

Для создания в этих городах современных станций и сетей

централизованного теплоснабжения требуются достаточно большие капитальные вложения и значительные промежутки времени. Поэтому изыскание путей и осуществление мероприятий, способных при минимальных затратах и в кратчайшие сроки хоть как-то улучшить положение дел в этом отношении имеет большое значение. В рамках излагаемого в данной работе подхода имеется несколько путей для улучшения состояния дел в этой области. Одним из них является создание малогабаритных конструкций простейших газификаторов угля и дооборудование ими многочисленных мелких бытовых котельных, с целью повышения степени выгорания угля в используемом твердом топливе и снижения количества вредных выбросов в атмосферу с отходящими газами.

В СНТТ "Техноподземэнерго" по конструктивной схеме ЭНИН им. Г.М. Кржижановского разработан опытно-промышленный газификатор угля, предназначенный для реконструкции небольших бытовых котельных и использования в качестве газогенерирующего модуля в составе других промышленно-энергетических объектов (небольшие энергоблоки, промышленные печи и т.д.).

Установка по газификации угля на основе разработанного газификатора включает в себя:

- накопительный бункер емкостью 1,5-2 т угля;
- загрузочный скребковый или ленточный конвейер;
- газификатор угля;
- устройство для подачи дутья;
- шкаф для дистанционного управления и контрольно-измерительные приборы;
- устройство для приема и удаления золы (золовая яма).

Конструктивная схема собственно газификатора угля представлена на рис. 1.24 и включает в себя: 1- расходный бункер; 2- газогенератор; 3- реакционная камера газогенератора; 4- газораспределительная (дутьевая) решетка; 5- трубопровод топливной композиции; 6- шнековый питатель золы; 7- золовая яма; 8- патрубок ввода воздуха; 9- воздушная рубашка газогенератора; 10- водяная рубашка газогенератора; 11- водомерное стекло; 12- патрубок подвода воды; 13- привод шнека.

### КОНСТРУКТИВНАЯ СХЕМА ПРОСТЕЙШЕГО ГАЗИФИКАТОРА УГЛЯ

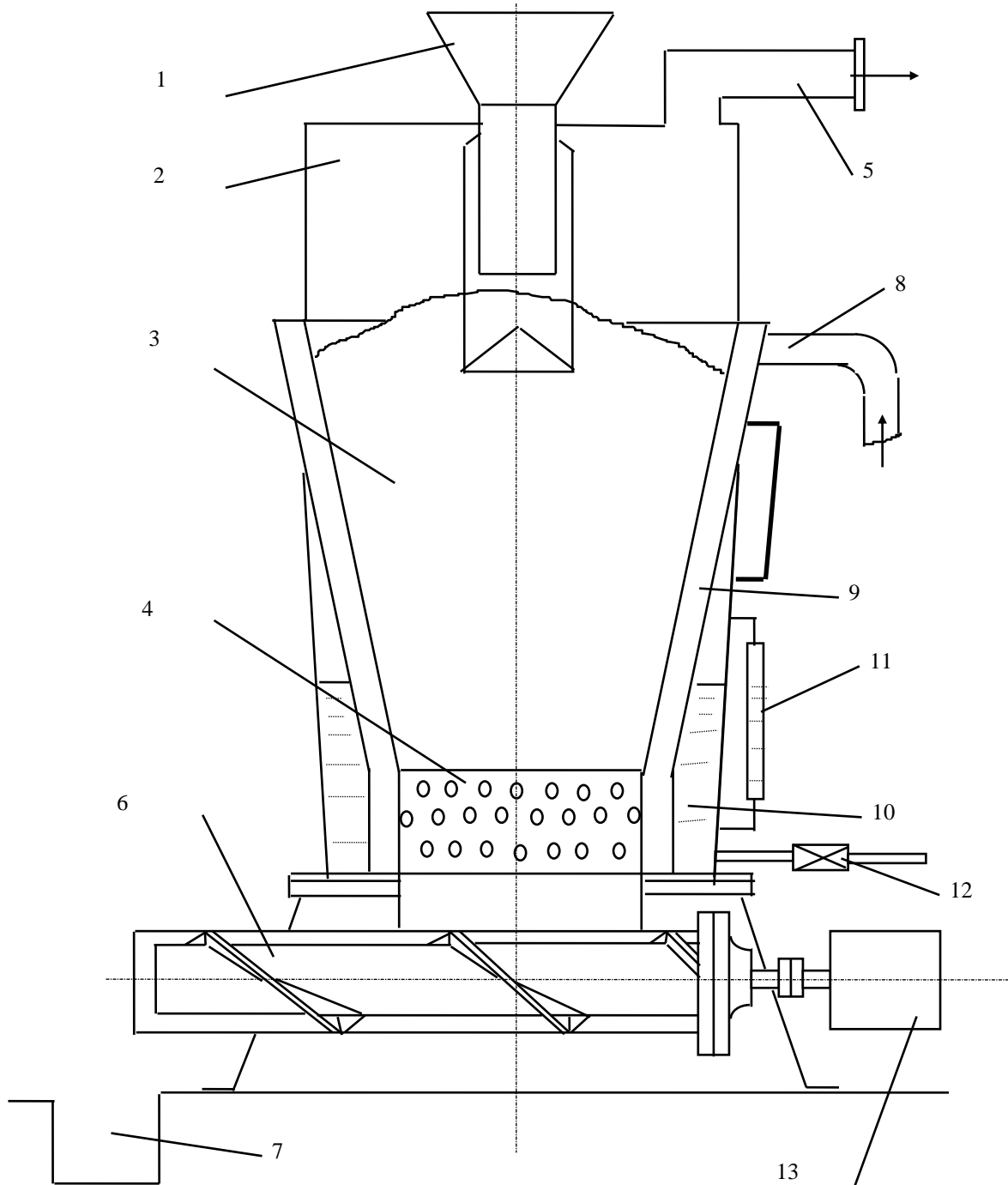


РИС. 1.24

Принцип действия газогенератора заключается в следующем. Дробленое нефракционированное топливо подается конвейером в расходный бункер 1 газогенератора 2, откуда самотеком поступает в реакционную камеру 3. В реакционной камере уголь последовательно проходит стадии нагрева, сушки, пиролиза и газификации, при которых образуются газообразные летучие вещества, влага и продукты газификации, вместе составляющие генераторный газ, состав которого определяется режимными параметрами газификации (температурой и составом паровоздушного дутья, в частности). Паровоздушное дутье на газификацию угля подается в реакционную камеру через неподвижную распределительную решетку 4. Генераторный газ с уносом пылевидного угля ("топливная композиция"), имеющий температуру 200-300° С отводится по трубопроводу 5 в горелку котла на сжигание. Оставшийся в реакционной камере зольный остаток после выгазовывания угля выводится шнековым питателем 6 в канал золоудаления 7.

Воздух на газификацию угля (первичный) по патрубку 8 и на сжигание "топливной композиции" (вторичный) подается воздуходувкой. Первичный воздух на газификацию поступает с температурой 300-400° С, нагреваясь от металлических стенок реакционной камеры в воздушной рубашке 9. Получение пара на газификацию угля и его ввод в поток дутья осуществляются автономно за счет теплообмена металлических обечаек воздушной рубашки. Непосредственно водяной пар генерируется в водяной рубашке 10, причем сохранение постоянства уровня воды в последней позволяет обеспечить автотермичность процессов в реакционной камере газогенератора. Уровень воды контролируется с помощью водомерного стекла 11.

Все основные элементы конструкции газогенератора изготавливаются из нержавеющей стали, а узел распределительной решетки 4 - из

жаропрочной стали (например, Х18Н10Т). Соединения на воздушных, водяных и паровых патрубках выполняются дюритовыми шлангами. Воздуходувка должна преодолевать противодействие до 1000 мм водяного столба.

Разработанный опытно-промышленный газификатор угля имеет следующую техническую характеристику:

Назначение	- Низкотемпературное двухступенчатое сжигание нефракционированного твердого топлива, прошедшего стадию предварительного дробления
Способ газификации	- В режиме стационарного слоя крупных частиц с уносом пылевидной фракции в потоке генераторного газа
Тип дутья	- Паровоздушное
Теплотворная способность топливной композиции (генераторный газ + пылевидное топливо)	- 1200-1800 ккал/м <sup>3</sup>
Степень выгорания углеродной массы	- не хуже 90 %
Производительность по твердому топливу	- 300-500 кг/час
Расход первичного дутья, поданного на 1 кг топлива	
воздуха, м <sup>3</sup>	- 1,5
пара, кг/кг	- 0,1
Расход вторичного воздуха, подаваемого на сжигание 1 кг угля, м <sup>3</sup>	- 2
Способ пароснабжения	- Автономный

в системе подачи дутья

Расстояние от газификатора угля до топки котла, м не более - 10

Способ загрузки угля в реакционную камеру - Самотеком по вертикальной шахте газификатора из накопительного бункера

Способ золоудаления - В твердом виде шнековым золоудалителем

Габаритные размеры (без накопительного бункера), мм не более - 1000 x 1000 x 3500

Более радикальным путем улучшения теплоснабжения городов и поселков в угледобывающих регионах может явиться создание, как на базе многочисленных закрывающихся, так и на основе действующих угольных шахт (прежде всего маломощных и низкорентабельных) газогенераторных станций централизованного (группового) газоснабжения и перевод многочисленных бытовых котельных для работы с угля на газообразное топливо (на синтез-газ).

Учитывая, что имеется достаточно большой положительный опыт централизованного газоснабжения бытовых потребителей даже таких крупных городов как Тула и Москва от бывшей газогенераторной станции в Подмосковном угольном бассейне (ныне Щекинский химический комбинат), создание газогенераторных станций, как в наземном, так и в подземном исполнении, а в перспективе и с безлюдными термодинамическими методами отработки угольных пластов, является достаточно перспективным. Реализация такого подхода на современном научно-техническом уровне могла бы явиться важным достижением на пути стабилизации и последующего развития многочисленных кризисных сегодня угледобывающих регионов Российской



Федерации, да и других стран-членов СНГ, располагающих значительными запасами угля. Само собой разумеется, что почти все рассматривавшиеся выше технологические схемы работы подземных энерготехнологических комплексов так или иначе могут быть использованы и для решения задач теплоснабжения прилегающих к ним городов и поселков и это, вероятно, будет в конечном итоге наилучшим решением и этой жизненно важной проблемы.

**КОНСТРУКТИВНАЯ СХЕМА ПРОСТЕЙШЕГО ГАЗИФИКАТОРА  
УГЛЯ С ДВОЙНОЙ ВОДЯНОЙ РУБАШКОЙ**

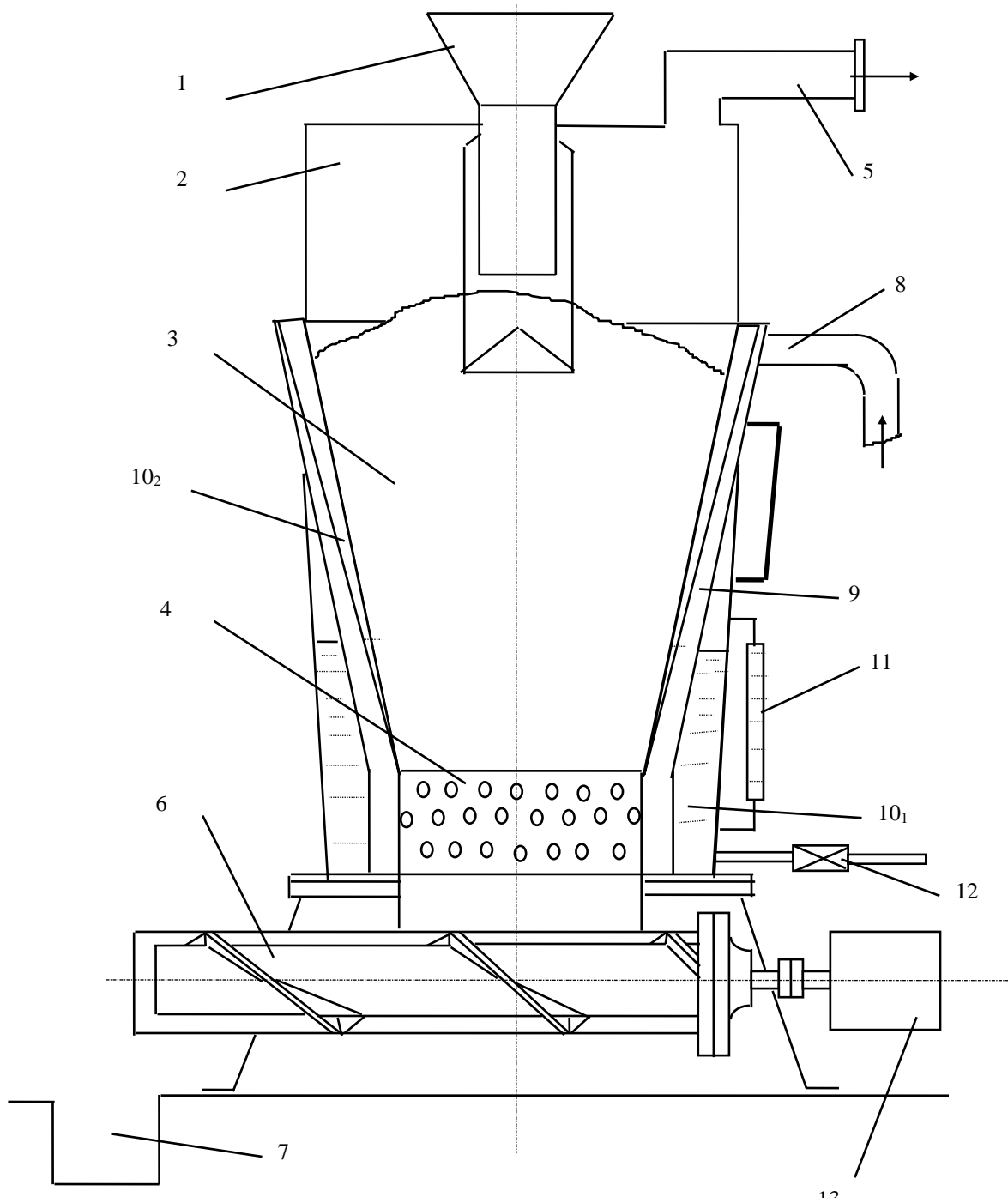


РИС. 1.24.а

#### **1.14 Ориентировочные оценки и рекомендации по выбору выходной (установленной) мощности подземных энергокомплексов**

При создании подземных энерготехнологических комплексов наряду с выбором технологической схемы работы, то есть по-сути дела типа подземного энергокомплекса, важное значение имеет определение его выходной (установленной) электрической мощности. В наиболее общем случае этот вопрос, конечно, должен решаться строго индивидуально с учетом конкретных и специфических особенностей угольной или иной шахты, на базе которой создается энергокомплекс, региона в котором он должен эксплуатироваться и т.д. Тем не менее, с целью внесения некоторой, пусть и не окончательной ясности в этот вопрос, целесообразно установить те или иные, пусть даже и достаточно условные границы, которые бы позволяли как-то ориентироваться при выборе величины выходной мощности энергокомплекса.

Ниже в таблицах 1.1,1.2 приведены ориентировочные параметры и типы основного тепломеханического оборудования, которые могут рассматриваться как отправные при начале работ по созданию реального энергетического объекта одного из рассматриваемых выше типов и базирующихся на угольных шахтах с сохранением на них существующих (обычных) технологий добычи угля и его сжигания.

Строго говоря подземные энерготехнологические комплексы почти всех рассматривавшихся выше типов могут создаваться без каких-либо особых, будем говорить, без принципиальных ограничений по выходной мощности. Тем не менее, если говорить о подземных энергокомплексах, создаваемых на базе существующих угольных шахт, то здесь, конечно, имеются вполне реальные и притом достаточно жесткие ограничения на установление этого важнейшего

параметра подземного энергокомплекса. Прежде всего это сама производственная мощность угольной шахты и имеющиеся промышленные и прочие запасы топлива. Кроме того, во всяком случае на сегодняшний день, подземное расположение того или иного энергооборудования комплекса при выборе его установленной мощности диктует вполне однозначно те или иные верхние ограничения по условиям спуска под землю и доставки этого оборудования на места его установки, если используются уже существующие на шахте стволы и другие капитальные горные выработки, а применяемое энергооборудование не подвергается в связи с этим модернизации и доработкам. С учетом этого подземные энергокомплексы, по крайней мере на начальном этапе развития подземной электроэнергетики, должны создаваться как объекты малой энергетики.

Кроме того, до самого недавнего времени одним из основных направлений развития энергетики предполагалась дальнейшая концентрация и централизация производства и распределения теплоэнергоресурсов и, в частности, электроэнергии [ 34 ]. Не отрицая в принципе необходимости дальнейшего развития энергетики и в этом безусловно важнейшем направлении, вместе с тем следует подчеркнуть, что в связи с резким обострением экологических проблем и необходимостью радикального повышения эффективности производства в условиях рыночной экономики, значительным увеличением стоимости работ по доставке и транспортировке топлива, все более важное значение приобретает и необходимость максимально возможной децентрализации и автономного производства различных продуктов теплоэнергоснабжения. Вероятно, только при разумном сочетании этих двух как бы диаметрально противоположных направлений можно говорить о комплексном, гармоничном и сбалансированном развитии топливно-

энергетического комплекса такой страны как Российская Федерация в целом.

С учетом сказанного подземные энергокомплексы, как объекты малой энергетики, целесообразно подразделить по уровню выходной электрической мощности на три достаточно больших класса, а именно: энергокомплексы малой мощности ( 6-18 МВт ), средней мощности ( 20-60 МВт ) и большой мощности ( 50-150 МВт).

Подземные энергокомплексы малой мощности могут создаваться для повышения эффективности энергоснабжения при доработке шахтами промышленных запасов угля, для каких-то обособленных горных предприятий и решения вспомогательных задач при ликвидации дефицита энергетических мощностей и т.д. И напротив, подземные энергокомплексы большой мощности, по-видимому целесообразно создавать на базе достаточно крупных угольных шахт, имеющих значительные промышленные и другие запасы угля, с целью кардинального решения вопросов энергообеспечения тех или иных угольных регионов, сопутствующей им инфраструктуры и других сфер хозяйственной и общественной деятельности.

Ниже в таблицах указываются не только основные ориентировочные оценки важнейших их параметров, но и типы основного энергетического оборудования с указанием ведущих заводов - изготовителей, что еще лишний раз подчеркивает в целом на обоснованность и достаточную реальность предлагаемого подхода.

Таблица 1.1

Подземные энерготехнологические комплексы с обычными технологиями добычи и переработки-сжигания угля (цены ориентировочно на 01.01.94 г.)

Уровень выходной эл. мощности, МВт	Тип котлоагрегата	Тип турбогенератора
1	2	3
Малой мощности ( 6 -18 )	1. Тип: К 50-14-250 (ДКВр 20-13-250)  2. Кол-во, шт: 1-3 (1-5)  3. Расход угля, т/сутки: 50-150  4. Стоимость, тыс.руб/шт: 40000  5. Завод изготовитель: АО "Белгородский завод энергетическо- го машиностроения"	1. Тип: К - 6 - 16у ( К- 6 - 16 )  2. Кол-во, шт: 1-3  3. Расход пара, т/час (ном/турбину): 33  4. Стоимость, тыс.руб/шт: 70000  5. Завод изготовитель: АО "Калужский турбинный завод"
Средней мощности (20-60)	1. Тип: БКЗ 75-39 ФБ  2. Кол-во, шт: 1-3  3. Расход угля, т/сутки: 170-510  4. Стоимость, тыс.руб/шт: 150000  5. Завод изготовитель: АО "Белгородский	1. Тип: К-20-36  2. Кол-во, шт: 1-3  3. Расход пара (ном/турбину), т/час: 70  4. Стоимость, тыс.руб/шт: 200000  5. Завод изготовитель: АО "Кировский

## Окончание таблицы 1.1

1	2	3
	завод энергетическо- го машиностроения”	завод”
Большой мощности ( 50 - 150 )	1. Тип: БКЗ-220-110  2. Кол-во, шт: 1-3  3. Расход угля, т/сутки: 420-1300  4. Стоимость, тыс.руб/шт: 600000  5. Завод изготовитель: АО “Барнаулский котельный завод”	1. Тип: К - 50 - 90  2. Кол-во, шт: 1-3  3. Расход пара (ном/турбину), т/час: 186  4. Стоимость, тыс.руб/шт: 750000  5. Завод изготовитель: АО “ЛМЗ”

Таблица 1.2

Основные параметры тепломеханического оборудования подземного энерготехнологического комплекса малой мощности

Основные характеристики котлоагрегата	Основные характеристики паровой турбины <sup>x</sup>
1	2
1. Тип: К 50 - 14 - 250	1. Тип: К-6-16у, К-6-16
Подземная электроэнергетика	

(ДКВр 20-13-250)

- |  |   |
|--|---|
| 2. Паропроизводительность,<br>т/час: 50 (20) | 2. Тип конденсатора:<br>водяного охлаждения<br>К-6-16у; воздушного<br>охлаждения К-6-16 |
|--|---|

Продолжение таблицы 1.2

1	2
3. Давление пара на выходе из котла, атм: 14 (13)	3. Номинальная мощность, кВт: 6
4. Температура перегретого пара, °С: 250	4. Номинальные параметры свежего пара: абсолютное давление, кгс/см <sup>2</sup> 16 <sup>х)</sup> температура, °С 320
5. Тип топочного устройства и способ сжигания угля: ПМЗ-ЛЦР ПМЗ-ЧЦР слоевой	5. Номинальный расход пара при режимах без отбора, т/час: 33
6. Часовой расход топлива, кг/час: подмосковный бурый -5660 печорский "ПЖ" - 2290	6. Масса турбины, т: 49
7. КПД при сжигании в топке ЧЦР-ПМЗ, % : подмосковный бурый - 77,2 печорский "ПЖ" - 83,6	х) Турбина допускает длительную работу с отклонениями параметров пара в пределах: $P_o = 6 \dots 16 \text{ кгс/см}^2$ $T_o = 207 \dots 332^\circ\text{C}$
8. Габариты котельной ячейки, мм: глубина - 18000(10970)	



ширина - 12000(3310)  
высота - 21000(7660)

9. Вес котла полный, т: 450 (-)  
в т.ч. обмуровочных материалов  
230 (-)

10. Вес наиболее тяжелого поставоч-  
ного блока, т: 15,3 (-)

---

Можно было бы привести аналогичные данные и по тепломеханическому оборудованию из числа имеющегося в серийном производстве для подземных энерготехнологических комплексов средней и большой мощности соответственно. Однако следует, конечно, подчеркнуть, что работы по созданию подземных энерготехнологических комплексов находятся пока лишь в начальной стадии и при выборе тепломеханического оборудования и прежде всего котельных установок для сжигания угля предпочтение следует, вероятно, отдавать значительно более современным и перспективным разработкам таким, в частности, как котлы с циркулирующим кипящим слоем, обеспечивающим высокую эффективность и экологическую чистоту сжигания практически любых типов и сортов твердого топлива.

### **1.15 Ориентировочные оценки тепломеханических режимов работы подземных энергокомплексов**

Совершенно очевидно, что расчеты тепломеханических режимов работы оборудования подземных энерготехнологических комплексов в случае реализации простейших из них, базирующихся, в частности, на использовании существующих технологий добычи и переработки - сжигания угля, могут в целом основываться на существующих и широко применяющихся уже сегодня расчетных методах и моделях в практике проектирования объектов

теплоэлектроэнергетики. Вместе с тем, появляющаяся значительная специфика в технике и технологии производства продуктов теплоэнергоснабжения подземными энерготехнологическими комплексами, безусловно, потребуют и адекватного развития или, по крайней мере, соответствующей адаптации имеющейся теории применительно к реальным особенностям предлагаемых технико-технологических решений. Если же говорить о подземных энерготехнологических комплексах комбинированного типа, да к тому же еще с перспективными безлюдными термодинамическими методами и технологиями отработки угольных пластов, то скорее всего придется провести и серьезные теоретические разработки по расчету и обоснованию всех их параметров и, разумеется, по оптимизации тепломеханических режимов работы основного энерготехнологического оборудования.

Тем не менее, уже сегодня в связи с ярко выраженным стремлением в большинстве технологических схем подземных энергокомплексов разместить топливоперерабатывающее и парогенерирующее производство в подземных условиях, а собственно паротурбинное оборудование в условиях дневной поверхности, возникает вопрос об оценке, хотя бы на предварительном - ориентировочном уровне, возможных потерь тепловой энергии в неизбежных при этом протяженных паропроводах, обеспечивающих циркуляцию теплоносителя - воды в процессе выработки электроэнергии между подземным пространством и дневной поверхностью энергокомплекса.

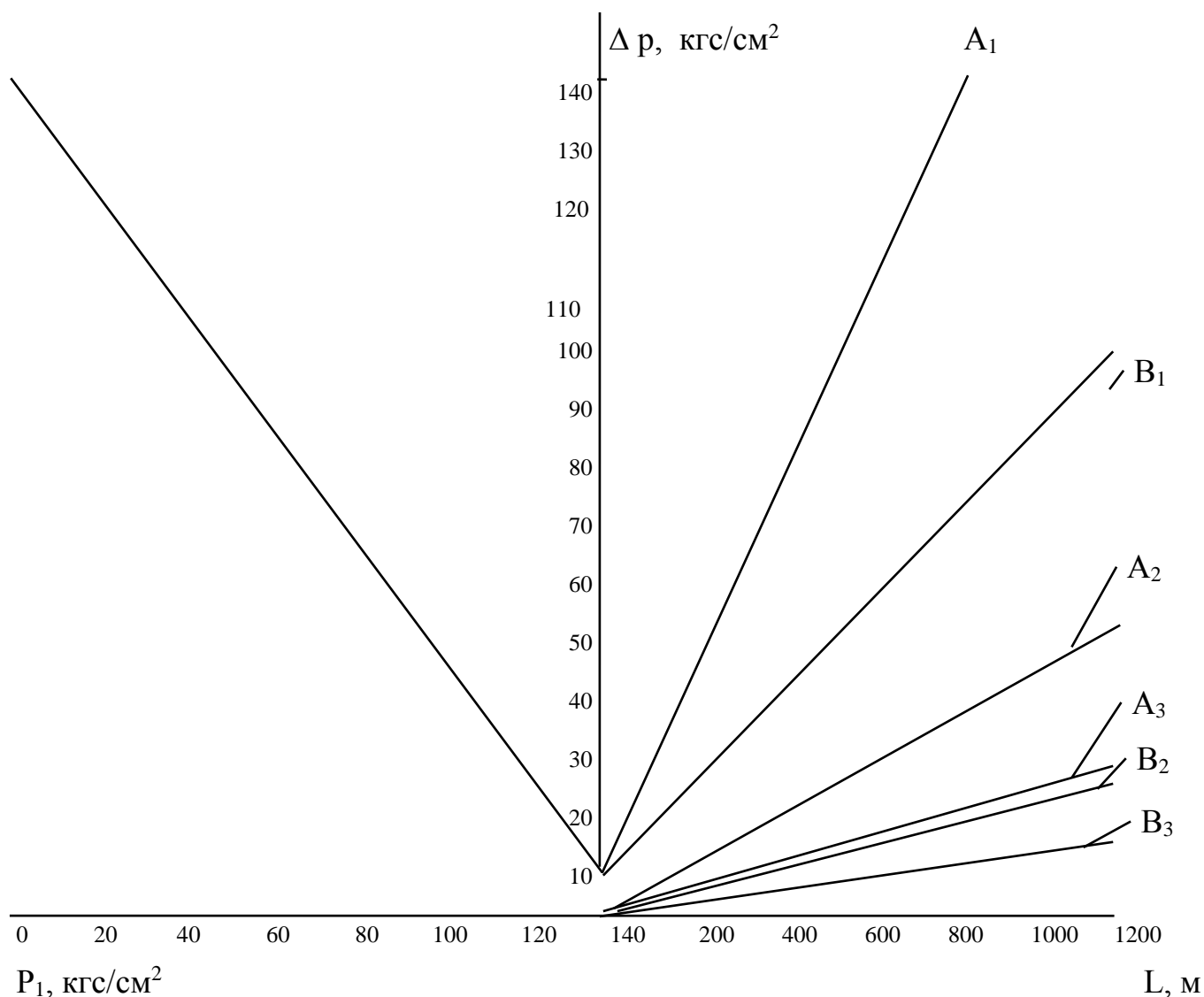
В связи с этим по заданию СНТТ "Техноподземэнерго" в НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова были выполнены ориентировочные расчеты потерь давления пара в протяженных - ствольных паропроводах, результаты которых вкратце сводятся к следующему. Расчеты производились на расход пара 400 ... 500 т/час (электрическая мощность турбоустановки 100 Мвт) при следующих

параметрах “острого” пара: перегретый пар с давлением 140 кгс/см<sup>2</sup> и температурой 540° С; насыщенный пар давлением 140 кгс/см<sup>2</sup>; насыщенный пар давлением 60 кгс/см<sup>2</sup>.

Расчеты проводились применительно к одно- и двухниточному исполнению трассы стволовых паропроводов с условным диаметром 200, 300 и 500 мм при протяженности трассы от 100 до 1200 м. Результаты расчетов представлены на рис. 1.25-1.27.

Как следует из полученных результатов, для транспортировки (выдачи на поверхность шахты) пара с расходом 400-500 т/час при параметрах 140 кгс/см<sup>2</sup> и 545° С могут быть применены два трубопровода Ду300 или один Ду500, а для транспортировки насыщенного пара с давлением 60 кгс/см<sup>2</sup> два трубопровода Ду300 при расходе 400 т/час или один трубопровод Ду500 при расходе 500 т/час. Из существующего сортамента трубопроводов может быть использована, например, труба Ду300 x 377 x 45, материал сталь 15X1M1Ф ТУ 14-3-460. Расчеты потерь давления в

Зависимость потери давления в паропроводе "котел-турбоустановка" от его длины и диаметра для вариантов расчета на расход "острого" пара 400 т/час давлением 140 кгс/см<sup>2</sup>



$L$  - длина стволового паропровода, м;

$\Delta p$  - потери давления, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_1$  - давление в конце паропровода, кгс/см<sup>2</sup>.

Варианты расчетов:

A - перегретый пар 140 кгс/см<sup>2</sup>, 545<sup>0</sup>С;

B - насыщенный пар 140 кгс/см<sup>2</sup>.

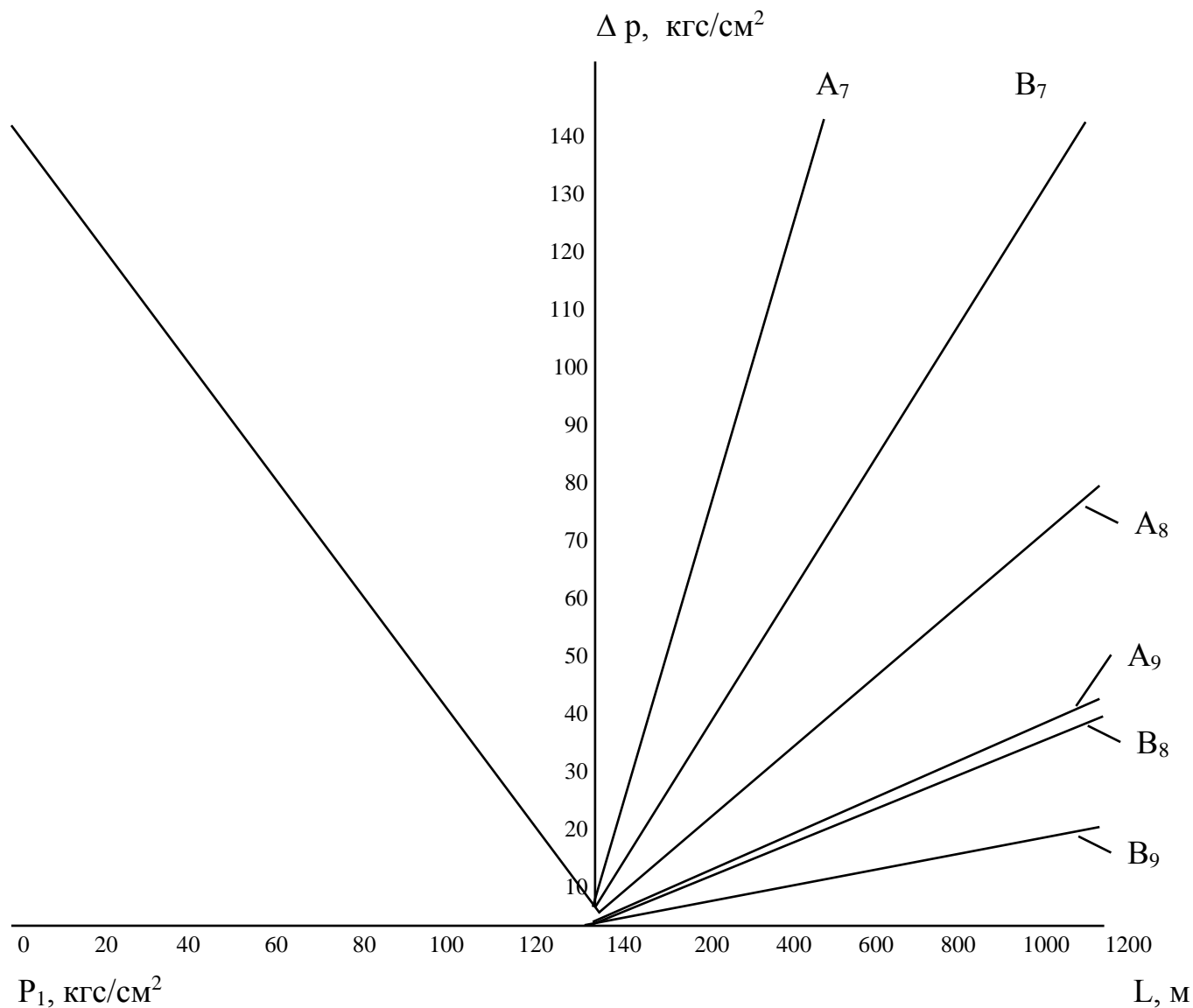
Исполнение трассы паропровода:

$A_1, B_1$  - однопоточное Ду200;  $A_2, B_2$  - двухпоточное Ду200;

$A_3, B_3$  - однопоточное Ду300.

РИС. 1.25

Зависимость потери давления в паропроводе "котел-турбоустановка" от его длины и диаметра для вариантов расчета на расход "острого" пара 500 т/час давлением 140 кгс/см<sup>2</sup>



L - длина стволового паропровода, м;

$\Delta p$  - потери давления, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_1$  - давление в конце паропровода, кгс/см<sup>2</sup>.

Варианты расчетов:

A - перегретый пар 140 кгс/см<sup>2</sup>, 545<sup>0</sup>С;

B - насыщенный пар 140 кгс/см<sup>2</sup>.

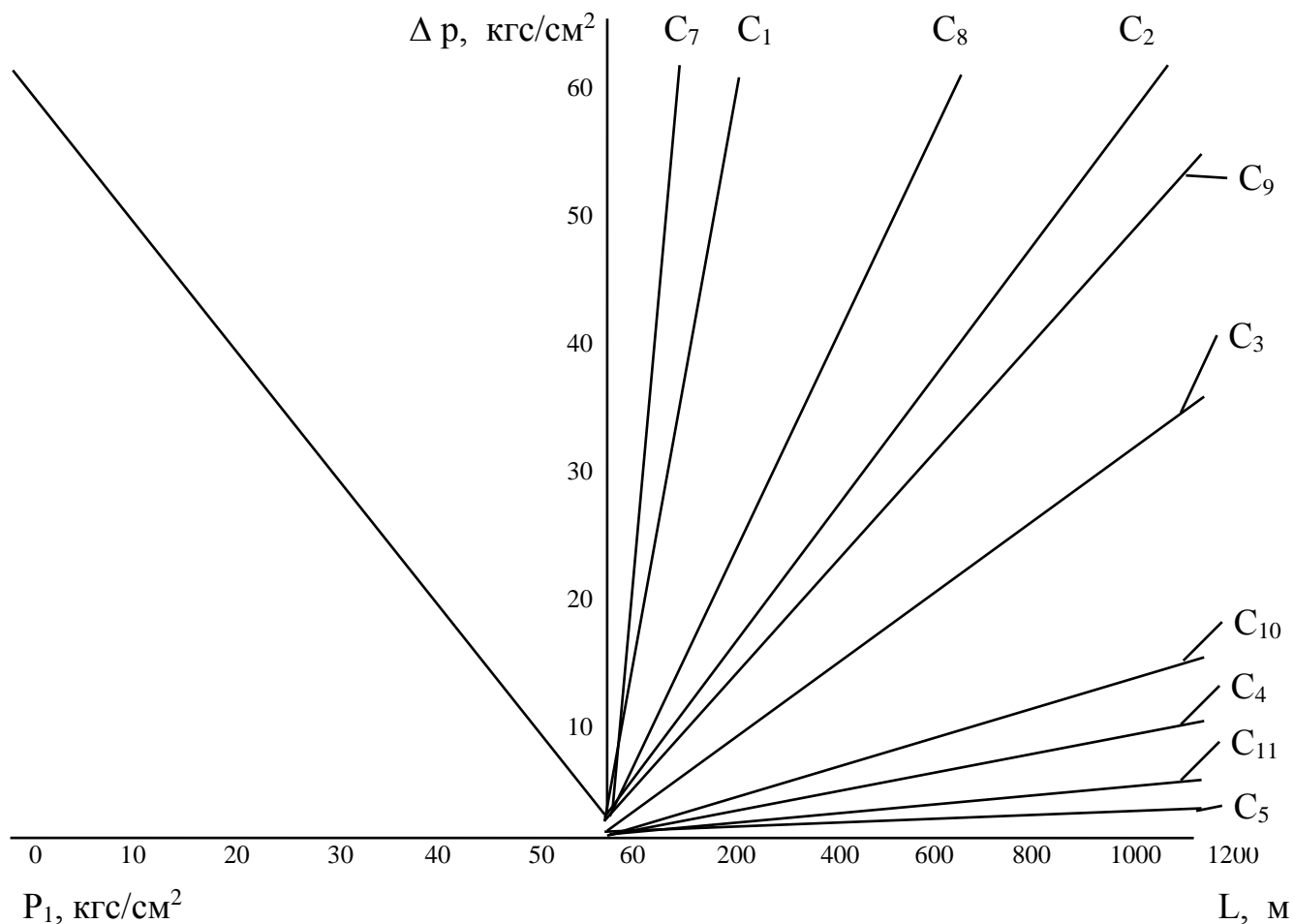
Исполнение трассы паропровода:

A<sub>7</sub>, B<sub>7</sub> - однопоточное Ду200; A<sub>8</sub>, B<sub>8</sub> - двухпоточное Ду200;

A<sub>9</sub>, B<sub>9</sub> - однопоточное Ду300.

РИС. 1.26

Зависимость потери давления в паропроводе "котел-турбоустановка" от его длины и диаметра для вариантов расчета на расход "острого" пара 400 ... 500 т/час давлением 60 кгс/см<sup>2</sup>



$L$  - длина стволового паропровода, м;  
 $\Delta p$  - потери давления, кгс/см<sup>2</sup>;  
 $P_1$  - давление в конце паропровода, кгс/см<sup>2</sup>.

Вариант С - насыщенный пар давлением 60 кгс/см<sup>2</sup>

Однопоточное исполнение:

- С<sub>1</sub> - Ду200, 400 т/час;
- С<sub>3</sub> - Ду300, 400 т/час;
- С<sub>7</sub> - Ду200, 500 т/час;
- С<sub>9</sub> - Ду300, 500 т/час;
- С<sub>11</sub> - Ду500, 500 т/час.

Двухпоточное исполнение:

- С<sub>2</sub> - Ду200, 400 т/час;
- С<sub>4</sub> - Ду300, 400 т/час;
- С<sub>8</sub> - Ду200, 500 т/час;
- С<sub>10</sub> - Ду300, 500 т/час;

РИС. 1.27

паропроводах таким образом показывают, что в целом потери давления в них даже при достаточно большой их протяженности могут быть обеспечены на приемлемом уровне путем применения существующих трубопроводов относительно небольших диаметров, сравнимых по диаметру со стволовыми трубопроводными коммуникациями, которые и сегодня достаточно широко используются на действующих угольных шахтах для различных технологических целей, в частности, водоотливных труб, противопожарных трубопроводов и т.д.

### **1.16 Оценки сопряженных горно-технологических и физико-энергетических процессов работы энергокомплексов**

Выбор того или иного типа подземного энерготехнологического комплекса в каждом конкретном случае диктуется своими, скажем так, местными соображениями и практически предопределяется требованиями заказчика. Если же говорить в целом о создании подземных энергокомплексов достаточно широкой гаммы, как например о широкой реконструкции многочисленных низкорентабельных угольных шахт, с целью повышения эффективности работы угольной промышленности да и в целях дальнейшего улучшения теплоэнергоснабжения собственно угледобывающих регионов, то вопрос о выборе основного типа подземного энергокомплекса или основного рабочего топлива, что в конечном итоге и определяет тип энергокомплекса, для этих случаев приобретает уже достаточно большую самостоятельную важность.

Известно, что продуктом газификации твердого топлива (угля) является генераторный газ, состоящий из тех или иных компонентов. Различают четыре типа генераторных газов в зависимости от типа дутья (реакционного агента), используемого при газификации угля. Идеальные генераторные газы имеют

следующий состав:

- воздушный газ (газификация на воздушном дутье)

CO 34,7% и N<sub>2</sub> 62,5%;

- водяной газ (дутье водяным паром)

CO 50% и H<sub>2</sub> 50%;

- паровоздушный газ или смешанный газ (дутье смесью воздуха и водяного пара)

CO 41%, H<sub>2</sub> 20,6% и N<sub>2</sub> 38,4%;

- парокислородный газ (дутье - смесь водяного пара с кислородом)

CO 66,5% и H<sub>2</sub> 33,5%.

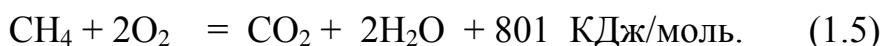
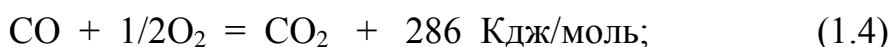
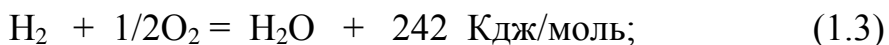
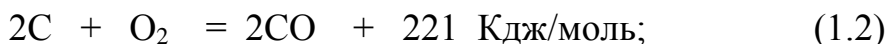
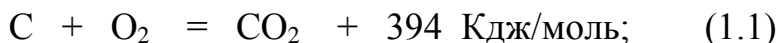
Таким образом, совершенно очевидно, что "энергетический потенциал" различных генераторных газов различен при том, что организация того или иного типа дутья, подаваемого на газификацию угля (можно утверждать априори) также является весьма существенной, как по чисто техническим аспектам его реализации и практического использования, так и по технико-экономическим показателям работы подземного энергокомплекса в целом.

Поэтому вопрос о выборе типа генераторного газа (в частности), на котором должен работать конкретно создаваемый подземный энергокомплекс, или фактически типа дутья подаваемого на газификацию угля, требует довольно тщательного обоснования в каждом отдельном случае. Более того, ответ на этот вопрос в общем случае может оказаться и не однозначным, поскольку наиболее предпочтительным было бы использование в качестве дутья обычного атмосферного воздуха.

Однако, получаемый при этом воздушный газ содержит, как видно, большое количество балласта (инертного азота), который будет циркулировать в контуре переработки органического топлива подземного энергокомплекса со всеми вытекающими отсюда отрицательными последствиями.



Известно далее, что при газификации угля протекает целый ряд реакций горения углерода, водорода, окиси углерода и метана, имеющих также существенно различные тепловые эффекты:



Поэтому особенно эффективным при создании подземных энергокомплексов явилось бы получение высокоэффективных, так называемых благородных видов топлива, основанных на различных процессах внутрицикловой газификации угля и содержащих то или иное количество углеводородных газообразных топлив высшего порядка, имеющих еще более высокие тепловые эффекты реакций горения ( $C_nH_m$  - метан, этан, пропан, бутан и пр.).

Тем не менее, в ближайшее время при работе над созданием подземных энерготехнологических комплексов ориентация должна быть, главным образом, на использование становящегося уже обычным газогенераторного оборудования того или иного типа, хотя в ряде случаев может оказаться целесообразным применение и обычного сжигания угля, имеющего также достаточно высокий тепловой эффект реакции горения (реакция (1.1)).

Сравнительные оценки "удельного" количества тепла, выделяющегося при сжигании генераторных газов, рассчитанного исходя из состава генераторных газов и тепловых эффектов реакций горения (1.3) и (1.4), приведены ниже в таблице 1.4. Как и следовало ожидать "удельное" количество тепла, выделяющегося в топке котла при сжигании воздушного газа в

несколько раз ( в 1,7 - 2,9 ) будет меньшим, нежели при сжигании других типов генераторных газов.

Таким образом, при выборе направлений создания или при выборе газогенерирующего оборудования из числа имеющегося для переработки угля на подземных энерготехнологических комплексах предпочтение следует отдавать получению и использованию смешанного и водяного генераторных газов, поскольку воздушный газ имеет самый низкий энергетический потенциал, а парокислородный генераторный газ, хотя и является по сравнению с ними несколько более энергоемким, но его получение требует создания и эксплуатации дорогостоящего оборудования для производства кислорода.

Таблица 1.4

“Удельное” количество тепла при сжигании генераторных газов

Тип генераторного газа	Единица измерения	“Удельное” количество тепла
Воздушный	Кдж/моль	95
Водяной	-//-	264
Смешанный	-//-	167
Парокислородный	-//-	271

Кроме того, перспективным может также оказаться с учетом теплового эффекта реакции (1.1) создание и такой техники и технологии газификации угля, при которой бы та или иная часть горючей массы угля (углерода) сжигалась бы в “чистом” виде, а получаемое газообразное топливо было

бы композицией, представляющей из себя смесь того или иного генераторного газа и пылевидной фракции угля, как это имеет место в газификаторе по схеме ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, рассматривавшейся выше.

Генераторные газы, получающиеся при газификации угля, в качестве основных горючих составляющих содержат окись углерода (СО) и водород (Н<sub>2</sub>), которые имеют примерно одинаковый тепловой эффект от сжигания, теплотворные способности равны соответственно 3020 ккал/м<sup>3</sup> и 3050 ккал/м<sup>3</sup> и с этой точки зрения они являются как бы равноценными.

Следующим весьма важным вопросом "стыковки" горно-технологических процессов подземных энергокомплексов, создаваемых на базе действующих угольных шахт, и физико-энергетических процессов непосредственного производства теплоэнергоресурсов является определение их мощности по "добыче" угля, исходя из заданной выходной электрической мощности (точнее исходя из установленной мощности парогенерирующего оборудования и мощности электрических генераторов).

Для определения суточной мощности по "добыче" угля подземного энергокомплекса на данной стадии, то есть в самом первом приближении, целесообразно воспользоваться средним расходом твердого топлива (угля) на существующих тепловых электрических станциях, идущего на выработку одного киловатт-часа электроэнергии. Примем эту величину равной 340 г/кВт-час. Пусть также установленная мощность энергогенерирующего оборудования подземного энергокомплекса находится в диапазоне 100 - 150 Мвт. Тогда количество электрической энергии, вырабатываемой энергокомплексом в сутки будет равно

$$Q_{эл} = (100 - 150) 10^3 24 = 2,4 - 3,6 \text{ млн.кВт-час.}$$

С учетом среднего расхода угля на выработку одного киловатт-часа получим следующее количество угля, которое должно перерабатываться подземным энергокомплексов за одни сутки

$$Q_{\text{уг}} = (2,4 - 3,6) 10^6 0,34 = 816 \dots 1224 \text{ т/сутки.}$$

Если принять, что работы по “добыче” угля при сохранении на шахте существующей ныне техники и технологии ведения горных работ будут вестись 300 рабочих дней в году (пятидневная рабочая неделя), то мощность предприятия по топливу будет

$$Q_{1 \text{ уг}} = 1,2 Q_{\text{уг}} = 980 \dots 1470 \text{ т/сутки.}$$

Как видим даже угольная шахта практически небольшой производственной мощности, порядка 1000 - 1500 т/сутки, каких сегодня подавляющее большинство не только в Российской Федерации, с этой точки зрения вполне может обеспечить работу подземного энергокомплекса выходной мощностью 100 - 150 МВт, то есть достаточно крупной ТЭС или ТЭЦ.

Наконец, еще один параметр, относящийся так или иначе и к шахте, как таковой, и к энерготехнологическому оборудованию для выработки тепла и электроэнергии, являющийся в известном смысле как-бы сопрягающим горно-технологические и физико-энергетические процессы функционирования подземного энерготехнологического комплекса, требует хотя бы предварительных оценок, анализа и сопоставлений.

Речь идет о количестве воздуха, необходимого для переработки (газификации и/или) сжигания угля в той или иной технологической

схеме подземного энергокомплекса, использующего в качестве одного из первичных энергоносителей уголь. Это важно потому, что для подземных энергокомплексов, использующих ту или иную действующую угольную шахту при переработке угля в подземных условиях возможны определенные затруднения с подачей под землю дополнительного количества воздуха, так как многие из них уже сегодня испытывают те или иные затруднения с проветриванием из-за недостатка воздуха. Однако необходимо подчеркнуть, что с принципиальной точки зрения этот фактор не должен выступать в качестве ограничителя, поскольку увеличения количества воздуха подаваемого в шахту на указанные цели можно достичь рядом обычных в общем-то способов.

Известно, что для полного сжигания одного килограмма угля, содержащего помимо углерода 4% кислорода, 1,2% азота, 1% воды и 6% золы, требуется примерно 11 кг сухого воздуха. Масса одного м<sup>3</sup> сухого воздуха составляет 1,29 кг. Отсюда легко определить, что для сжигания 1000 т угля в сутки под землей в шахту необходимо дополнительно будет подавать примерно  $8,5 \cdot 10^6$  м<sup>3</sup> воздуха.

Если учесть, что уже сегодня в шахту подается примерно 500 м<sup>3</sup> воздуха в секунду, а в ряде случаев эта цифра является и большей, то дополнительное количество воздуха подаваемого в шахту составит около 20%. К тому же при создании подземных энергокомплексов наиболее перспективно, как отмечалось ранее, будет использование тех или иных технологий внутрицикловой (предварительной) газификации угля. Поэтому необходимое увеличение подачи воздуха в шахту, вероятно, будет несколько меньшим, так как газификация угля это практически его окисление при недостатке кислорода.

Кроме того, при переходе в последующем на те или иные безлюдные технологии отработки угольных пластов многие ограничения на

увеличение подаваемого в шахту количества воздуха могут быть практически сняты, не говоря уже о том, что в качестве газифицирующего уголь агента могут быть использованы и другие более активные реагенты, дополнительная подача которых в шахту не должна быть столь значительной.

### **1.17 Выбор основного тепломеханического и другого стационарного оборудования подземных энергокомплексов**

Как следует из рассмотренных выше технологических схем работы подземных энергокомплексов, практически все они так или иначе базируются на основе той или иной шахты, как объекта с особой пространственно-компоновочной планировкой и структурой, обеспечивающих возможность интеграции тем или иным образом горно-технологических процессов отработки месторождений твердого топлива, а также различных источников и способов получения и преобразования энергии в рамках единых энерготехнологических комплексов.

Поэтому стационарное оборудование, в частности реконструируемых угольных шахт, в особенности при сохранении на них существующих техники и технологии добычи угля, как первой - ближайшей стадии создания на их базе подземных энергокомплексов, практически не только не претерпевает каких-либо принципиальных изменений, но и продолжает использоваться по своему прямому назначению, за исключением лишь того, что отсутствие необходимости выдачи угля из шахты позволит в принципе значительно разгрузить работу скипового подъема, являющегося и сегодня в некоторых случаях одним из узких звеньев в технологической цепи добычи угля.

Кроме того, на поверхности шахты в силу этого же может быть

ликвидирован комплекс погрузки угля в железнодорожные вагоны, а полное и комплексное использование золы в технологических схемах подземных энергокомплексов позволит на поверхности шахт ликвидировать еще и породное хозяйство.

Все это в полной мере относится и к технологическим схемам работы подземных энергокомплексов с принципиально новыми термодинамическими технологиями безлюдной отработки угольных пластов, как наиболее перспективным в конечном итоге развития подземной электроэнергетики, не говоря уже о подземных энергокомплексах использующих другие виды топлива и источники получения энергии. Более того, в последнем случае фактически ликвидируется также и внутришахтный транспорт по доставке угля, поскольку уголь перерабатывается непосредственно на месте его залегания (в пласте).

Само собой разумеется, что, поскольку конечные продукты теплоэнергоснабжения при этом вырабатываются непосредственно на горном предприятии, то к тому, что уже сегодня имеется на действующих шахтах должно быть добавлено и соответствующее тепломеханическое оборудование, состав, взаиморасположение и дислокация которого в целом по шахте определяется, естественно, принятым типом подземного энергокомплекса и устанавливаются окончательно на уровне реального проектирования или еще на более ранних - предпроектных стадиях, таких как разработка технического задания на проектирование или технического предложения.

Все же следует отметить, что в состав этого оборудования должны входить устройства для переработки (сжигания или газификации) угля, парогенерирующее оборудование (котельные установки), газо- и/или паротурбинное оборудование, гидрогенераторы и т.д.

Для технологических схем подземных энергокомплексов с

выработкой в подземных условиях шахты водяного пара, как промежуточного энергоносителя, при выходной их мощности до 100 МВт необходима паропроизводительность до 500 т пара в час. Энергомашиностроительными заводами России в настоящее время выпускается достаточно широкая гамма паровых котлов, среди которых прежде всего необходимо указать на котел ТПЕ-428 с габаритами по высоте 23,8 м и 19 x 17 м в плане и новый котел на базе котла ТПЕ-221 с габаритами по высоте 41 м и 15 x 12 м в плане. Блоки этих котлов имеют единичный вес до 30 т и по габаритам вряд ли могут быть опущены под землю по существующим стволам шахт. Поэтому при подземной установке котлов следует рассмотреть возможности модульного наращивания требуемой паропроизводительности, выполнения сборочно-монтажных работ на уровне более мелких конструктивных единиц и возможности использования других подходов.

Паротурбинное оборудование, размещаемое как правило на поверхности шахт, может иметь традиционную тепловую схему и комплектоваться на указанную паропроизводительность целым рядом турбогенераторов, выпускаемых, в частности, Уральским турбомоторным (УТЗМ) и Ленинградским металлическим (ЛМЗ) заводами таких, например, как:

- Т-100-130 мощностью 100 МВт (УТЗМ);
- Т-50/60-130 мощностью 50-60 МВт (УТЗМ);
- Р-100/130 мощностью 100 МВт (УТЗМ);
- ПТ- 60-90(130)/13 мощностью 60 МВт (ЛМЗ);
- Р-50-130/13 мощностью 50 МВт (ЛМЗ);
- К-50-90 мощностью 50 МВт (ЛМЗ).

Для подземных энерготехнологических комплексов малой и средней



мощности (см. табл. 1.1) также имеется в серийном производстве широкая гамма паротурбинных энергоблоков на базе паровых конденсационных турбин и турбин с противодавлением Калужского турбинного завода, отличающихся высокой надежностью в эксплуатации и простотой управления. Окончательный выбор типа применяемой турбоустановки должен, конечно, осуществляться на основе тщательного анализа для каждого конкретно создаваемого подземного энергокомплекса с учетом режимов и характера теплового потребления, условий эксплуатации и т.д.

Большинство рассмотренных выше технологических схем подземных энергокомплексов, использующих в качестве первичного энергоносителя уголь, так или иначе ориентированы на предварительную газификацию угля (стационарными подземными гезогенераторами или непосредственно в пластах с помощью новых технологий безлюдной отработки угольных пластов), а также на применение для выработки электроэнергии комбинированного парогазового цикла.

Предварительный анализ физической реализуемости некоторых из предложенных выше технологических схем подземных энергокомплексов производился в отделе энергоблоков и схемного оборудования НПО ЦКТИ и имеется в [ 35 ]. Здесь же из проделанного анализа достаточно отметить лишь следующее .

Из существующих основных схем парогазовых электростанций ПГУ с котлом утилизатором (ПГУ с КУ), ПГУ с высоконапорным парогенератором (ПГУ с ВПГ) и ПГУ с низконапорным парогенератором (ПГУ с НПГ) для работы на низкокалорийном газе, который обычно получается при газификации угля, могут быть рекомендованы пока только схемы с КУ и ВПГ.

Схемы работы ПГУ с котлом утилизатором, в том числе и

рассматривавшиеся выше, с точки зрения условий работы являются наиболее простыми. В то же время в этих схемах все топливо сжигается в камере сгорания газотурбинной установки и продукты его сгорания в полном объеме проходят через лопаточный аппарат турбины. К настоящему времени в Российской Федерации еще не созданы газовые турбины для работы на низкокалорийном генераторном газе. Поэтому для подземных энергокомплексов с комбинированным парогазовым циклом, как минимум, потребуется модернизация имеющихся газовых турбин в следующих основных направлениях:

- модернизация камеры сгорания, включая системы газовых горелок или форсунок жидкого топлива, управления топливоподачи, зажигания и т.д.;

- изменение пропускной способности или компрессора, или турбины ГТУ с целью обеспечения увеличенной разницы между расходами через эти турбомашин по сравнению с газотурбинными установками, работающими на высококачественном топливе;

- повышение давления генераторного газа, подаваемого в камеру сгорания ГТУ;

- создание и применение средств дополнительной очистки генераторного газа.

Реализация этих мероприятий представляется вполне реальной, поскольку в зарубежной практике, например, имеется вполне положительный практический опыт такой модернизации и длительной промышленной эксплуатации газовых турбин при работе на продуктах газификации угля, о чем уже упоминалось ранее.

Важным элементом в ряде технологических схем подземных энергокомплексов являются гидрогенераторы. Однако вопрос выбора гидрогенерирующего малогабаритного оборудования для подземных

энерготехнологических комплексов не является столь очевидным, поскольку на сегодняшний день в России не выпускаются серийно высоконапорные гидрогенераторы (до 800-1200 м). Тем не менее, как известно, высоконапорные гидрогенераторы в мировой практике созданы и достаточно успешно эксплуатируются. Кроме того, в схемах подземных энергокомплексов возможна также и каскадная установка гидрогенераторов с относительно невысокими параметрами единичных гидроагрегатов, что практически устраняет это затруднение.

### **1.18 Золопереработка и комплексное использование золы и шлаков**

Рациональное использование природных ресурсов и защита окружающей среды от загрязнения отходами производства рассматриваются сегодня как важнейшие комплексные проблемы. Выше уже неоднократно подчеркивалось, что само появление идей подземной электроэнергетики во многом обусловлено именно требованиями защиты окружающей среды и повышения экологической чистоты производства продуктов теплоэнергоснабжения, поскольку именно современный топливно-энергетический комплекс является одним из основных источников загрязнения окружающей среды.

Поэтому по заданию СНТТ "Техноподземэнерго" специалистами институтов ВНИИстром им. П.П. Будникова и Института металлургии им. А.А. Байкова РАН применительно к некоторым из рассмотренных выше технологических схем подземных энергокомплексов проанализированы возможности и направления полного и комплексного использования зол и шлаков, получающихся при переработке углей. Результаты этого анализа вкратце сводятся к следующему.

Отечественный и зарубежный опыт свидетельствует о том, что

топливные золы, шлаки и шлакозольные смеси могут вполне успешно использоваться при производстве различных строительных материалов, хотя наличие несгоревшего топлива ( по требованиям ОСТ 34-74-542-81 Минэнерго бывшего СССР зола каменных углей может содержать его до 22% ) является определенным достоинством, как компонента сырьевой смеси и серьезным недостатком, как активной минеральной добавки. Уже сегодня ряд предприятий используют золу от сжигания угля. Так на домостроительном комбинате в Екатеринбурге зола Рефтинской ГРЭС используется для производства ячеистого бетона, Ангарский цементный завод использует золу Иркутской ГРЭС в производстве цемента. Около 70% золы-уноса тепловых электростанций используется в Германии, из общего количества золошлаковых отходов ТЭС более 20% их используется в США и т.д., хотя при значительном содержании - свыше 10% и колебаниях содержания остаточного топлива широкое использование золошлаковых отходов и является затруднительным. Вместе с тем, при использовании в технологических схемах подземных энергокомплексов новых высокоэффективных технологий сжигания и внутрицикловой газификации угля так называемый механический недожег топлива будет резко сокращен (не более 5-7%), что практически исключает и это затруднение.

Зола и шлаки от переработки угля могут быть использованы для производства широкой гаммы строительных материалов: силикатного и грунтоцементного кирпича; обычного тяжелого бетона с вводом в него золы для частичной замены цемента; мелкозернистого бетона из золошлаковых смесей без природного песка и крупного заполнителя и других видов бетонов на основе тех или иных комбинаций и соотношений указанных компонентов. Имеющийся отечественный и зарубежный практический опыт показывает,

что наиболее емким по утилизации золы и шлаков наряду с изготовлением кирпича является производство пористых заполнителей.

Объединяющей основой для производства различных спекаемых зольных заполнителей являются свойства, проявляемые зольным сырьем при высоких температурах: плавкость золы, вязкость и вспучиваемость расплава. Из золы могут быть изготовлены следующие пористые заполнители: аглопирит зольный и глинозольный; аглопиритовый гравий; гравий зольный; глинозольный керамзит; безобжиговый заполнитель гравиеподобной формы. Более подробно вопросы использования золы и шлаков для производства различных строительных материалов изложены в [ 36 ].

Значительный практический интерес может также представлять производство глинозема и алюминия из золы бурых, в частности, Подмосковных углей, содержащих в заметных количествах не только окись алюминия ( $Al_2O_3$ ), но и ряд других металлов и даже редкоземельных элементов, в частности, титана, магния, цинка циркония и т.д., извлечение которых с помощью новейших технологий и оборудования, работающих в составе подземных энерготехнологических комплексов, может оказаться весьма перспективным и экономически выгодным [ 39 ].

### **1.19 Очистка исходящих газов от золы, оксидов серы и азота**

Обеспечение экологической чистоты производства электроэнергии и других продуктов теплоэнергоснабжения, как известно, является одной из важнейших задач, стоящих перед топливно-энергетическими отраслями промышленности Российской Федерации на ближайшее время, да и ряда других стран-членов СНГ. Особенно это касается, наряду с проблемой выживания, угольной электроэнергетики, поскольку вредные выбросы в окружающую среду

при сжигании высокозольных, да к тому же еще, зачастую и высокосернистых углей, на многих действующих электростанциях значительно превышают предельно допустимые нормы и концентрации. В значительной мере это определяется тем, что на многих угольных электростанциях либо вовсе нет, либо эксплуатируются устаревшие и морально, и физически очистные системы и средства, нередко основанные к тому же на не достаточно эффективных технологиях и процессах очистки исходящих газов при сжигании органического и прежде всего твердого топлива.

В то же время, как известно, тепловые электростанции ряда западноевропейских стран, прежде всего Федеративной Республики Германии и Италии, оснащены достаточно мощным и эффективным очистным оборудованием, обеспечивающим снижение содержания выбросов в атмосферу или до предельно допустимых норм, или до весьма близких к ним значений даже при весьма жестких ограничениях и нормах, действующих в этих странах.

Разумеется все это, как говорится, стоит денег. Так, по данным фирмы ЛУРГИ (ФРГ) капитальные затраты на газоочистку на электростанциях с внутрицикловой газификацией угля составляют примерно 10% от общих капитальных затрат по электростанции. По некоторым другим данным на существующих угольных электростанциях ФРГ в отдельных случаях затраты на очистное оборудование иногда доходят до 40% стоимости всей электростанции.

Однако, не вдаваясь в детальный анализ этого достаточно сложного и специфического вопроса, здесь важно подчеркнуть, что на сегодняшний день в мировой практике имеется целый ряд промышленно освоенных средств и технологий, обеспечивающих достаточно высокий уровень очистки исходящих газов при сжигании угля на тепловых электростанциях. Эти средства и технологии используют ряд физических (циклоны, электрофильтры) и

химических, адсорбционных или восстановительных процессов и с принципиальной точки зрения, вероятно, вполне могут быть пригодны для эффективного применения и использования в составе создаваемых подземных энерготехнологических комплексов, тем более что работы по их освоению и дальнейшему развитию достаточно активно велись и в Российской Федерации. Все это дает основание утверждать, что при создании реальных подземных энергокомплексов проблема очистки исходящих газов может быть вполне удовлетворительно решена на требуемом высоком современном уровне.

### **1.20 Контроль и автоматизация технологических процессов на подземных энерготехнологических комплексах**

Рассмотренные выше технологические схемы работы ряда подземных энергокомплексов представляют собой, грубо говоря, ту или иную комбинацию самостоятельных на сегодняшний день технологий добычи твердого топлива, как первичного энергоносителя, технологий его переработки и производства продуктов теплоэнергоснабжения. При этом, как известно, собственно электроэнергетическая отрасль является одной из наиболее высокомеханизированных и зачастую полностью автоматизированных отраслей промышленности. Достаточно сказать, что практически все даже относительно мощные энергоблоки электрических станций оснащаются автоматизированными системами управления технологических процессов (АСУ ТП) [ 34 ]. Блочные щиты управления (БЩУ) энергоблоков и в целом АСУ ТП энергоблоков реализуются на основе широкого использования современной информационно-управляющей и вычислительной техники, вплоть до обеспечения ряда важных эргономических требований и рекомендаций, включая даже цветовые и

архитектурно-планировочные решения в помещениях БЩУ. Весь этот опыт и имеющиеся наработки в полной мере могут быть использованы и при создании подземных энерготехнологических комплексов.

Конечно, наличие в схемах подземных энергокомплексов как минимум двух как бы разорванных или, точнее говоря, разнесенных зон расположения основного технологического оборудования, а именно на поверхности шахты и под землей в районе околоствольного двора, внесет определенные коррективы в идеологию построения и реализации АСУ ТП подземного энергокомплекса, в части физико-энергетических процессов выработки электроэнергии (и соответствующего им оборудования). Однако, сегодня практически не видно каких-либо принципиальных затруднений в создании современной АСУ ТП такого назначения и для подземных энергокомплексов.

Значительно сложнее, к сожалению, обстоит дело с автоматизацией процессов добычи угля. Хотя работы по автоматизации угольной промышленности ведутся уже достаточно длительное время [ 37,38 ], успехи в этом важном деле являются все еще весьма скромными и далекими от какой-либо полноты решений.

Тем не менее, если говорить о технологических схемах работы подземных энергокомплексов, полностью базирующихся на существующих на шахтах технике и технологиях добычи угля, то весь имеющийся опыт автоматизации производства безусловно будет использован и в этом случае.

Трудности автоматизации технологических процессов на шахтах во многом объективно вытекают из существующей технологии добычи угля (непрерывное перемещение рабочих зон, пространств, оборудования и т.п., необходимость механического разрушения угля, выдачи его из лав, транспортировки его по шахте, выдачи его на поверхность и т.д.). Поэтому при реализации



технологических схем работы подземных энергокомплексов с безлюдными термодинамическими технологиями отработки пластов, практически полностью исключая эти затруднения, появляется вполне реальная возможность, да и, к слову сказать, объективная неизбежность полной автоматизации и этой "добывающей" технологии. Это становится тем более возможным, что и сами процессы отработки пласта из дискретных (разрывных, прерывистых и т.д.) превращаются при этом в единый непрерывный процесс, аналогичный во многом непрерывным физико-энергетическим процессам выработки продуктов теплоэнергоснабжения, осуществляемый к тому же и аналогичным технологическим оборудованием (дутьевые вентиляторы, тяговые дымососы, питающие насосы и т.п.). Все это создает реальные предпосылки к тому, что на подземных энерготехнологических комплексах все основные производственные процессы будут не только полностью механизированными, но и автоматизированными.

### **1.21 Прогнозные технико-экономические показатели и оценки эффективности подземных энергокомплексов**

Детальная технико-экономическая оценка эффективности создания подземных энерготехнологических комплексов несомненно представляет большой интерес, однако может и должна осуществляться на стадии реального проектирования того или иного объекта, причем каждого в отдельности. Здесь же с позиций технико-экономической оценки достаточно привести лишь основные принципиальные соображения, имеющие бесспорный характер и вытекающие из здравого смысла при постанове данной проблемы, а также ориентировочные экспертные оценки хотя бы основных технико-экономических показателей работы некоторых как бы типовых схем подземных

энергокомплексов.

Совершенно очевидно, что сегодня наибольший практический интерес представляет возможность реконструкции многих действующих угольных шахт в энергокомплексы по производству конечных продуктов теплоэнергоснабжения пусть даже с сохранением на первом этапе существующей на них технологии и техники добычи угля. При этом переработка (сжигание) угля в подземных условиях, то есть без выдачи его из шахт на поверхность и получение электроэнергии непосредственно на горнодобывающем предприятии, точнее на подземном энерготехнологическом комплексе, обеспечит, как минимум, экономию трудозатрат на выдачу и доставку (транспорт) угля. Поскольку последние, как известно, зачастую уже в несколько раз превосходят по стоимости затраты на собственно добычу угля, то получение реального и притом довольно значительного экономического эффекта в топливно-энергетическом комплексе страны, то есть в рамках всего народного хозяйства страны, при этом гарантируется.

Даже в рамках отдельно взятого предприятия исключение необходимости выдачи угля из шахты обеспечит экономию около 15% потребляемой электроэнергии, идущих сегодня для работы скиповых подъемных установок шахты [ 40 ].

В случае же освоения на подземных энергокомплексах новых технологий сжигания и переработки угля, в частности технологий и оборудования внутрицикловой газификации угля (подземными стационарными газификаторами) будет обеспечено и повышение конечного КПД производства электроэнергии, что будет приводить к еще большему увеличению народнохозяйственной экономической эффективности от создания подземных энергокомплексов.

Наконец, еще более значительный экономический и социальный

эффект будет достигаться на конечных стадиях реализации подземных энергокомплексов, использующих в качестве первичного энергоносителя уголь, то есть при освоении принципиально новых термодинамических технологий безлюдной отработки угольных пластов, поскольку в этом случае трудоемкость собственно "добычи" угля (энергоносителя) сократится еще как минимум в 2-3 раза, не говоря уже о создании в более отдаленной перспективе энергопроизводящих техники и технологий, обеспечивающих и само производство электроэнергии в максимально приближенных условиях к месту залегания энергоносителей.

В силу фактически все еще имеющей место разобщенности добывающей (угольной промышленности) и перерабатывающей (электроэнергетики) отраслей ТЭК, не говоря уже, скажем, об атомной энергетике, проведение детальных экономических выкладок и получение количественных оценок, к тому же в условиях все еще продолжающегося спада производства и инфляции в стране, является довольно сложной задачей. Тем не менее, на экспертном уровне такая оценка производилась и результаты ее сводятся к следующему.

В качестве базового варианта для сравнения эффективности был выбран промышленный комплекс в составе угольной шахты производственной мощностью 1,8 млн. тонн угля в год и тепловой электрической станции установленной мощностью 600 МВт. Оценка технико-экономической эффективности такого промышленного комплекса была проведена ранее в ИГД им. А.А. Скочинского в процессе проведения исследований по проблеме экологически чистой угольной шахты глубокого заложения. Для сравнения были приняты технологические схемы подземных энергокомплексов чисто "угольного" и комбинированного типа (рис. 1. 16 ) с учетом только эксплуатационных затрат, то есть исходя из количества и распределения трудозатрат ( по

числу занятых рабочих). Результаты такого сравнения приведены в таблице 1.5 и говорят сами за себя.

Оценка экономической эффективности создания подземных энерготехнологических комплексов при сохранении на них существующих технологий и техники добычи угля может осуществляться не только с позиций собственно энергетики, но и с учетом возможности комплексного и полностью безотходного использования и переработки добываемого угля. Это особенно важно, в частности, для Подмосковского угольного бассейна, поскольку удержать этот бассейн на длительную перспективу

Таблица 1.5

Ориентировочные оценки технико-экономической эффективности производства электроэнергии подземными энергокомплексами

Наименование показателей	Единица измерения	“Добыча” и переработка угля		
		Существующая технология (промышленный комплекс в составе шахты и электрической станции)	Подземные энерготехнологические комплексы С новой тер-могазодинамической отработкой угольных пластов	С термогазодинамической отработкой угольных пластов и атомной энергоустановкой
1	2	3	4	5
1. Мощность по добыче угля	млн. т	1,8	0,6	0,06
2. Установленная мощность	МВт	600	200	200
3. Суммарные капитальные вло-	В относитель-	1	0,35	0,30
		<b>Подземная электроэнергетика</b>		

жения	ных еди-			
в том числе:	ницах			
- по шахте		0,55	0,57	0,10
- по электро- станции		0,45	0,43	0,90
<hr/>				
4. Годовые эксп- луатационные расходы:	Относи- тельные единицы			
- суммарные		1	1	1
- по шахте		0,79	0,56	0,17
- по электро- станции		0,21	0,44	0,83

только с позиций электроэнергетики вряд-ли будет возможно. Результаты такой количественной, хотя, конечно, и чисто ориентировочной оценки, приведены в таблице 1.6.

Окончание таблицы 1.5

1	2	3	4	5
5. Часовой рас- ход угля	т/час	275	90	10
6. Отпуск электро- энергии	млн. кВт-час в год	3500	1150	1000
7. Себестоимость электроэнергии	Отно- ситель- ные еди- ницы	1	0,8	0,74

Приведенные в таблице 1.5 данные рассчитывались в ценах 1990

года, производились по соответствующим отраслевым методикам Минуглепрома и Минэнерго бывшего СССР и вместо денежного выражения даны в относительных единицах, причем за единицу приняты те или иные базовые показатели соответственно, что, впрочем, достаточно ясно следует и непосредственно из самой таблицы.

В табл.1.6 приведены количественные оценки экономической эффективности в форме стоимости произведенной продукции подземным энергокомплексом при переработке и комплексном использовании всех сравнительно доступных элементов и содержащихся в угле компонентов при переработке 1000 т его в сутки для Подмосковского угольного бассейна. Несмотря на большую условность и очевидную приблизительность такого примитивного расчета, данные и этой таблицы убедительно свидетельствуют о высокой потенциальной эффективности предлагаемого в рамках настоящей работы подхода.

Таблица 1.6

Экономическая эффективность "подземного" энерготехнологического комплекса по добыче и комплексной переработке в Подмосковном бассейне 1000 т угля в сутки (в ценах на 01.03.1993 г.)

Наименование продукции	Единица измерения	Стоимость единицы продукции, руб	Объем/рыночная стоимость, млн.руб/сутки
1	2	3	4
1. Рядовой уголь	т	1500	1000/1,5
электро-энергия	кВт/час	10	2800000/28,0
3. Алюминий (гофрированные листы)	т	220000	50/11...18
Подземная электроэнергетика			

4. Глиноземный цемент	т	4000	300/1,2
5. Титановая губка	кг	2000	1000/2,0

Наконец, если учесть, что при создании подземных энерготехнологических комплексов с новыми термодинамическими технологиями безлюдной отработки угольных пластов в промышленное использование могут быть вовлечены месторождения со сложными горно-геологическими условиями залегания (тонкие пласты, пласты сложного строения и с твердыми включениями, резко переменной мощности, нарушенные месторождения, высокозольные - некондиционные пласты и т.п.), имеющиеся в больших количествах практически на всех действующих сегодня шахтах, фактически полностью вскрытых и доступных для разработки с помощью новых технологий, то перспективность дальнейшего развития и реального осуществления излагаемых здесь идей подземной электроэнергетики становится просто бесспорной.

### **1.22 Повышение эффективности централизованного теплоэнергоснабжения комбинированным использованием термодинамических циклов**

Эффективность централизованного теплоэнергоснабжения во многом предопределяет не только уровень производительных сил современного общества, но в решающей степени и самым непосредственным образом влияет на уровень и качество жизни людей. Поэтому непрерывное совершенствование и дальнейшее развитие теплоэнергоснабжения во всех его сферах, по-видимому, всегда будет одним из важнейших приоритетов общественного развития.

В современной энергетике, во многих транспортных машинах и установках используется целый ряд первичных энергоносителей, источников и

способов получения и преобразования энергии, в основе которых лежат те или иные фундаментальные законы и явления природы и, в частности, различные термодинамические циклы, описывающие круговорот имеющих при этом место материально-энергетических потоков.

В последнее время, в особенности в теплоэлектроэнергетике, совершенно определенно оформилась тенденция все более широкого создания и промышленного применения парогазовых электростанций, позволяющих повысить, в частности эффективность использования топлива путем возможного увеличения при этом КПД до 40-50% [ 11,60 ].

В основе работы таких электростанций лежит так называемый бинарный или комбинированный термодинамический цикл. Согласно этому циклу высокотемпературные продукты сжигания того или иного топлива непосредственно или косвенно используются в газотурбинной энергоустановке для выработки электроэнергии, а ее выхлоп, все еще имеющий достаточно высокую температуру, направляется в контур паросилового энергооборудования для выработки водяного пара тех или иных параметров, как промежуточного энергоносителя при производстве тепла и электроэнергии.

Следует специально подчеркнуть, что, строго говоря, здесь речь идет не о комбинации различных термодинамических циклов как таковых, а всего лишь о комбинации различных разновидностей одного и того же прямого цикла Карно - паросилового цикла Ренкина и цикла Брайтона для паротурбинной и газотурбинной энергоустановок соответственно [ 27 ], относящихся фактически к одному и тому же классу тепловых машин. Тем не менее уже в этом случае, как подтверждают и термодинамические расчеты, и опыт практической эксплуатации парогазовых электростанций, эффективность их работы повышается настолько, что создание и широкое их использование



считается наиболее перспективным направлением развития теплоэлектроэнергетики на ближайшие годы [ 61 ]. Эффективность использования различных разновидностей прямого термодинамического цикла Карно в процессах получения и преобразования энергии подтверждается также и при создании других энергетических объектов, в частности атомных электрических станций [ 31 ].

Поэтому вполне естественно ожидать, что комбинированное (одновременное) использование принципиально различных термодинамических циклов в энергоустановках и системах производства, доставки и распределения продуктов теплоэнергоснабжения, в том числе разумеется и в технологических схемах подземных энерготехнологических комплексов, может обеспечивать еще более высокую эффективность. Наиболее очевидным, вероятно, является комбинированное использование прямого и обратного термодинамических циклов (прямого и обратного циклов Карно), поскольку именно в обратном термодинамическом цикле, как известно, коэффициент преобразования энергии является большим чем единица, а цикл Карно наиболее выгоден в энергетическом отношении. В целом это подтверждается и следующими принципиальными выводами и конкретными результатами технической термодинамики [ 62 ].

Эффективность осуществления прямого термодинамического цикла (прямого цикла Карно) является все более высокой по мере расширения температурного диапазона, в котором он осуществляется (или, проще говоря, температуры генерируемого пара и температуры его конденсации). Возможности расширения этого температурного диапазона во многом определяются свойствами рабочего тела, водяного пара в частности, и конструктивными особенностями турбогенерирующего энергооборудования. В свою

очередь, эффективность обратного термодинамического цикла, оцениваемая по затратам подводимой извне энергии для его осуществления, оказывается тем более высокой, чем ниже температура, при которой потребителю нужна теплота, а с другой стороны - чем выше температура используемого - теплоотдающего источника относительно температуры окружающей среды.

Кроме того, одна из самых многочисленных категорий потребителей продуктов теплоэнергоснабжения, а именно потребители коммунально-бытовой сферы нуждаются обычно в комплексном энергообеспечении, то есть в снабжении и теплом, и электроэнергией, канализация и распределение которых многочисленным потребителям, рассредоточенным в пространстве, являются существенно различными.

На основании изложенного принципиально по-новому могут и должны решаться в ряде случаев весьма актуальные проблемы кардинального улучшения всей инфраструктуры теплоэнергоснабжения городов и поселков, испытывающих сегодня большие затруднения в этом плане и находящихся в крайне тяжелом положении с экологической точки зрения. К ним, как это не парадоксально, относятся и многие шахтерские города и поселки угледобывающих регионов. Суть этого подхода иллюстрируется технологической схемой комплексного теплоэнергоснабжения, представленной на рис. 1.28, которая включает в себя центральную тепловую электрическую станцию 1, групповые теплообменные пункты и относительно обособленные группы потребителей тепловой энергии  $3_1 - 3_n$ . Центральная ТЭС 1 соединяется с теплообменными пунктами  $2_1 - 2_n$  групповыми тепломагистралями  $4_1 - 4_n$ , имеет типовую тепловую схему и включает в себя: 5 - паровой котел с воздухоподогревателем, водяной экономайзер 6, накопитель подпиточной воды 8, питающий насос 9, паровую турбину 10 с электрическим генератором 11, конденсатор 12,

циркулирующий насос 13 и пруд-охладитель или градирню 14. В качестве центральной ТЭС системы централизованного теплоэнергоснабжения естественно может использоваться при этом и один из подземных энерготехнологических комплексов, рассматривавшихся выше.

Работа предлагаемой системы централизованного теплоэнергоснабжения коротко сводится к следующему. Первичный энергоноситель, будь-то газ, мазут, уголь или даже ядерное топливо путем реализации прямого термодинамического цикла с максимально возможной эффективностью перерабатывается в электрическую энергию в одном или в нескольких централизованных пунктах - на тепловых электрических станциях (ТЭС). Отходящее тепло после конденсации отработанного пара при этом не выбрасывается в окружающую среду, а с помощью теплообменников  $15_1 - 15_n$  теплонасосных установок "утилизируется" и по групповым тепломагистралям  $4_1 - 4_n$  направляется на сеть групповых теплообменных пунктов  $2_1 - 2_n$ , на которых установлены турбокомпрессора  $16_1 - 16_n$ , теплообменники  $17_1 - 17_n$  и расширительные турбины или дроссельные вентили  $18_1 - 18_n$ , замыкающие в совокупности схемы тепловых насосов. К теплообменникам  $17_1 - 17_n$  групповых теплообменных пунктов через питающие насосы  $19_1 - 19_n$  подключены непосредственные потребители тепловой энергии  $20_1 - 20_n$ .

На групповые теплообменные пункты от центральной ТЭС подается также электроэнергия, используемая для питания турбокомпрессоров  $16_1 - 16_n$ , то есть фактически для осуществления обратного термодинамического цикла или, проще говоря, для повышения температуры до уровня необходимого потребителю, поступающей сюда же по групповым тепломагистралям низкопотенциальной теплоты, извлекаемой из контура конденсации отработанного водяного пара на центральной ТЭС.

Принципиальными моментами для предлагаемой схемы теплоэнергоснабжения потребителей являются следующие особенности. Во-первых, доставка и переработка исходного энергоносителя - топлива производится только в одном месте или в нескольких централизованных пунктах. При этом использование достаточно высокотемпературных продуктов сжигания топлива

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО  
ТЕПЛОЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С КОМБИНИРОВАННЫМ  
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ЦИКЛОВ**

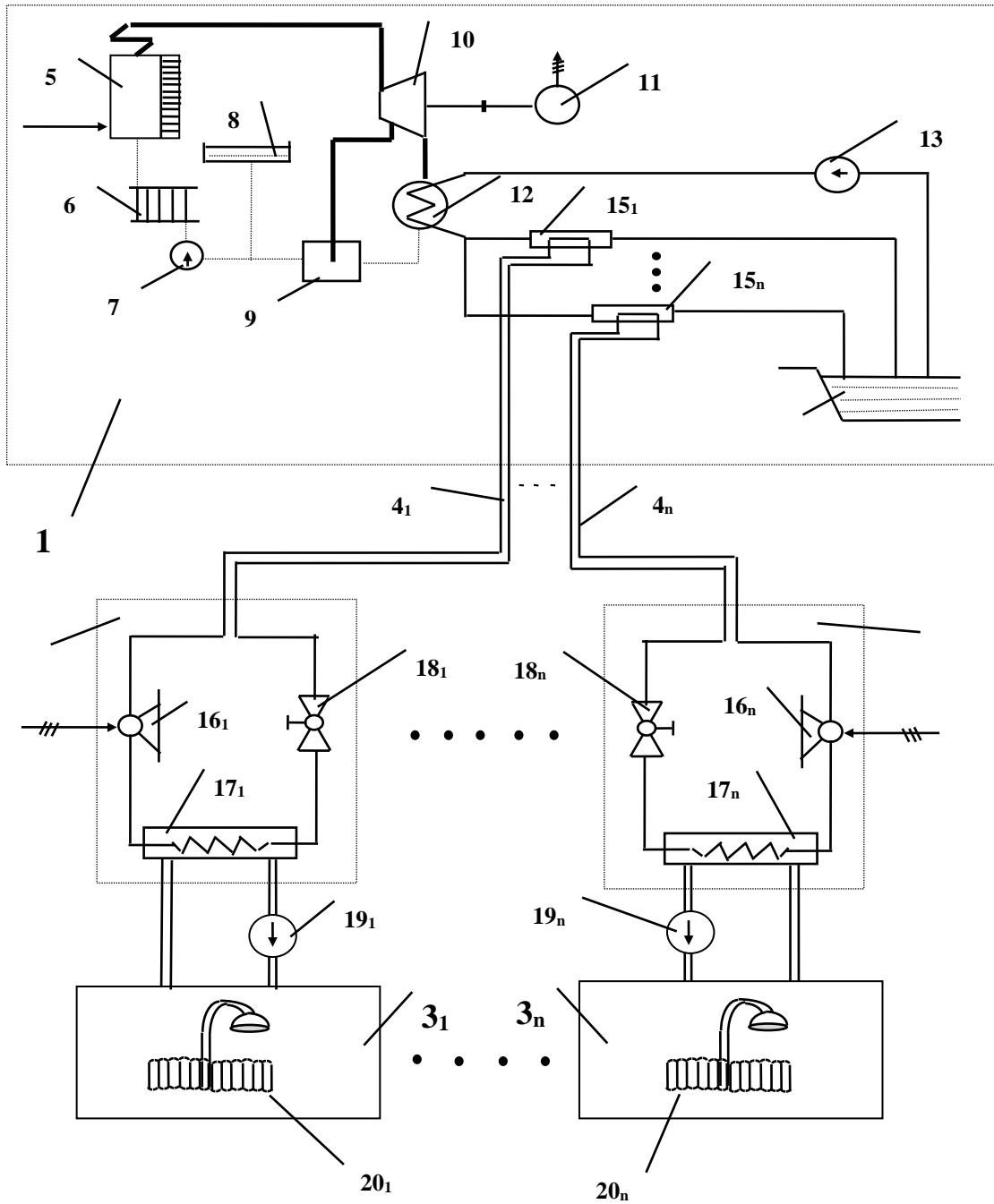


РИС. 1.28

осуществляется в прямом термодинамическом цикле с максимально возможной в настоящее время термодинамической эффективностью.

Во-вторых, оборудование тепловых насосов (по числу обособленных групп потребителей) рассредотачивается таким образом, что утилизирующие теплообменники  $15_1 - 15_n$  всех групп размещаются на ТЭС и включены в контур оборудования конденсации пара, а все остальное оборудование тепловых насосов размещено на групповых теплообменных пунктах. Соответственно этому между центральной ТЭС и групповыми теплообменными пунктами в качестве рабочего тела используется и циркулирует по групповым тепломагистралям  $4_1 - 4_n$  специальное низкокипящее относительно инертное рабочее тело, например, угольная кислота, имеющее при низких температурах значительно более высокие давления конденсации пара и значительно меньшие удельные объемы в газообразной фазе. В силу этого, в частности, заметно снижаются и требования к пропускной способности магистральных теплотрасс - групповых тепломагистралей со всеми вытекающими отсюда последствиями.

В-третьих, доставка и распределение энергии от центральной ТЭС к групповым теплообменным пунктам, максимально приближенным к непосредственным потребителям тепла, то есть к группам жилых домов, цехов, технологических производств и т.д., осуществляется по двум независимым каналам: в форме низкопотенциального тепла рабочим телом тепловых насосов по групповым тепломагистралям и в виде электрической энергии по линиям электропередач, например по кабельным линиям. Поэтому в целом потери энергии и соответствующие эксплуатационные расходы при этом существенно снижаются с одновременным повышением и надежности поставки энергии потребителям.

В-четвертых, в отличие от сегодняшних ТЭЦ, также осуществляющих комбинированное снабжение потребителей теплом и электроэнергией, в системах теплоэнергоснабжения с одновременным использованием прямого и обратного термодинамических циклов существенно сокращается сброс тепла в окружающую среду в процессе конденсации водяного пара и, как следствие, повышение термодинамической эффективности всего процесса, а соответственно и экологической чистоты, и экономической эффективности теплоэнергоснабжения в целом. Более того, хотя само по себе теплоснабжение от ТЭЦ в термодинамическом отношении и является достаточно выгодным, все же из-за ограничений на удаление ТЭЦ от потребителей тепла по условиям его транспорта, а также в силу некоторых других обстоятельств, централизованное теплоснабжение сегодня осуществляется за счет преимущественного использования отопительных котельных, максимально приближенных к группам потребителей. Такой подход является достаточно эффективным, если в качестве первичного - исходного энергоносителя используется высокоэффективное топливо, например, мазут или природный газ. При использовании же в качестве первичного энергоносителя твердого топлива, в особенности низкосортных углей (с высокими зольностью, влажностью и т.д.) существующие сегодня системы централизованного теплоэнергоснабжения практически не выдерживают никакой критики. Напротив, реализация в системах централизованного теплоэнергоснабжения предлагаемого комбинированного использования прямого и обратного термодинамических циклов позволяет практически неограниченно совершенствовать и повышать его эффективность, понимаемую как степень экологической чистоты, собственно экономическую эффективность и безопасность производства. В подтверждение сказанному отметим следующее. Совершенно очевидно, что предлагаемая структура системы

централизованного теплоэнергоснабжения допускает и такую реализацию, при которой групповые теплообменные пункты используют в качестве теплоотдающего источника какое-либо местное вторичное тепло или даже совмещаются с относительно небольшими отопительными котельными, работающими на каком-то из видов благородного топлива и потребляющих его в относительно небольших количествах, а электроэнергия для привода турбокомпрессоров тепловых насосов потребляется из централизованной сети, вырабатываясь даже на значительных расстояниях от места расположения рассматриваемых потребителей.

Ясно, что в предлагаемой системе теплоэнергоснабжения для отдающего теплоисточника в обратном термодинамическом цикле работы тепловых насосов на групповых теплообменных пунктах может использоваться часть все той же поступающей сюда электроэнергии. В этом случае, конечно, сразу же возникает вопрос, а не лучше ли использовать для целей получения теплоты и поставки ее потребителям электроэнергию непосредственно, тем более, что устройства и системы прямого электрического отопления уже и сегодня находят практическое применение? Однако, как показывают результаты имеющегося анализа этого вопроса [ 27 ], производство единицы низкопотенциального тепла для целей отопления с помощью тепловых насосов, то есть с помощью обратного термодинамического цикла, требует затрат электроэнергии в несколько раз меньших, чем это имеет место при прямом преобразовании электроэнергии в тепло, то есть нежели при прямом электрическом отоплении. Более того, поскольку, как уже отмечалось ранее, коэффициент преобразования энергии в обратном термодинамическом цикле является большим единицы, то его использование для получения теплоты всегда более выгодно, чем непосредственное превращение в теплоту электрической, механической



или химической энергии.

В заключение можно сделать вывод и следует особо подчеркнуть, что комбинированное использование различных термодинамических циклов и их разновидностей, как было показано выше, допускает рациональное сочетание и с другими взаимодополняющими источниками и способами получения и преобразования энергии [ 63,64 ], что создает реальную основу для дальнейшего и притом весьма значительного повышения эффективности всей промышленной энергетики в целом.

### **1.23 Выводы**

Изложенное выше позволяет сделать ряд принципиальных выводов, касающихся как ближайших, так и более отдаленных перспектив развития ряда важнейших отраслей топливно-энергетического комплекса Российской Федерации и, прежде всего, ее угледобывающих регионов, которые вкратце можно сформулировать следующим образом.

1. Создание подземных энерготехнологических комплексов, интегрирующих в себе в том или ином виде горно-технологические процессы отработки месторождений твердого топлива и физико-энергетические процессы выработки электроэнергии и других продуктов теплоэнергоснабжения, в целом базируется на шахте, как объекте со специфической пространственно-планировочной структурой, и допускает ряд способов рационального сочетания различных способов добычи и переработки твердого топлива, а также различных взаимодополняющих друг друга источников и способов получения энергии.

2. Имеющиеся уже сегодня в арсенале подземной электроэнергетики, как нового направления в развитии топливно-энергетического комплекса в

целом, технико-технологические решения, в своем как бы ближайшем виде, полностью вытекают из имеющегося практического опыта, техники и технологий производства в соответствующих смежных отраслях ТЭК и предполагают дальнейшее их последовательное развитие вплоть до создания принципиально новых технологий производства и получения различных продуктов теплоэнергоснабжения, обеспечивающих и качественно новый уровень экономической эффективности, экологической чистоты и безопасности работ в этой важнейшей для любого общества сфере человеческой деятельности.

3. Выбор конкретной технологической схемы работы подземного энергокомплекса является строго индивидуальным и зависит от ряда конкретных и зачастую весьма специфических задач, определяемых конкретными условиями работы существующей шахты, на базе которой он создается, или особенностями региона предполагаемого строительства, существующим энергообеспечением последнего, перспективами его развития и т.д.

4. Высокий уровень технико-экономической эффективности подземных энерготехнологических комплексов вытекает из самой постановки проблемы и предлагаемых путей по достижению поставленных целей, да и просто очевиден, как говорится, по-здоровому смыслу. Определение же конкретных показателей технико-экономической эффективности достаточно четко и вполне однозначно может осуществляться только на последующих стадиях создания реальных энерготехнологических объектов, начиная, естественно, со стадий разработки технико-экономических обоснований на их создание, технических заданий на проектирование и соответствующих других стадий работ.

## **ЧАСТЬ II - ТЕРМОГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ И ПАРО- ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БЕЗЛЮДНОЙ ОТРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

### **2.1 Технологические схемы безлюдной отработки угольных пластов столбами-термогазогенераторами с поперечными скважинами**

Многочисленные попытки разработки новых (как принято говорить нетрадиционных) технологий добычи угля, предпринимавшиеся ранее неоднократно, - упоминавшаяся выше бесшахтная подземная газификация угольных пластов, перевод угля в какое-то другое агрегатное состояние, например растворение, и т.д., с одной стороны, не учитывали громадный опыт существующих технологий разработки угольных месторождений, а с другой стороны и не ставили, как правило, своей целью получение одновременно конечных продуктов теплоэнергоснабжения, минуя ряд трудоемких технологических процессов и операций при попутном решении и важнейших экологических проблем. Следствием этого явилось то, что "новые" технологии так и не были созданы, а угольная промышленность превратилась как бы в сырьевой придаток современного топливно-энергетического комплекса, к тому же висящий на нем тяжким бременем.

Диаметрально противоположным в этом смысле, как это следует из изложенного выше, является подход предлагаемый в рамках данной работы, что является дополнительным свидетельством в пользу его практической реализации. Именно максимальная преемственность при реализации различных стадий создания подземных энерготехнологических комплексов на базе угольных шахт, с одной стороны, а также органическая вписываемость предлагаемых новых технологий безлюдной отработки угольных пластов в существующее горное хозяйство шахт, с другой стороны, должны

обеспечить высокую степень уверенности в достижении существенных результатов на этом весьма перспективном, но и, разумеется, достаточно сложном пути.

В основу отработки угольных пластов безлюдными термодинамическими методами положена идея максимально управляемого и эффективного преобразования угля в газообразное топливо в специально подготавливаемых к "выемке" столбах-термогазогенераторах, являющихся до некоторой степени аналогичными обычным выемочным столбам сегодняшних комплексно-механизированных очистных забоев угольных шахт.

Иными словами, эффективная термодинамическая отработка угольного пласта, как это будет вытекать из всего последующего изложения, требует обеспечения гарантированного доступа к угольному пласту с помощью хотя бы одной горной выработки в виде штрека, штольни, разрезной траншеи и т.п., с целью предварительной (опережающей) подготовки в отрабатываемом пласте "конструкции" подземного термогазогенератора, обеспечивающего стабильное поддержание (сохранение) оптимального гидравлического режима газификации угля в пласте и возможность одновременного эффективного отвода (при необходимости) тепла, выделяющегося в зоне газификации угля и аккумулируемого в боковых горных породах.

Оптимальный гидравлический режим газификации угля в пласте, сформулированный еще в 1957 г. Р.Н. Питиным [ 5,6 ], не предъявляет принципиальных требований к повышению давления в подземном газогенераторе сверх того уровня, при котором обеспечивается необходимая интенсивность работы. При этом основным требованием к оптимальному гидравлическому режиму является поддержание на газоотводящих скважинах минимально возможного относительного давления. Под относительным

давлением здесь понимается отношение давления на скважине к атмосферному давлению. Хотя этот принцип Р.Н. Питиным был сформулирован исходя из минимума утечек дутья и получаемого газа для подземных газогенераторов, подготовленных скважинами при бесшахтном способе отработки, его соблюдение, как это будет видно из последующего изложения, играет решающую роль и в решении задачи управляемости процесса газификации угля в пласте столбами-термогазогенераторами, подготавливаемыми для безлюдной отработки пластов в обычной угольной шахте.

На первый взгляд может показаться, что необходимость иметь те или иные подготовительные выработки в пласте является большим недостатком предлагаемых технологий. Однако, только наличие (пока во всяком случае) "свободного" доступа к пласту хотя бы с помощью одной выработки, позволяет предложить конструкции подземных газогенераторов, адекватные условиям эффективного сжигания и газификации угля в пласте при безлюдной отработке не только одиночных, но и свиты пластов и обеспечить возможность эффективного отвода ("извлечения") и других продуктов переработки угля, прежде всего тепла, аккумулируемого в боковых горных породах, выделяющегося при работе в ряде случаев при работе подземных столбов-газогенераторов.

Кроме того (и это не менее важно), в условиях действующих угольных шахт и разрезов обеспечение подготовки угольных пластов к выемке теми или иными горными выработками, хотя и достаточно трудоемкое дело, но является вполне освоенным и не вызывает каких-либо затруднений, а само наличие в современной угольной промышленности достаточно развитого горнопроходческого хозяйства (проходческие комбайны, вскрышные экскаваторы и т.д.) является хорошей и надежной предпосылкой для скорейшего

внедрения новых термодинамических технологий безлюдной отработки угольных пластов в производство. В целом же предлагаемые технологии фактически базируются на богатейшем опыте вскрытия и подготовки угольных месторождений к отработке существующими методами и технологиями, естественным образом вытекают из них и, подчеркнем еще раз, органически вписываются в существующее горное хозяйство действующих угольных шахт. Это создает вполне реальные предпосылки для кардинального совершенствования всей угольной промышленности путем превращения ее из производителя и поставщика исходного (первичного) энергоносителя и достаточно крупного потребителя электрической энергии в энергопроизводящую отрасль, поставляющую на рынок не только уголь, как и ранее добываемый в благоприятных горногеологических условиях с помощью обычных технологий и средств, но и, главным образом, наиболее ценные конечные продукты теплоэнергоснабжения (тепло, электроэнергию, горючие газы и т.д.), доставляемые к тому же потребителям по трубам и по проводам, то есть наиболее эффективными способами и средствами.

Особо следует также отметить, что предлагаемые технологии позволяют вовлечь в разработку и широкое промышленное использование практически любые запасы угля, в частности оказавшиеся фактически заброшенными в весьма тонких и нарушенных пластах на вышележащих горизонтах многих шахт Донбасса, Кизеловского угольного бассейна, месторождений других бурогольных бассейнов и тем самым как бы дать им вторую жизнь на многие годы.

Новые технологии отработки угольных пластов, основываясь в целом на предварительной газификации угля в пластах, то есть непосредственно на месте его залегания, базируются тем не менее на различных

особенностях процессов термодинамического преобразования твердого топлива в газообразное, а также на тех или иных характерных особенностях горно-технологических процессов подготовки к работе столбов-газогенераторов, собственно ведения процессов отработки пласта и производства (выработки) конечных продуктов теплоэнергоснабжения, прежде всего, разумеется, электроэнергии. В сочетании с достаточно широкой гаммой различных технологических схем работы подземных энергокомплексов, рассмотренных выше в первой части настоящей работы, это создает большие возможности по рациональному выбору наиболее подходящих технико-технологических решений в каждом конкретном случае.

Одной из наиболее простых технологических схем безлюдной отработки угольных пластов является схема отработки столбами-термогазогенераторами с поперечными скважинами, представленная на рис. 2.1, частично уже рассматривавшаяся выше, и предполагающая подготовку пласта к отработке с помощью двух участковых подготовительных горных выработок - штреков или разрезных траншей при подземной или открытой разработке угольного месторождения соответственно. Заметим здесь, кстати, что новые термодинамические технологии отработки угольных пластов в ряде случаев могут практически одинаково применяться, как при подземной, так и при открытой разработке угольных месторождений. В то же время совершенно очевидно, что в общем плане реализация идей подземной электроэнергетики, безусловно, будет иметь и свою

**ТЕХНОЛОГИЯ БЕЗЛЮДНОЙ ОТРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ СТОЛБАМИ-ТЕРМОГАЗОГЕНЕРАТОРАМИ С ПОПЕРЕЧНЫМИ СКВАЖИНАМИ**

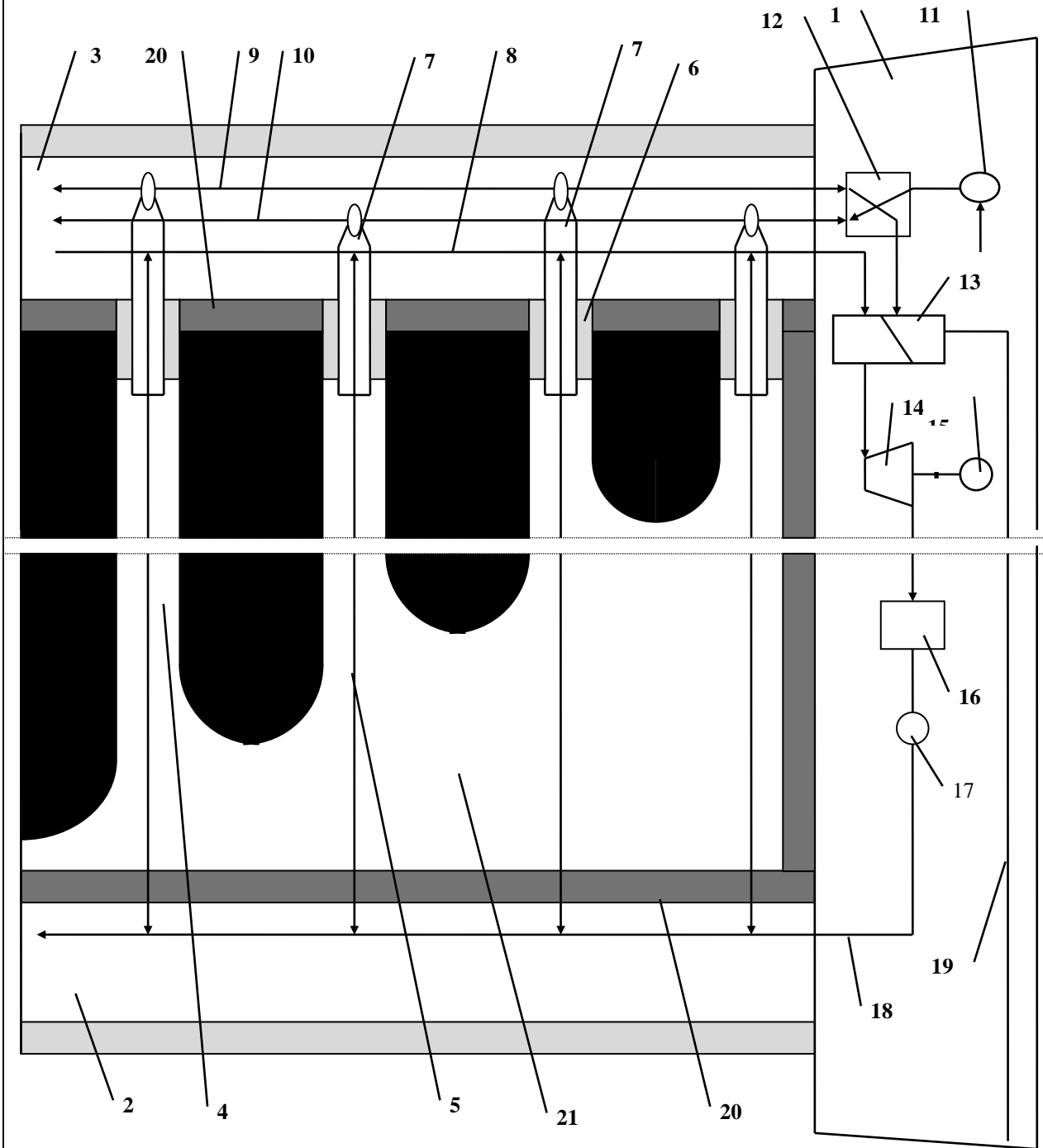


РИС. 2.1



специфику применительно к этим двум основным сегодня способам отработки угольных месторождений.

На рис. 2.1 показаны: 1 - капитальная (полевая) горная выработка; 2,3 - участковые подготовительные выработки (штреки, разрезные траншеи и т.п.); 4 - поперечные технологические скважины по пласту; 5 - скважинные трубопроводы-теплообменники; 6 - герметизаторы устьев скважин; 7 - газодутьевые патрубки; 8 - сборный трубопровод горячего теплоносителя; 9,10 - газодутьевые трубопроводы; 11 - дутьевой вентилятор; 12 - блок устройств дымосос-коммутатор; 13 - паровой котел; 14, 15 - паровая турбина с электрическим генератором; 16 - конденсатор; 17 - питающий насос; 18 - распределительный питающий трубопровод холодного теплоносителя; 19 - выходной газоотводящий трубопровод; 20 - термоизолирующие перемычки-полосы и 21 - выгоревшее (выгазованное) пространство столба-газогенератора. Данная технологическая схема безлюдной отработки угольных пластов реализуется следующим образом.

С помощью капитальной (полевой) горной выработки 1 и участковых подготовительных выработок (штреков или разрезных траншей) 2,3 оконтуривают со всех сторон столб угля в пласте. Затем с помощью тех или иных средств по пласту поперек столба, то есть от одного штрека к другому, бурят ряд технологических скважин небольшого диаметра (ориентировочно 150-200 мм) 4, отстоящих друг от друга на заданном расстоянии, например, на расстоянии 15-20 м. В скважины 4 устанавливают трубопроводы-теплообменники 5, которые на одном из штреков, например, на штреке 3, герметизируются в устьях скважин с помощью герметизаторов 6, проходя через газодутьевые патрубки 7 и подсоединяясь затем к сборному трубопроводу горячего теплоносителя 8, расположенному на этом же штреке 3. На

последнем также размещены газодутьевые трубопроводы 9 и 10, а газодутьевые патрубки 7 подключаются к ним поочередно, например, газодутьевые патрубки нечетных скважин подключены к трубопроводу 9, а остальных, то есть четных скважин, - к трубопроводу 10.

На капитальной горной выработке 1 устанавливают дутьевой вентилятор (воздуходувку) 11, блок устройств дымосос-коммутатор 12, а также контур паросилового оборудования для производства электроэнергии, включающий как и обычно паровой котел 13, паровую турбину с электрическим генератором 14, 15, конденсатор отработанного пара 16 и питающий насос 17. По выработке 1 прокладывают распределительный питающий трубопровод 18 и трубопровод для отвода выходящих газов из топки парового котла 13. Из выработки 1 трубопровод 18 прокладывают далее по штреку 2 и подсоединяют к нему скважинные трубопроводы- теплообменники 5 всех технологических скважин 4. Краевые части угольного пласта, выходящие на оконтуривающие столб горные выработки, вынимают тем или иным образом и возводят на этих местах термоизолирующие полосы 20 из инертного материала, например, из той же горной породы, получаемой при проведении подготовительных горных выработок.

После подключения сборного трубопровода горячего теплоносителя 8 и дымососа-коммутатора 12 соответственно к парогенератору и к топке парового котла 13 запускают в работу все энергооборудование, а у штрека 2 на определенной его длине производят розжиг угольного пласта. С началом работы столба-газогенератора воздушное дутье на горение и газификацию угля подается, например, в нечетные скважины 4 дутьевым вентилятором 11 через дымосос-коммутатор 12, а по остальной части скважин (по четным скважинам) продукты горения и газификации угля отсасываются дымососом 12 и

направляются в топку парового котла 13. Одновременно теплоноситель-вода прокачивается по всем задействованным в данный момент времени скважинным трубопроводам-теплообменникам 5 и по сборному трубопроводу горячего теплоносителя 8, отобрав определенное количество тепла в зонах горения и газификации угля, а также на газоотводящих участках скважин 4, поступает в парогенератор котла 13. В последнем производится сжигание газообразных продуктов газификации угля в пласте и выработка (генерирование) водяного пара требуемых параметров, который подается на паровую турбину 14 с электрическим генератором 15. Отработанный пар после конденсации питающим насосом 17 из конденсатора 16 по трубопроводу 18 снова подается в скважинные трубопроводы-теплообменники 5, а выходные газообразные продукты из топки котла 13 по газывыводящему трубопроводу 19 выдаются на дневную поверхность и после дополнительной очистки и нейтрализации выбрасываются в атмосферу.

В целом, как видим, столб-газогенератор представляет собой подземный термогазогенератор, в котором одновременно происходит и сжигание, и газификация угля с весьма сложным, как уже отмечалось ранее (часть-1), переплетением целого ряда окислительно-восстановительных реакций горения и газификации твердого топлива. Выделяющееся при этом тепло частично идет на восстановительные реакции, то есть на газификацию угля и выносится вместе с продуктами его газификации, частично отбирается и отводится циркулирующим по скважинным трубопроводам-теплообменникам теплоносителем, а также рассеивается и аккумулируется в окружающих угольный пласт боковых горных породах.

Работа этого подземного термогазогенератора поддается эффективному контролю и управлению путем рационального выбора и поддержания на

требуемом уровне целой гаммы технологических и термогазодинамических параметров, таких, в частности, как собственно размеры столба-термогазогенератора, диаметр технологических скважин, число их в работе, количество, состав и интенсивность подачи дутья и теплоносителя, их параметры (давление и температура), интенсивность отвода продуктов газификации, а также собственно режимы работы каналов газификации в межскважинных угольных целиках. Интенсификация процессов горения-газификации угля и получения водяного пара, как промежуточного энергоносителя требуемых параметров, при этом осуществляется следующим образом.

Прежде всего, подача дутья в часть поперечных скважин ведется под определенным - заданным напором, а отвод - отсос продуктов газификации угля осуществляют по остальной части соответственно смежных (соседних) скважин с уровнем депрессии несколько превышающим величину напора дутья. В результате этого газодутьевая струя постоянно как бы прижимается к непрерывно перемещающейся горячей и восстанавливаемой поверхности каналов газификации в межскважинных угольных целиках. Тем самым обеспечиваются наилучшие условия доступа кислорода, или в более общем случае газифицирующего агента, к поверхности углерода (угольного пласта), следовательно, и для его горения и газификации. Последующие обвалы и обрушения пород кровли в выгоревшей - выгазованной части пласта 21 при этом не будут существенным образом сказываться на интенсивности процесса в целом. Кроме того, периодическим изменением направления подачи дутья и отсоса продуктов газификации угля в соседних скважинах обеспечивается более равномерное, интенсивное и главное более управляемое перемещение кислородных зон (участков) в каналах газификации межскважинных

угольных целиков, да и всего "огневого" фронта столба-термогазогенератора от штрека 2 к штреку 3 в целом.

Как известно из опыта работ по бесшахтной подземной газификации угля, работа подземных газогенераторов в целом чрезвычайно сильно зависит от гидродинамического режима, то есть по-просту говоря от водопритока в каналы газификации угля. При отработке пластов столбами-термогазогенераторами эта проблема в целом достаточно эффективно решается комплексом обычных используемых уже и сегодня в практике угледобычи технологических мер и приемов, таких, в частности, как работа по падению или восстанию пласта, предварительное осушение и т.д.

Наконец, для обеспечения высокой стабильности генерирования водяного пара требуемых параметров в топку котла 13 может дополнительно подаваться (при необходимости) дутье, обогащенное окислителем (кислородом), или уголь, получаемый на шахте, например, при проведении подготовительных выработок, или то и другое вместе.

Рассмотренная технологическая схема безлюдной отработки угольных пластов столбами-термогазогенераторами привлекает своей простотой и с точки зрения собственно технологии ведения работ, и с точки зрения применяемого для ее реализации оборудования. В частности, скважинные теплообменники 5 в простейшем случае могут представлять собой соединяемые соответствующим образом отрезки стальных водопроводных труб, а все остальное оборудование выбираться из числа имеющегося в серийном производстве.

В ряде практических случаев при подготовке к работе столбов-термогазогенераторов доступ к угольному пласту может осуществляться только с одной стороны, то есть только с помощью одной подготовительной горной выработки. Это может иметь место, например, при доработке запасов на

границах шахтных полей, нарушенных месторождений, при "выемке" пластов с борта карьера и т.д. Технология термогазодинамической отработки пласта и в этих случаях реализуется в принципе аналогичным образом, а сама технологическая схема при этом приобретает вид, показанный на рис. 2.2, где изображены те же объекты и обозначены теми же цифровыми позициями, что и на рис. 2.1.

Как и в предыдущем случае, после вскрытия и подготовки "добычного" участка, то есть после проведения одного из штреков (разрезной траншеи), по пласту бурят определенное число технологических скважин 4 на заданную длину, например, на длину 150-200 м, с определенным интервалом между ними. В технологические скважины 4 устанавливают теплообменники 5, которые выполняют в виде "труба в трубе" или же в виде двух труб, замкнутых на конце в петлю. В устьях скважин 4 теплообменники 5 пропускают через герметизаторы 6 и газодутьевые патрубки 7. На подготовительной выработке 3 теплообменники 5 подключают к сборно-питающим водопроводам 8 и 18, а газодутьевые патрубки 7 - к газодутьевым трубопроводам 9,10. Здесь же устанавливают и остальное энергосиловое оборудование. Краевую часть пласта, выходящую на штрек или на борт карьера, шириной 1-2 м, в зависимости от мощности угольного пласта, вынимают и на этом месте возводят термоизолирующую полосу 20, отделяющую

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ТЕРМОГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ ОТРАБОТКИ ПЛАСТОВ ЗАХОДКАМИ

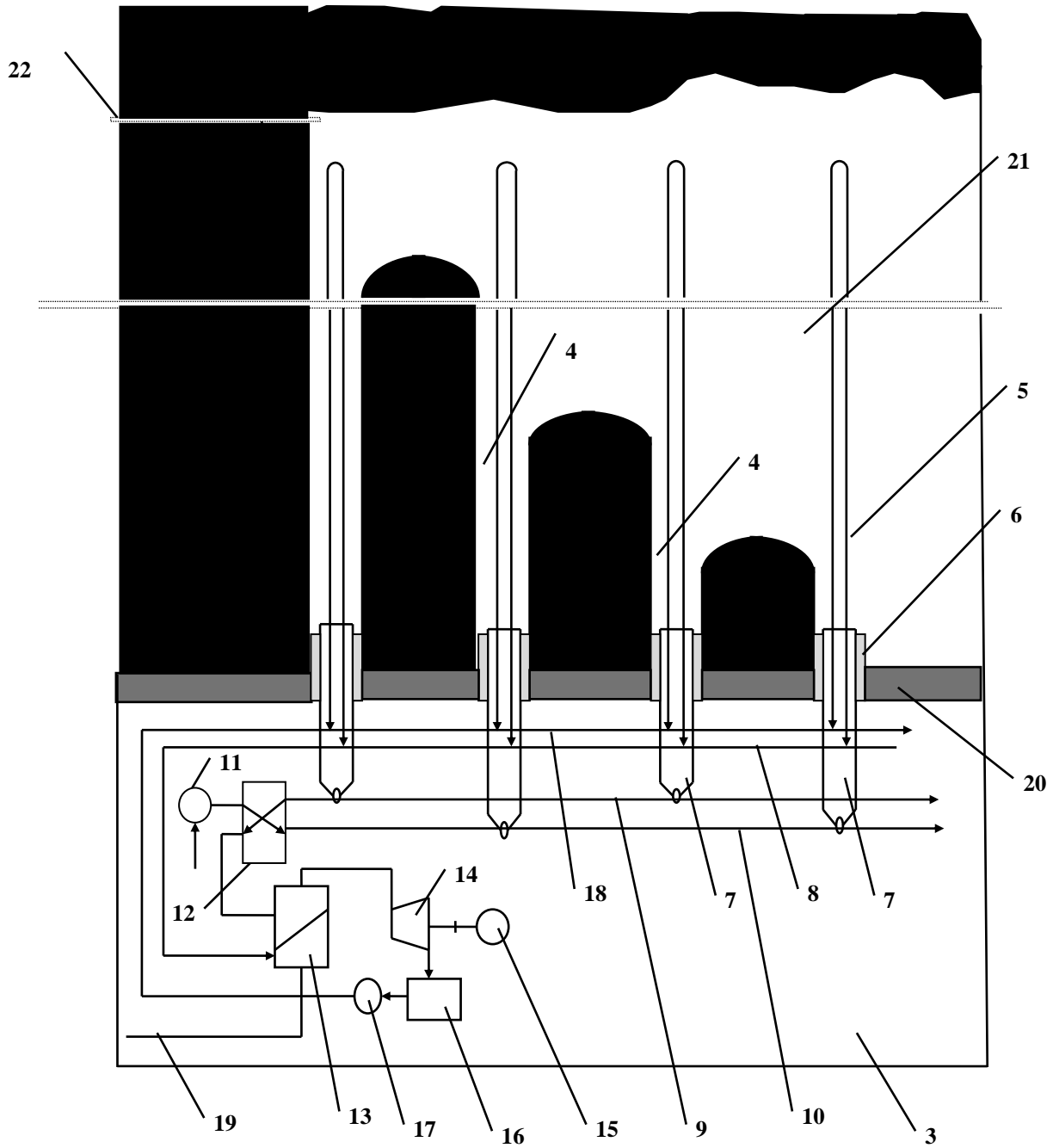


РИС. 2.2  
Подземная электроэнергетика

выработанное пространство 21.

После монтажа всего оборудования включают его в работу и на конце нескольких скважин 4 производят розжиг пласта, осуществив предварительно их сбойку, например, с помощью скважины малого диаметра 22, как это показано на рис. 2.2. В дальнейшем ведут подачу дутья на горение и газификацию угля в пласте, отвод (отсос) горючих газообразных продуктов газификации и осуществляют прокачку теплоносителя через зону горения пласта по скважинным теплообменникам 5 и их дальнейшее использование точно также, как и в предыдущем случае. По мере продвижения огневого фронта в пласте, линию которого ориентируют заданным образом относительно оси выработки 3 путем регулирования интенсивности дутья, подаваемого в скважины 4, и по мере необходимости подключают (вводят в действие) новые технологические скважины к огневому фронту, а выбывающие из активной (сохраняющей достаточно высокую температуру) зоны подземного термогазогенератора скважины отключают от последнего. В случае необходимости одновременно с этим, с принятием естественно специальных мер безопасности, может опережающим образом осуществляться и сам процесс бурения новых технологических скважин по пласту, а также установка в них скважинных теплообменников 5.

Показанные на рис. 2.1, 2.2 технологические схемы безлюдной термогазодинамической отработки угольных пластов столбами-термогазогенераторами, в отличие от рассматривавшихся выше случаев реализации подземных энерготехнологических комплексов (часть 1), предусматривают наличие на минимально возможном расстоянии от столба-термогазогенератора мобильного или же полустационарного энергооборудования (энергоблока), вырабатывающего здесь же электроэнергию, как конечный



продукт отработки угольного пласта. Это сделано в данном случае вполне сознательно с той целью, чтобы подчеркнуть достаточно универсальный характер и разнообразие возможных применений предлагаемой технологии. Особо здесь можно подчеркнуть, что реализация технологической схемы безлюдной термогазодинамической отработки пластов заходками (рис. 2.2) может оказаться весьма эффективной на ряде угольных разрезов для попутной отработки пластов небольшой мощности (до 1,5-2 м), которые сегодня практически не обрабатываются и сбрасываются в отвалы вместе со вскрышными породами. При этом может обеспечиваться значительное энергосбережение, вплоть до перевода наиболее энергоемкого добычного и вскрышного их оборудования на собственное энергообеспечение.

## **2.2 Столбы-термогазогенераторы с продольно-совмещенной подготовкой**

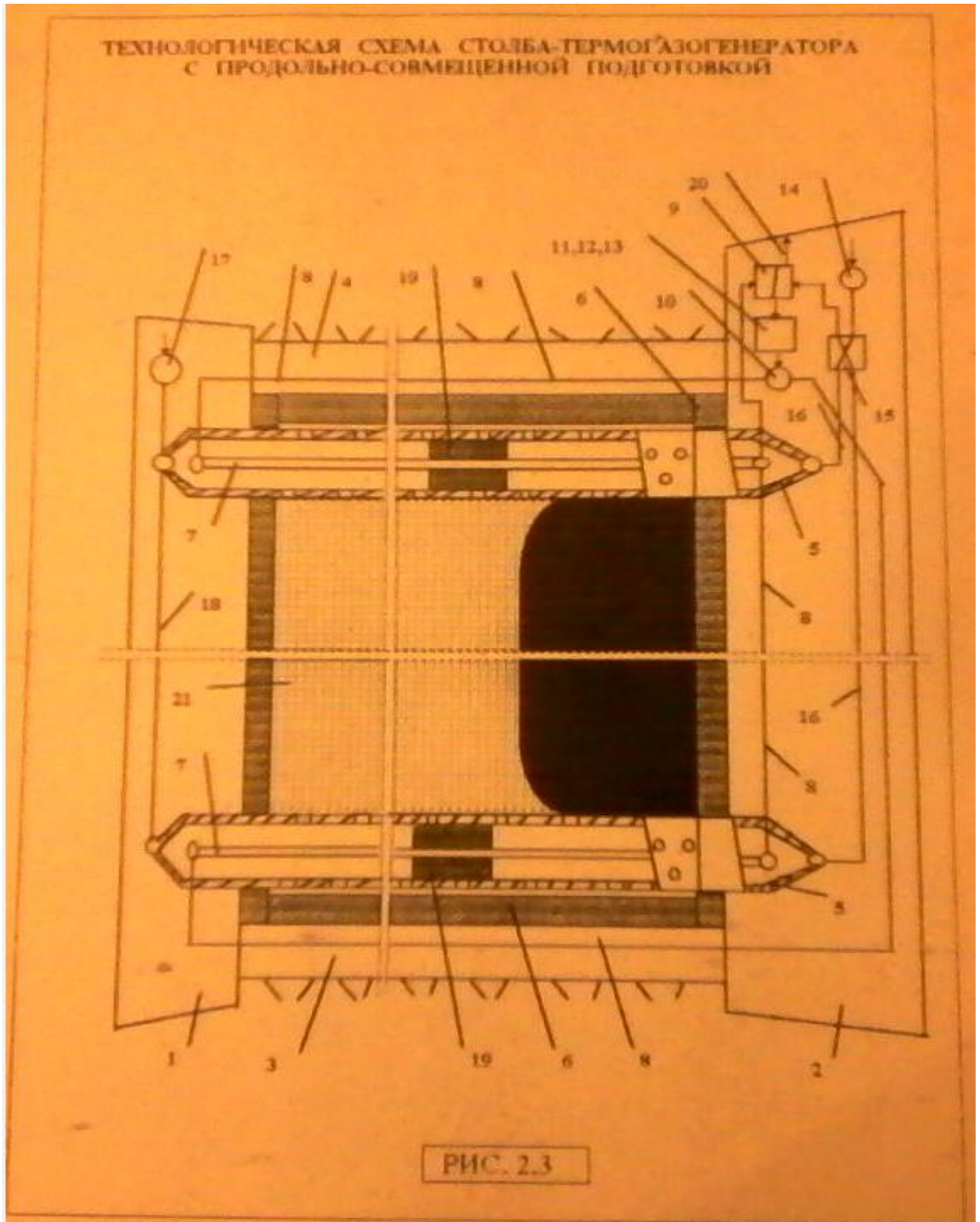
Описанная выше технология термогазодинамической отработки угольных пластов столбами с поперечными скважинами, как видим, требует определенного объема работ по проведению (бурению) по пласту через каждые 15-20 м скважин и установки в них скважинных трубопроводов-теплообменников. Она эффективно может использоваться на пластах тонких и весьма тонких (ориентировочно мощностью до 1,5 м), поскольку обустройство и обеспечение эффективной работы скважинных теплообменников на пластах большей мощности может оказаться затруднительным. Этим в какой-то мере ограничивается область применения данной технологии. Кроме того, к числу недостатков описанной технологической схемы безлюдной отработки угольных пластов можно отнести и то, что в процессе отработки столба или заходки приходится вести те или иные работы по вводу в действие новых скважин и

отключению тех из них, которые остаются позади активной (высокотемпературной) зоны после прохода огневого фронта ("забоя") в пласте. Тем не менее, технология отработки с поперечными скважинами может явиться во многих случаях незаменимой, так как позволяет за счет ввода в действие и поддержания в работе заданного количества скважин, находящихся одновременно в работе, даже на весьма тонких угольных пластах, иметь значительную (требуемую) производительность термогазогенератора для обеспечения выходной электрической мощности последующего энергооборудования.

Отмеченные недостатки, конечно, являются всего лишь относительными и более того практически полностью устраняются в технологической схеме с так называемой продольно-совмещенной подготовкой и отработкой пласта [ 41 ], показанной на рис. 2.3, где изображены: 1,2 - капитальные горные выработки (уклоны, панельные штреки, выездные траншеи и т.п.); 3,4 - участковые подготовительные выработки (выемочные штреки, разрезные траншеи и т.п.); 5 - перфорированные дутьевой и газоотводящий трубопроводы; 6 - изолирующие полосы (герметизирующие стенки) ; 7 - трубопроводы теплообменники; 8 - водяные трубопроводы; 9 - паровой котел; 10 - питающий насос-коммутатор; 11 - паровая турбина; 12 - электрический генератор; 13 - конденсатор; 14 - дутьевой вентилятор; 15 - блок устройств дымосос-коммутатор; 16 - дутьевой и газоотводящий трубопроводы; 17 - вентилятор наддува выработанного пространства 4; 18 - трубопроводы для подачи вспомогательного дутья (наддува); 19 - перемещаемые (подвижные) устройства-пакеры и 20- трубопровод для отвода продуктов горения из топки парового котла. Данная технологическая схема реализуется следующим образом.

Пусть отработке подлежит одиночный угольный пласт или участок

месторождения со сравнительно небольшими запасами угля, когда большие капитальные затраты являются нежелательными. После вскрытия месторождения стволами, штольнями или выездными траншеями осуществляют раскройку шахтного поля с помощью капитальных горных выработок 1,2 (панельных штреков, уклонов и т.п.), проводимых друг от друга на расстоянии от нескольких сотен метров до нескольких километров. Затем с помощью подготовительных горных выработок 3,4 (участковых штреков или траншей) осуществляют нарезку выемочных столбов-термогазогенераторов. Для этого одновременно с проведением выработок 3 и 4 краевые части угольного пласта, выходящие на все оконтуривающие столб горные выработки, тем или иным образом вынимают (широким ходом, в частности) и на этих местах возводят на всю мощность пласта, например, из твердеющей закладки (порода от проходки штреков с добавлением каких-либо вяжущих), изолирующие полосы 6. При этом одновременно вдоль штреков 3 и 4 по всей их длине между изолирующими полосами и угольным пластом устанавливают вплотную к последнему перфорированные трубопроводы большого диаметра (ориентировочно 500-1000 мм) 5, концы которых с необходимыми уплотнениями выводят через изолирующие полосы на капитальные горные выработки 1 и 2. Внутри каждого перфорированного трубопровода 5 устанавливают трубопроводы-теплообменники 7, которые водяными трубопроводами 8 с одной стороны соединяют с паровым котлом 9, а с другой стороны - с питающим насосом 10 контура паросилового энергооборудования, включающего также паровую турбину, электрический генератор и конденсатор 11,12 и 13 соответственно (на рис. 2.3 последние условно показаны в виде единого блок-устройства).



Здесь же (в данном случае на капитальной выработке 2) размещают дутьевой вентилятор 14 и блок устройств дымосос-коммутатор 15, а к последнему трубопроводами 16 подключают концы дутьевого и газоотводящего перфорированных трубопроводов 5, выходящие на горную выработку 2. На капитальной выработке 1 дополнительно устанавливают вспомогательный вентилятор 17 для наддува выработанного пространства, который трубопроводами 18 соединяют со вторыми концами трубопроводов 5, выходящими на выработку 1.

Внутри трубопроводов 5 устанавливают также специальные перемещаемые (например, с помощью гибкого тягового органа-троса и обычной лебедки, установленной на одной из капитальных выработок) устройства-пакеры 19.

Таким образом, выемочный столб, оконтуренный со всех сторон горными выработками 1,2 и 3,4, а также изолирующие полосы 6 и, установленные вдоль штреков 3,4 на всем их протяжении от выработок 1,2 между полосами 6 и самим угольным пластом перфорированные трубопроводы 5, вместе с остальным энергооборудованием образуют полностью подготовленный к работе выемочный столб-термогазогенератор, который практически не требует выполнения каких-либо работ в процессе его последующей эксплуатации - отработки.

После полного обустройства выемочного столба-термогазогенератора у одной из капитальных горных выработок (в данном случае у выработки 1) производят розжиг пласта и подачей дутья в один газодутьевой канал (в один трубопровод 5) и отводом (отсосом) через другой канал (другой трубопровод 5) продуктов сжигания и газификации угля ведут "огневую" отработку пласта. При этом для обеспечения более равномерного и управляемого перемещения огневого фронта в пласте по мере необходимости, например, через

заданные промежутки времени, подачу дутья и отвод продуктов газификации меняют с одного газоотводящего канала на другой, то есть переключают с одного трубопровода 5 на другой.

Одновременно по трубопроводу-теплообменнику 7 газоотводящего в данный момент канала (трубопровода 5) прокачивают теплоноситель - воду, которая по водяным трубопроводам 8 поступает в парогенератор котла 9. Подача (переключение) воды в тот или иной трубопровод-теплообменник 7 осуществляется с помощью насос-коммутатора 10, который подсоединен к паровой турбине 11 с электрическим генератором 12 через конденсатор 13.

Подачу дутья на газификацию угля в пласте ведут с помощью дутьевого вентилятора 14 и блока устройств дымосос-коммутатор 15, соединенного одним из своих выходов непосредственно с топкой парового котла 9, а также трубопроводами 16 с газодутьевыми каналами, то есть с установленными в них трубопроводами 5. Поддерживая на заданном уровне интенсивность подачи к огневому фронту дутья, а также количество теплоносителя, подаваемого в трубопроводы-теплообменники 7, в котле 9 обеспечивают производство пара требуемых параметров для генерирования электрической энергии, как конечного продукта, который используется и здесь же, то есть на собственные нужды, и выдается по проводам для питания других, внешних потребителей.

Для обеспечения эффективного сжигания и газификации угля прямо в пласте депрессию на отводе продуктов газификации (в газоотводящем канале-трубопроводе 5) поддерживают на уровне несколько превышающем величину напора в дутьевом канале, а в оба трубопровода 5 со стороны капитальной выработки 1 с помощью вспомогательного вентилятора 17 подают дополнительный воздух, как бы осуществляя наддув выработанного пространства. При этом непрерывно или эпизодически вслед за

продвижением огневого фронта в пласте в трубопроводах 5 перемещают устройства-пакеры 19, которые обеспечивают более четкое аэродинамическое разделение канала газификации угля от выработанного - выгазованного пространства 21.

Поэтому струя основного дутья, выходя из одного перфорированного трубопровода 5 и засасываясь в другой из них уже в виде продуктов газификации угля оказывается все время как бы прижатой к огневому фронту в пласте, а вспомогательное дутье наддува выработанного пространства постоянно "просеивает" последнее, чем обеспечивается полный полезный вынос ранее аккумулированного в нем тепла, а также и газа метана, выделяющегося из боковых пород в выработанном пространстве, запасы которого в ряде случаев в них могут быть довольно значительными.

Отработка угольных пластов столбами-термогазогенераторами с продольно-совмещенной подготовкой может осуществляться на пластах мощностью до нескольких метров путем установки в газодутьевых каналах параллельно (в виде этажерки, например) по несколько перфорированных трубопроводов, а при соответствующем их выполнении и на пластах значительно больших мощностей, что создает реальные предпосылки для практического применения этой технологии для безлюдной отработки месторождений в самых разнообразных горно-геологических условиях залегания угольных пластов.

### **2.3 Технология газодинамической отработки пластов**

Рассмотренные выше термогазодинамические технологии безлюдной отработки угольных пластов в целом базируются на применении обычного паросилового цикла производства электроэнергии и соответствующего - обычного парогенерирующего и паротурбинного оборудования. Соответственно

этому в качестве основного рабочего тела используется обыкновенная вода, а в качестве промежуточного энергоносителя - водяной пар тех или иных параметров. Все это является практически полностью освоенным и широко применяется в современной электроэнергетике. Однако такое решение является далеко не единственным, тем более, что, как уже отмечалось ранее, для производства электроэнергии начинает все более широко применяться газотурбинное оборудование и самостоятельно, и в комбинации с паросиловым энергооборудованием, то есть путем осуществления так называемого парогазового или бинарного термогазодинамического цикла. Это позволяет, естественно, расширить и диапазон возможных конкретных вариантов осуществления термогазодинамической технологии безлюдной отработки угольных пластов в зависимости от применяемого при этом энергооборудования и тех или иных особенностей собственно ведения процессов газификации угля в столбах-термогазогенераторах.

На рис. 2.4 представлена так называемая газодинамическая технология отработки пластов [ 42 ], в основу которой положено применение для получения электроэнергии газовой турбины, а также использование другого метода активного отвода тепла из высокотемпературной зоны столбов-термогазогенераторов. На рис. 2.4 показаны: 1,2 - участковые подготовительные выработки (штреки, разрезные траншеи и т.п.); 3 - капитальная горная выработка (уклон, бремсберг, выездная траншея и т.д.); 4 - поперечные технологические скважины по пласту; скважинные перфорированные трубопроводы 5; 6 - изолирующие полосы; 7,8 - дутьевой и газоотводящий трубопроводы; 9 - вспомогательный паропровод; 10 - блок устройств дымосос-коммутатор; 11 - дутьевой вентилятор; 12 - устройство газоподготовки; 13 - газовая турбина; 14 - электрический генератор и вспомогательный



парогенератор. Газодинамическая технология безлюдной отработки угольных пластов столбами-газогенераторами реализуется следующим образом.

Пусть отработке подлежит угольный пласт при подземной или открытой разработке месторождения, участок которого (столб) подготовлен горными выработками 1-3, как это показано на рис.2.4, пройденными по пласту. Между штреками 1,2 также проводят (бурят) поперечные скважины 4, но в последние устанавливают простейшие перфорированные трубопроводы 5, которые на одном из штреков (в данном случае на штреке 2) поочередно подсоединяют к дутьевому и газоотводящему трубопроводам 7,8, а на другом участковом штреке - подключают к вспомогательному паропроводу 9.

На капитальной горной выработке 3 непосредственно или в специально подготовленной и оборудованной камере устанавливают также блок устройств дымосос-коммутатор 10, дутьевой вентилятор 11, устройство газоподготовки 12, газовую турбину 13 с электрическим генератором 14 и вспомогательный парогенератор 15, подключенный к выхлопу газовой турбины.

После соединения соответствующим образом всех машин и устройств между скважинами 4 со стороны штрека 1 производят розжиг нескольких межскважинных целиков угля. Одновременно по трубопроводу 7 или 8 во все перфорированные трубопроводы 5 четных или нечетных скважин дутьевым вентилятором 11 через дымосос-коммутатор 10 подают дутье на газификацию угля. Последним из другой их части скважин при этом ведут также отвод (отсос) продуктов газификации угля, которые после минимальной подготовки в устройстве 12 (обезвоживание, очистка от крупных механических частиц и т.д.) направляют в камеру сгорания газовой турбины 13, приводящей во вращение электрический генератор 14, электроэнергия с которого используется на собственные нужды и направляется внешним потребителям,

а высокотемпературный выход ("выхлоп") газовой турбины подается в парогенератор 15, куда поступает также и питательная вода. Водяной пар с парогенератора 15 подают по трубопроводу 9 во все префорированные трубопроводы 5, задействованных в данный момент времени скважин 4. Таким образом, фактически в данном случае наддув выработанного пространства осуществляют водяным паром, который не только чисто конвективным путем отбирает тепло, аккумулированное в высокотемпературной зоне столба-газогенератора, но и, разлагаясь под действием высокой температуры на водород и кислород, "поглощает" тепло, а также повышает интенсивность газификации угля и теплотворную способность продуктов газификации, поступающих в конечном итоге в камеру сгорания газовой турбины 13.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ГАЗОДИНАМИЧЕСКОЙ  
ОТРАБОТКИ ПЛАСТОВ СТОЛБАМИ-ГАЗОГЕНЕРАТОРАМИ**

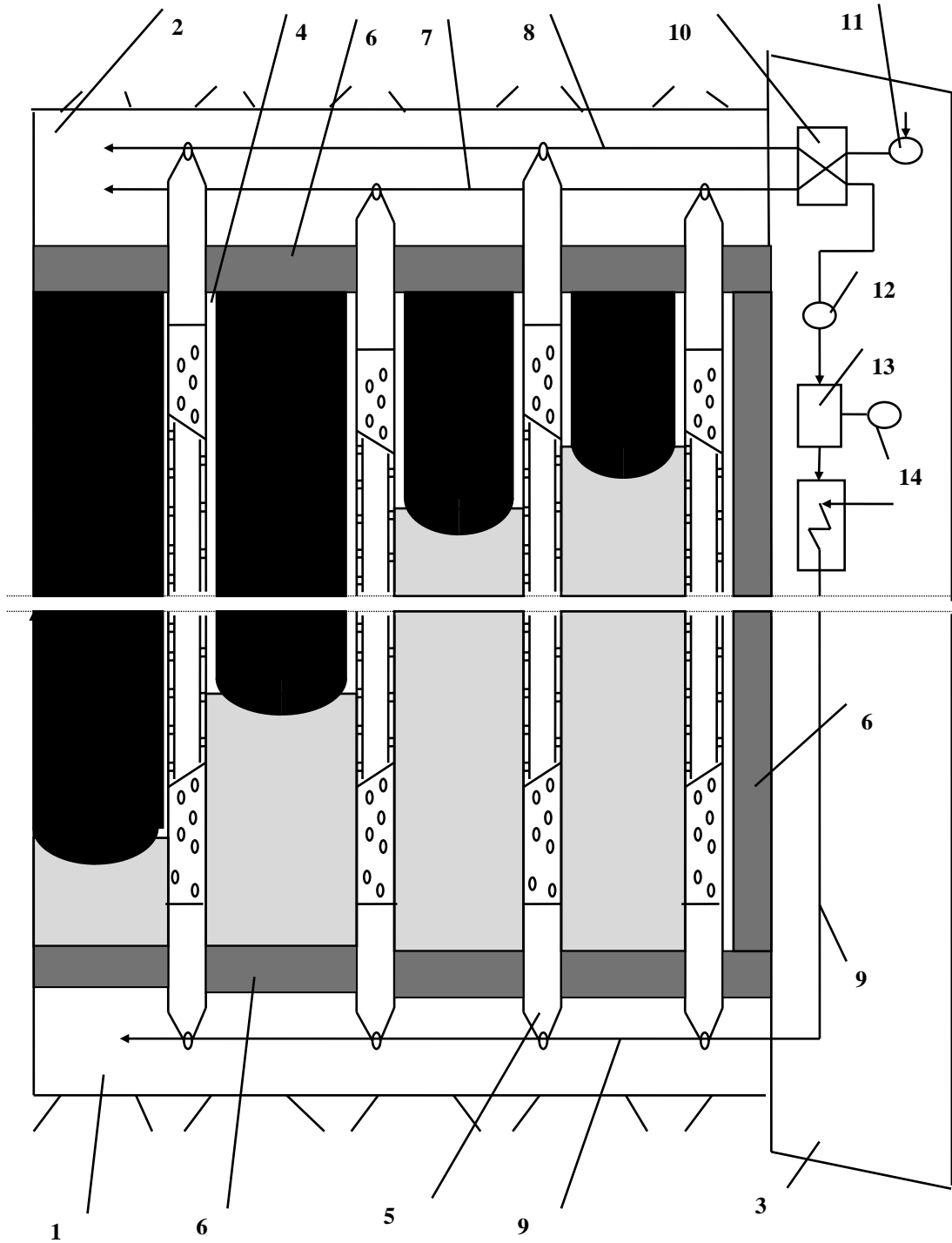


РИС. 2.4

В целом, как видим, отработка угольного пласта в межскважинных целиках ведется в интенсивном управляемом режиме с применением паровоздушного дутья, причем подачу основного дутья и отвод продуктов газификации ведут по скважинам в пласте (точнее по перфорированным трубопроводам, установленным в них), а подвод вспомогательного дутья в виде водяного пара осуществляют со стороны выработанного (выгазованного) пространства. Поскольку водяной пар пересекает при этом все выгоревшее пространство, то реакция эндотермического его разложения осуществляется за счет тепла, выделяющегося в зоне горения-газификации угля, а также за счет тепла аккумулированного ранее в выработанном пространстве и высокой температуры собственно продуктов газификации угля, уже не говоря о том, что для получения - генерирования водяного пара в данном случае используется как бы вторичное тепло, выходящее из газовой турбины 13.

Аналогичным образом выглядит и технологическая схема безлюдной отработки угольных пластов заходками, представленная на рис. 2.5, когда доступ к пласту имеется только с одной стороны, то есть с помощью только одной горной выработки.

Как и в предыдущем случае по пласту со стороны штрека, разрезной траншеи 2 или с борта карьера бурят на заданную длину технологические скважины 4, в которые также устанавливают перфорированные трубопроводы 5, частично или полностью закрытые на противоположном по отношению к штреку 2 конце. Краевую часть пласта, примыкающую к выработке 2, также вынимают и на этом месте возводят изолирующую полосу 6. Обустройство газогенератора-заходки и остальное энергооборудование остаются такими же, за исключением следующих небольших изменений.

Выход парогенератора 15, выполненного, кстати, в виде

простейшего котла-утилизатора, соединяется вспомогательным паропроводом 9 с блоком устройств дымосос-коммутатор 10, а для обеспечения надежного первоначального розжига пласта в целиках между скважинами 4 на заданном расстоянии от выработки 2

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ОТРАБОТКИ ПЛАСТОВ  
ГАЗОГЕНЕРАТОРАМИ-ЗАХОДКАМИ**

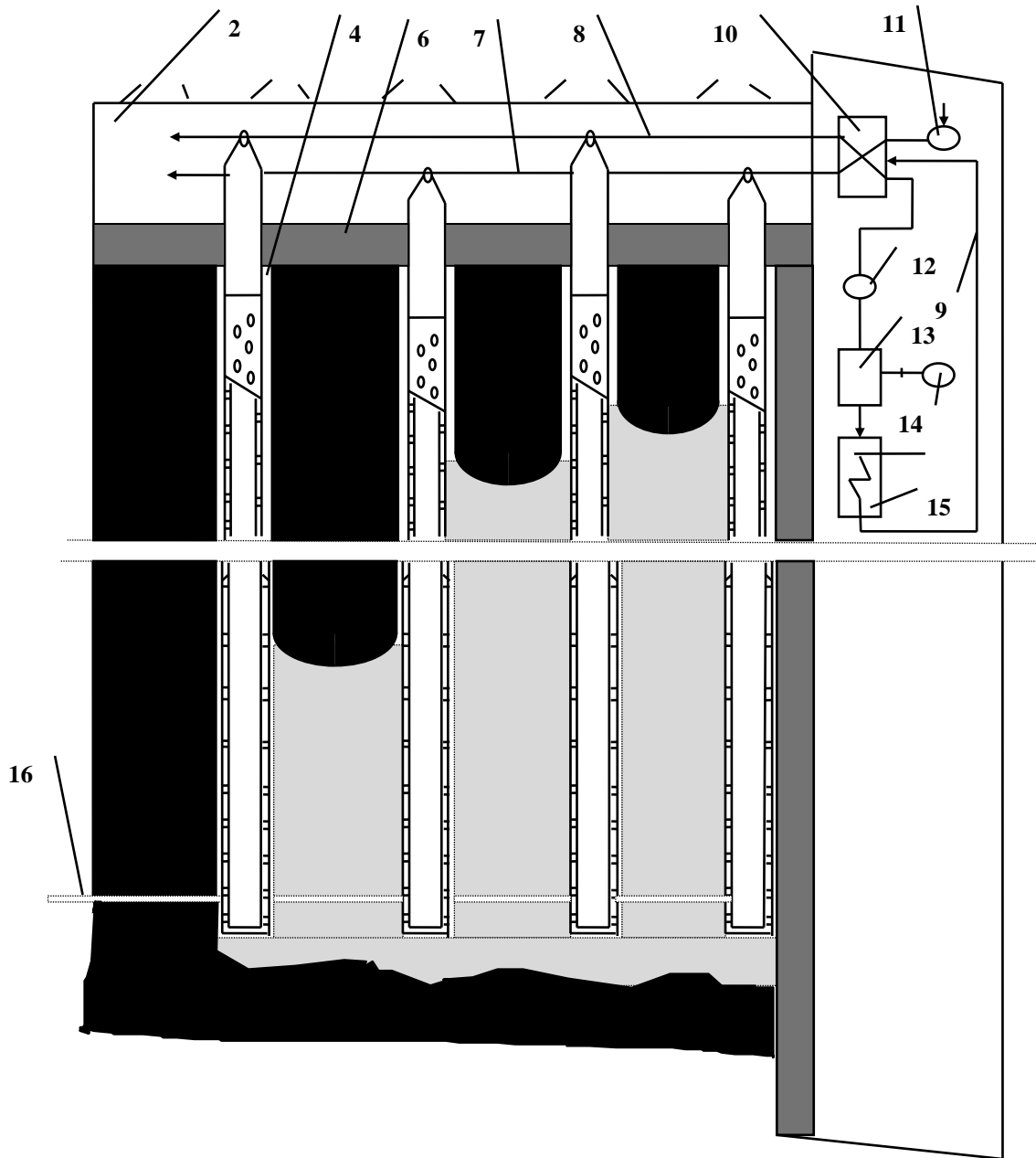


РИС. 2.5

параллельно последней проводят по пласту также вспомогательную скважину 16.

Получаемый в парогенераторе 15 водяной пар по вспомогательному паропроводу 9 подается в блок устройств дымосос-коммутатор 10, где он вводится в струю воздуха, формируемую дутьевым вентилятором 11. Таким образом, паровоздушная смесь по трубопроводам 7 и 8 поочередно поступает в скважины 4 по трубопроводам 5 и в каналы газификации угля в межскважинных целиках, и в выработанное пространство. Поэтому процесс газификации угля в пласте и в данном случае идет достаточно интенсивно. Однако при отработке пластов газогенераторами-заходками значительно снижается трудоемкость подготовительных работ поскольку при этом требуется всего лишь одна горная выработка. Более того, как уже отмечалось выше, отработка угольных пластов заходками может вестись и просто с бортов угольных разрезов, что дает возможность снизить трудозатраты по подготовке столбов-газогенераторов до самого минимального уровня, определяемого лишь объемом проведения по пласту технологических скважин 4 и трудоемкостью возведения изолирующей полосы 6. В целом все это создает самые благоприятные возможности для достаточно быстрого и широкого практического применения и этих технологических схем безлюдной отработки пластов и производства электрической энергии на разрезах для энергосбережения и повышения на этой основе эффективности всего производства.

## 2.4 Термоэлектрохимические технологии безлюдной отработки угольных пластов

Рассмотренные выше термогазодинамические технологии безлюдной отработки угольных пластов и производства электроэнергии основаны на том, что выработка конечного наиболее универсального и экологически чистого продукта в виде собственно электроэнергии производится с помощью обычного паротурбинного или газотурбинного энергооборудования, или даже путем их совместного использования. Однако, как известно, производство электроэнергии путем осуществления паросилового цикла является сравнительно малоэффективным (кпд при этом составляет не более 35...42%). Несколько более высокий кпд может быть достигнут при использовании газотурбинного энергооборудования, в особенности в комбинации с применением паросилового цикла, то есть при использовании парогазового (бинарного) цикла выработки электроэнергии.

Кроме того, во всех этих случаях используется достаточно сложное механическое оборудование (паровые и газовые турбины, вращающиеся электрические генераторы и т.д.), которые требуют постоянного обслуживания, соответствующих эксплуатационных затрат и т.п. Поэтому значительный интерес представляют работы по разработке и освоению принципиально новых методов получения и преобразования энергии, таких в частности, как электрохимический метод получения электроэнергии, основанный на прямом преобразовании химической энергии того или иного топлива с помощью батарей топливных элементов. Замена сложного механического оборудования статическими устройствами, какими являются по своей природе топливные элементы, имеет принципиально важное значение и для развития идей подземной электроэнергетики, поскольку в этом случае место выработки



конечного продукта в виде электроэнергии может быть в максимальной степени приближено к месту залегания угля в пластах, не говоря уже о том, что и сам по себе электрохимический метод получения электроэнергии может теоретически обеспечивать производство электроэнергии с кпд близким к единице.

Работы по созданию топливных элементов ведутся уже длительное время, а в последнее время вполне серьезно ставится задача создания батарей топливных элементов и для промышленного производства электрической энергии. Так, международным консорциумом германских и датских фирм [ 43 ] разработана и осуществляется программа по созданию к 1999 г. топливных элементов с расплавленным карбонатом максимальной мощностью 1 МВт для работы на природном газе и попутном газе угольных месторождений.

Поэтому дальнейшим развитием технологических схем безлюдной термогазодинамической отработки угольных пластов с учетом изложенного явились технологические схемы, использующие для производства электроэнергии именно эти чрезвычайно перспективные метод и устройства [ 44 ].

На рис. 2.6 представлена технологическая схема подготовки и работы столбов-газогенераторов, так называемой термоэлектрохимической технологии безлюдной отработки пластов, которая в части самих горно-технологических работ практически полностью совпадает с газодинамической технологией (рис. 2.4), рассматривавшейся выше. Однако здесь на капитальной горной выработке 3 вместо газовой турбины (наряду с блоком устройств дымосос-коммутатором 10, дутьевым вентилятором 11 и

СНТТ "Техноподземэнерго" -- А.В. Ильюша  
**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ТЕРМОЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ  
 ОБОРАБОТКИ ПЛАСТОВ СТОЛБАМИ-ГАЗОГЕНЕРАТОРАМИ**

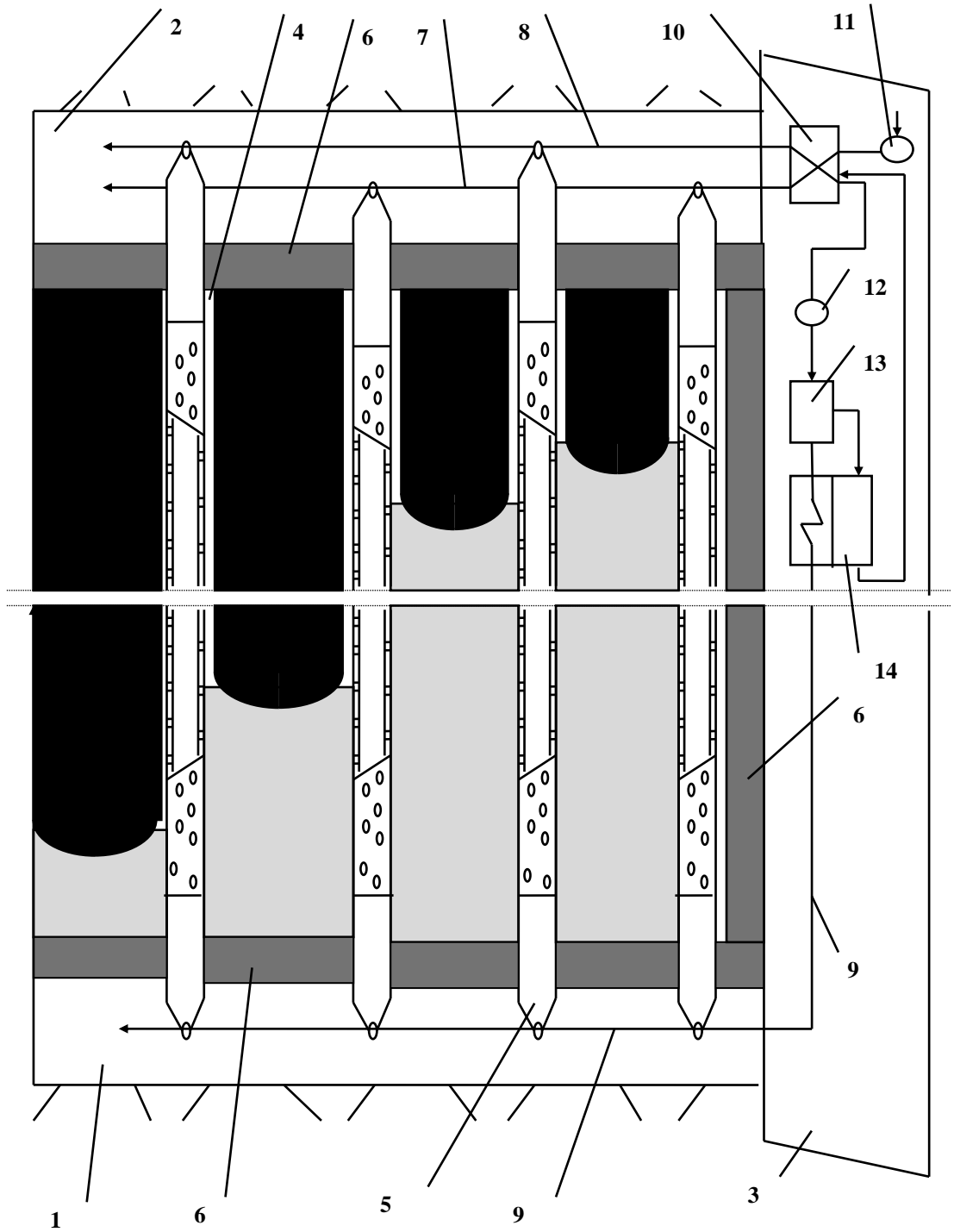


РИС. 2.6

парогенератором 14) устанавливают устройство 12 для очистки и подготовки топливной смеси, то есть продуктов газификации угля в пласте, основными химически активными компонентами которых являются окись углерода и водород, а также собственно батарею топливных элементов 13.

После очистки и соответствующей подготовки топливную смесь (синтез-газ) подают на батарею топливных элементов 13, которая прямым путем, осуществляя окисление компонентов топливной смеси, преобразует внутреннюю химическую энергию топлива в электрическую энергию. Неиспользованная топливная смесь и выделяющиеся при этом вода из топливной батареи 13 направляются в парогенератор 14, в котором осуществляется дожиг газообразного топлива и выработка водяного пара. Далее, выходные газообразные продукты сжигания топливной смеси, содержащие главным образом инертный углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ), образующийся в парогенераторе и в самой батарее топливных элементов, а также водяной пар снова подают в активную (высокотемпературную) зону газификации угля в пласте, где с одной стороны осуществляется реакция восстановления углем инертного углекислого газа до горючей окиси углерода, а также реакция эндотермического разложения водяного пара на водород и кислород. Водяной пар, как и ранее, из парогенератора 14 направляется по вспомогательному паропроводу 9 в перфорированные трубопроводы 5 технологических скважин 4 со стороны выработанного-выгазованного пространства, то есть в данном случае со стороны штрека 1, а инертный углекислый газ направляется в дымосос-коммутатор 10 и далее по одному из трубопроводов 7 или 8 - непосредственно в каналы газификации угля в межскважинных угольных целиках вместе со струей воздуха, нагнетаемого вентилятором 11.

Таким образом, по мере отработки угольного пласта и

одновременного производства электроэнергии электрохимическим путем с помощью батареи топливных элементов 13 в зоне газификации угля осуществляется и непрерывная регенерация элементов топливной смеси (окиси углерода и водорода). Это наряду с повышением эффективности использования угля, как первичного энергоносителя, способствует и решению не менее важной экологической проблемы по снижению количества выбросов в атмосферу инертного углекислого газа.

Аналогично соответственно технологической схеме обработки пластов газогенераторами-заходками (рис. 2.5) реализуется и термоэлектрохимическая технология, изображенная на рис. 2.7. В последнем случае и водяной пар, и инертный углекислый газ после электрохимического окисления и дожига топливной смеси в батарее топливных элементов 13 и в парогенераторе 14 соответственно, подаются на входы блока устройств дымосос-коммутатор 10 и вместе со струей дутья на газификацию угля подаются в каналы газификации межскважинных угольных целиков. Следует, конечно, подчеркнуть, что практическое осуществление этой перспективной технологии производства электроэнергии и решения важной экологической проблемы потребует проведения тщательных расчетов по установлению требуемых параметров теплообмена и других важнейших параметров многочисленных и весьма сложных термодинамических процессов имеющих при этом место, не говоря уже о сложности создания достаточно мощных батарей топливных элементов для работы на продуктах газификации угля. Тем не менее представляется, что именно это направление развития производства продуктов теплоэнергоснабжения может явиться одним из основных в относительно недалеком будущем на базе

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ТЕРМОЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ  
ОТРАБОТКИ ПЛАСТОВ ГАЗОГЕНЕРАТОРАМИ-ЗАХОДКАМИ**

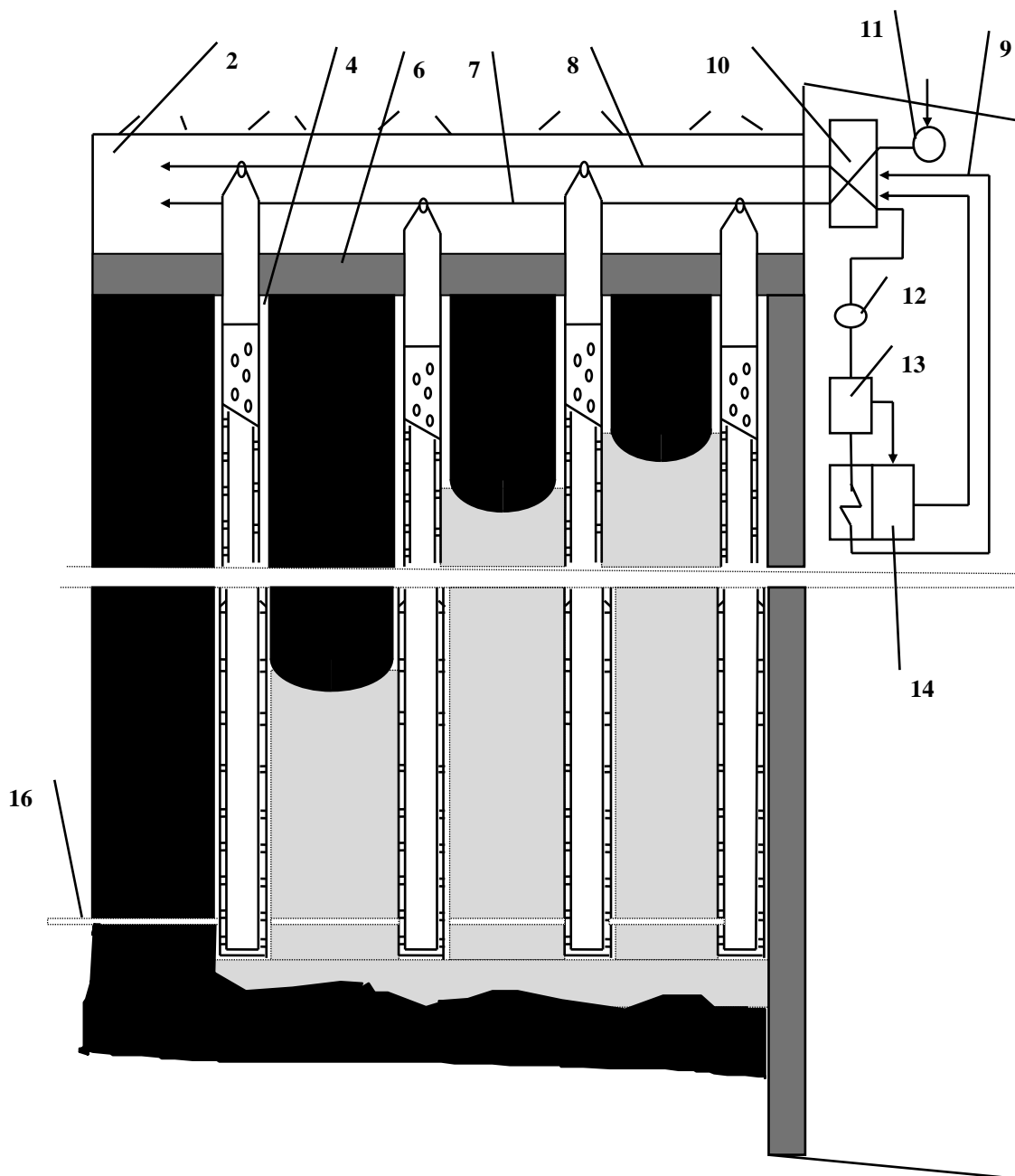


РИС. 2.7

использования твердого топлива-угля, который, как уже подчеркивалось ранее, в стратегическом плане является наиболее вероятным и надежным первичным энергоносителем для удовлетворения разнообразных и все возрастающих потребностей в энергопродуктах и, прежде всего, в электроэнергии.

## **2.5 Технология парогазовой отработки угольных пластов**

Рассмотренные выше термогазодинамические технологии безлюдной отработки угольных пластов базируются на том, что газификация угля, осуществляемая на месте его залегания, то есть непосредственно в пласте, осуществляется за счет внутренней химической энергии самого же угля, высвобождаемой в форме теплоты, выделяющейся предварительно в результате горения угля в пласте при взаимодействии углерода и кислородосодержащего дутья, с последующим восстановлением получающегося при этом инертного углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) углем и поглощением поэтому части ранее выделившейся при горении последнего теплоты. Другими словами, как уже отмечалось ранее (часть 1), при газификации твердого топлива (угля) путем воздействия на уголь кислородосодержащим дутьем-реагентом в пласте осуществляется целый ряд окислительно-восстановительных реакций, переплетающихся между собой весьма сложным образом, в силу чего обеспечение требуемой интенсивности (динамичности) процесса в целом и его высокой эффективности, как показывает опыт той же подземной газификации угля бесшахтным способом, является трудно разрешимой задачей и возможно далеко не всегда.

Эти трудности вытекают, прежде всего, из-за большой сложности и чрезвычайно низкой эффективности сжигания-горения неподготовленного к

этому фактически монолитного угольного массива в пласте, непрерывного перемещения огневого фронта, случайного характера протекания процесса и его нестационарности, а также из необходимости поддержания оптимального соотношения экзо- и эндотермических процессов (окислительно-восстановительных реакций), сопровождающих преобразование твердого топлива в газообразное путем воздействия на него воздушного, паро-воздушного или даже паро-кислородного дутья, подаваемого в пласт. Именно этот весьма сложный характер протекания основных термодинамических процессов газификации угля, кстати говоря, дает основание для использования термина "термогазодинамические" применительно к рассмотренным выше технологиям безлюдной отработки угольных пластов.

Значительными, естественно, при этом являются и просто неизбежные потери тепла, идущие на прогрев окружающих угольный пласт боковых пород, что еще в большей степени снижает эффективность использования угля, как первичного энергоносителя.

Кроме того, присутствие большого количества свободного кислорода в дутье приводит к одновременному протеканию и ряда вторичных реакций догорания газообразных горючих продуктов газификации угля.

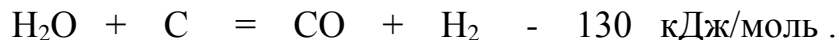
Далее, при использовании в качестве газифицирующего угля реагента кислородосодержащего дутья, в особенности обычного воздуха или даже паро-воздушного дутья, в составе получаемого газообразного топлива (синтез-газа) содержится значительное количество балластного азота (от 40 до 60%), что не только снижает эффективность работы всего оборудования из-за постоянной циркуляции этого балласта в процессе газификации угля, но и обуславливает достаточно низкую теплотворную способность получаемого воздушного или смешанного синтез-газа, при последующем сжигании которого затем

образуется и значительное количество вредных окислов азота, выбрасываемых в конечном итоге в атмосферу.

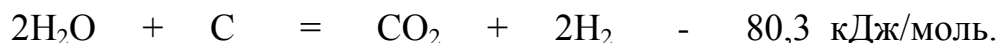
Наконец, наличие в каналах газификации угля так называемых кислородных зон при использовании кислородосодержащего дутья обуславливает наличие в них участков с достаточно высокими температурами (1000-1500 °С) и образование значительного количества ядовитых фенолов и других токсичных химических соединений, что может грозить опасностью загрязнения в ряде случаев водоносных горизонтов. Этим в какой-то мере ограничивается область применения (без специальных защитных мероприятий) термогазодинамических технологий отработки угольных пластов.

Поэтому несомненный практический интерес представляет поиск таких технологий газификации твердого топлива, которые были бы свободными от изложенных выше недостатков. Ясно, что речь по-сути дела идет об использовании в процессах газификации угля бескислородных реагентов, об упрощении самого механизма термодинамического преобразования твердого топлива в газообразное с одновременным повышением эффективности и скорости протекающих при этом химических реакций. Одна из таких технологий, так называемая парогазовая технология, предложенная в СНТТ "Техноподземэнерго" [ 45 ], предполагает использование в качестве газифицирующего угля реагента обычного водяного пара и внешнего по отношению к самому угольному пласту, точнее по отношению к каналам газификации угля в пласте, способа получения тепла для осуществления практически одной единственной основной эндотермической реакции в канале, а именно реакции восстановления водяного пара углеродом, протекающей, как уже отмечалось ранее (часть 1) согласно уравнению





Преобразование угля в смесь окиси углерода и водород, то есть в газообразное топливо (в водяной синтез-газ), в данном случае идет, как видим, за счет внешнего подвода тепла и поэтому теплосодержание подаваемого на газификацию угля водяного пара должно быть выше указанного отрицательного теплового эффекта этой реакции. В случае повышенного количества сухого насыщенного водяного пара, подаваемого на газификацию угля, имеющего к тому же пониженное теплосодержание, к сожалению, может протекать и еще одна реакция газификации угля, сопровождающаяся выделением наряду с водородом и двуокиси углерода, а именно:



Поэтому с учетом сказанного выше в основу парогазовой технологии безлюдной отработки угольных пластов положен принцип так называемого внешнего подвода тепла, используемого в двигателях внешнего сгорания [ 46-48 ], и осуществление термодинамического цикла в какой-то мере аналогичного рассматривавшемуся ранее (часть 1) карнотизированному газотурбинному циклу производства электроэнергии. При этом необходимое для протекания эндотермической реакции восстановления водяного пара углеродом тепло высвобождается не из угля, как первичного энергоносителя, и не непосредственно в самом угольном пласте, а уже из газообразных горючих продуктов его газификации, и получается оно в высокоэффективных (имеющих, как известно, КПД до 90-95%) котельных установках, очень широко применяющихся в современной теплоэнергетике и генерирующих водяной пар даже со сверх критическими параметрами (при необходимости).

Кроме того, скорость эндотермической реакции восстановления водяного пара углеродом в несколько раз превосходит скорость соответствующей реакции восстановления инертной двуокиси углерода [ 1 ] даже при температурах водяного пара, как газифицирующего уголь агента, не превышающих 700-800 °С, что в целом обуславливает исключительную перспективность парогазовой технологии газификации угля. Добавим также еще, что теплотворная способность идеального водяного синтез-газа, получаемого при этом и состоящего наполовину из окиси углерода и водорода, будет достигать в пределе 3000 ккал/нм<sup>3</sup>, против 800 ккал/м<sup>3</sup> и 1200-1800 ккал/нм<sup>3</sup> соответственно для воздушного и смешанного идеальных синтез-газов (воздушное и обычное паровоздушное дутье соответственно).

Весьма важно также, что парогазовая технология безлюдной отработки угольных пластов (рис. 2.8) в целом реализуется практически аналогичным образом по сравнению с рассматривавшимися выше термогазидинамическими технологиями, что, в свою очередь, создает реальные предпосылки для максимальной унификации технико-технологических решений, а с другой стороны, обеспечивает и широкие возможности выбора наиболее подходящих вариантов реализации для удовлетворения тех или иных специфических особенностей, условий и требований производства конечных продуктов теплоэнергоснабжения конкретных потребителей - заказчиков.

Пусть, как и в предшествующих случаях, в угольном пласте для безлюдной парогазовой отработки подготовлен столб-парогазогенератор с поперечными скважинами, оконтуренный

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА БЕЗЛЮДНОЙ ПАРОВАЗОВОЙ ОТРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

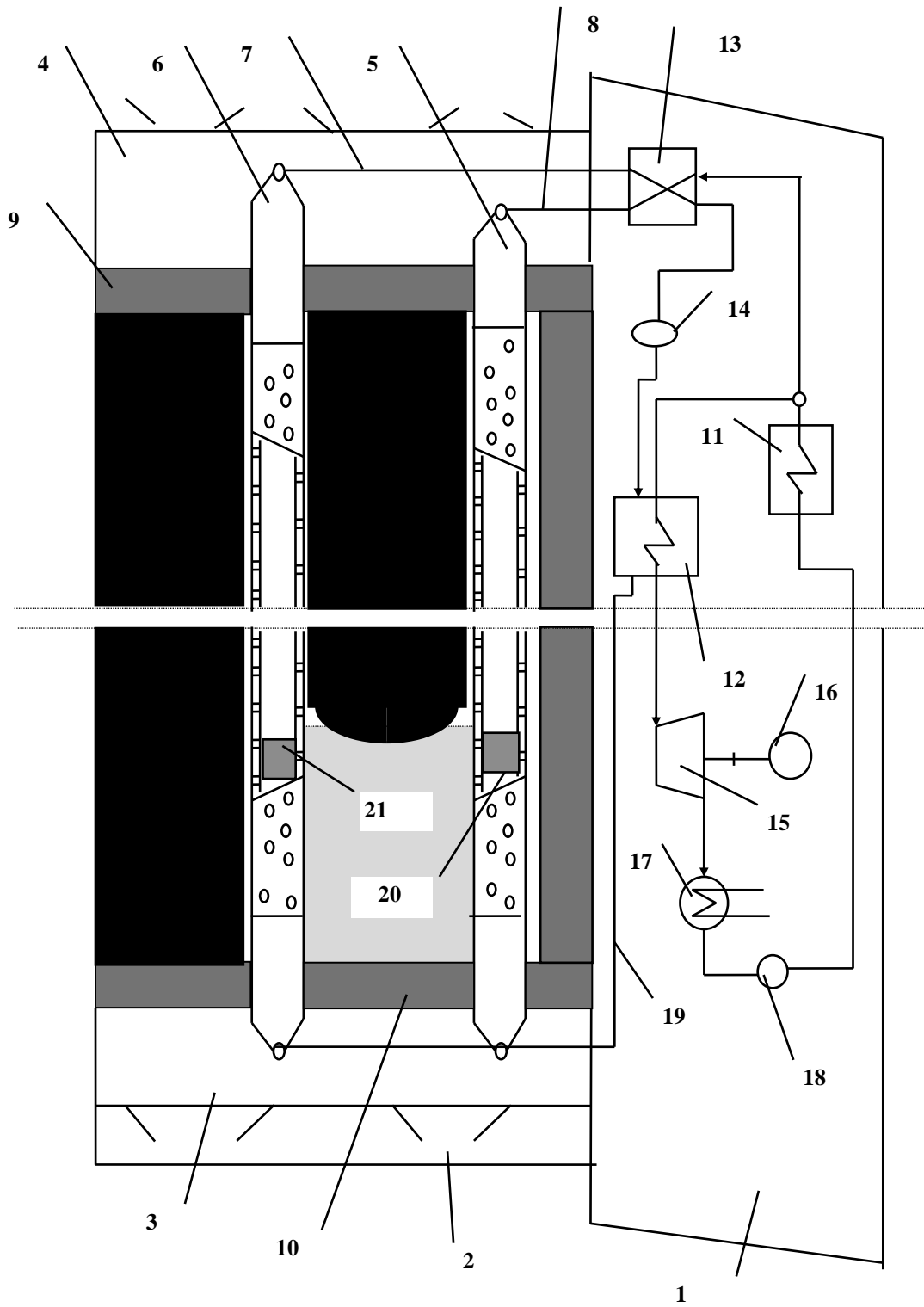


РИС. 2.8

капитальной горной выработкой 1, пройденной в плоскости пласта 2, и двумя участковыми штреками 3 и 4, как это показано на рис. 2.8. Сама подготовка столба-парогазогенератора практически полностью совпадает соответственно с рассмотренными выше случаями и включает скважинные перфорированные трубопроводы 5,6, а также штрековые парогазопроводы 7,8 и изолирующие полосы в пласте вдоль штреков 9,10.

На капитальной горной выработке 1 (в предельном случае это может быть и просто дневная поверхность шахты или карьера) устанавливают автономный парогенератор 11, например, обычный паровой угольный котел, использующий для генерирования сухого насыщенного или перегретого водяного пара часть угля, добываемого на шахте для этих целей обычным образом, при проведении подготовительных выработок по углям и т.п. Особенно важно здесь подчеркнуть, что в автономном парогенераторе 11 может использоваться даже совершенно другой энергоисточник, например, атомный энергетический реактор с парогенератором. В качестве топлива в этом паровом котле, разумеется, может использоваться и газообразное топливо, получаемое в результате газификации угля в пласте (после запуска в работу процесса и всего оборудования).

К выходу автономного парогенератора 11 подсоединяют также котел-пароперегреватель 12 и коммутирующее устройство 13, соединенное с парогазовыми трубопроводами 7,8, с "дымососом" 14 и с котлами 11,12, а к выходу котла-пароперегревателя 12 подключают также паровую турбину 15 с электрическим генератором 16, конденсатором пара 17 и питающим насосом 18, соединенных обычным образом.

Далее, выход топки котла-пароперегревателя 12 подключают к трубопроводу 19 для эвакуации (для выброса) продуктов сжигания

газообразного топлива, а также к трубопроводу наддува выработанного пространства 19, к которому подключены на штреке 3 концы скважинных перфорированных трубопроводов 5,6. В последние устанавливают также перемещаемые тем или иным образом аэродинамические разделители-пакеры 20,21, предназначенные для повышения управляемости и эффективности процесса газификации угля за счет управляемого перемещения точек подвода дутьевой струи пара и отвода (отсоса) продуктов газификации вслед за непрерывно перемещающимся фронтом каналов газификации в пласте.

После монтажа и наладки всего перечисленного оборудования пакеры 20 и 21 устанавливают в самое нижнее (по рис. 2.8) положение и включают в работу автономный паровой котел 11 и "дымосос" 14. Пусть коммутирующее устройство 13 находится в положении, при котором сухой насыщенный (перегретый) водяной пар из котла 11 с заданным давлением поступает по парогазовому трубопроводу 7 на штреке 7 и далее в скважинный перфорированный трубопровод 6. Тогда работающим "дымососом" 14 в трубопроводах 8 и 5 создается депрессия, определяемая уровнем тяги последнего.

В результате этого место стыка угольного пласта и изолирующей стенки 10 у штрека 3 начнет принудительно омываться водяным паром с теплосодержанием, превышающим тепловой эффект эндотермической реакции восстановления водяного пара углеродом и будет происходить выгазовывание угольного пласта. При этом температура в канале газификации угля не будет превышать температуру поступающего сюда газифицирующего угля реагента - водяного пара (ориентировочно 500-600 °С), а остаточные, то есть не прореагировавшие сам водяной пар и содержащееся в нем тепло, будут вместе с продуктами газификации угля в виде водяного синтез-газа, состоящего

в идеальном случае из окиси углерода и водорода в равных количествах, снова возвращаться в топку котла 11 или 12 (смотря по тому на каком топливе работает котел 11), то есть фактически полностью утилизироваться.

С течением времени канал газификации угольного пласта, проходящий по линии наименьшего аэродинамического сопротивления, то есть по свободной поверхности пласта между пароподающим скважинным трубопроводом 6, находящимся в данный момент времени под давлением пара (газифицирующего реагента), и трубопроводом 5, находящимся под действием депрессии, создаваемой "дымососом" 14, начнет перемещаться по пласту и отходить от штрека 3 к штреку 4. Поэтому вслед за этим внутри перфорированных трубопроводов 5,6 непрерывно или эпизодически начинают перемещать аэродинамические разделители - пакеры 20 и 21, например, с помощью обычных тяговых лебедок и стальных канатов (на рис. 2.8 условно не показаны).

Кроме того, по трубопроводу 19 со стороны выработанного пространства (со стороны штрека 3) в скважинные перфорированные трубопроводы одновременно начинают подавать часть отработанных горячих газов - продуктов сжигания синтез-газа из топки котла-пароперегревателя 12 (в данном случае).

Благодаря всему этому обеспечивается как бы аэродинамическая изоляция (отделение) канала газификации угля от выработанного пространства, в силу чего струя водяного пара постоянно как бы прижата к свободной поверхности угольного пласта в непрерывно перемещающемся канале газификации.

Поступающий из пласта водяной синтез-газ по перфорированному трубопроводу 5 через коммутирующее устройство 13 "дымососом" 14 направляется далее в топку котла пароперегревателя 12, куда поступает также и пар относительно низких параметров с автономного котла-парогенератора 11. Затем пар высоких параметров с котла-пароперегревателя 12 подается на

паровую турбину 15 с электрическим генератором 16. Отработанный в турбине 15 пар конденсируется (в конденсаторе 17) и питательным насосом 18 снова подается в автономный котел-парогенератор 11.

Следует подчеркнуть, что производство водяного пара и для процесса газификации угля в пласте, и для выработки электроэнергии, как конечного продукта отработки угольного пласта, может осуществляться и по другим тепловым схемам, в частности, например, всего с одной котельной установкой и теми или иными промежуточными отборами пара.

По мере отработки пласта с помощью коммутирующего устройства 13 в канале газификации угля изменяют направление подачи водяного пара и отвода синтез-газа (осуществляют реверс), то есть подачу пара на какое-то время осуществляют по трубопроводам 8 и 5, а отвод (отсос) синтез-газа - по трубопроводам 7 и 6. Этим достигается более равномерное перемещение канала газификации угля в пласте от штрека 3 к штреку 4, а также интенсификация процесса в целом.

## **2.6 Унифицированная технологическая схема безлюдной термодинамической отработки угольных пластов**

Рассмотренные выше технологические схемы безлюдной термодинамической отработки угольных пластов, несмотря на значительное разнообразие применяемых при этом чисто горно-технологических приемов и используемого для их осуществления основного энерготехнологического оборудования, в целом базируются, наряду с другими важными требованиями, на удовлетворении одного единственного, по-сути дела определяющего условия, лежащего в основе обеспечения всеми ими максимально возможных управляемости и эффективности процесса газификации угля<sub>215</sub>

непосредственно в пласте, заключающегося в следующем.

Для создания и поддержания оптимального (заданного) гидравлического, то есть аэрогазодинамического режима работы в непрерывно перемещающихся каналах газификации угля в пласте, точки подвода струи газифицирующего реагента и отвода продуктов газификации должны быть максимально приближены к началу и концу самих каналов газификации соответственно и должны следовать вместе с перемещениями последних. Это дает основание для поиска таких технико-технологических решений, которые бы являлись достаточно унифицированными и обеспечивали бы возможность безлюдной отработки угольного пласта независимо от способов собственно газификации твердого топлива в пласте и применяемого технологического оборудования на всех стадиях производственного процесса, начиная от формирования и подачи газифицирующего уголь реагента и вплоть до выработки конечных продуктов теплоэнергоснабжения. Одна из таких унифицированных технологических схем безлюдной термодинамической отработку угольных пластов столбами-газогенераторами представлена на рис. 2.9.

Подлежащий отработке участок угольного пласта, как и ранее, со всех сторон оконтуривается горными выработками, две из которых являются капитальными, выработками главного направления и т.п., а две другие - выполняют роль участковых подготовительных выработок. Для подготовки к работе столба-газогенератора по всему периметру угольного столба возводят изолирующую полосу из того или иного инертного материала.

Перфорированные газифицирующие трубопроводы выполняют в виде отдельных отрезков определенной длины (например, длиной 20-30 м) и устанавливают (размещают) их между изолирующими полосами и угольным пластом вдоль участковых подготовительных штреков, а одни из концов



этих перфорированных трубопроводов через изолирующие стенки выводят на эти штреки соответственно.

Далее, на каждом участковом штреке размещают по одному трубопроводу, который поочередно используется совместно и соответственно с другим то для подачи дутья - газифицирующего реагента, то для отвода-отсоса продуктов газификации угля. По длине штрековых газопроводов с тем же интервалом 20-30 м устанавливают управляемые дистанционно или "вручную" (или с тем и другим управлением вместе) задвижки  $1_1-1_n$  и  $2_1-2_n$ , фактически тем самым секционируя штрековые газопроводы по длине. Кроме того, выведенные на участковые штреки через изолирующие полосы концы отрезков перфорированных трубопроводов также с помощью управляемых задвижек  $3_1-3_n$  и  $4_1-4_n$  подсоединяют к штрековым газопроводам.

**УНИФИЦИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА  
БЕЗЛЮДНОЙ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ ОТРАБОТКИ  
УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ**

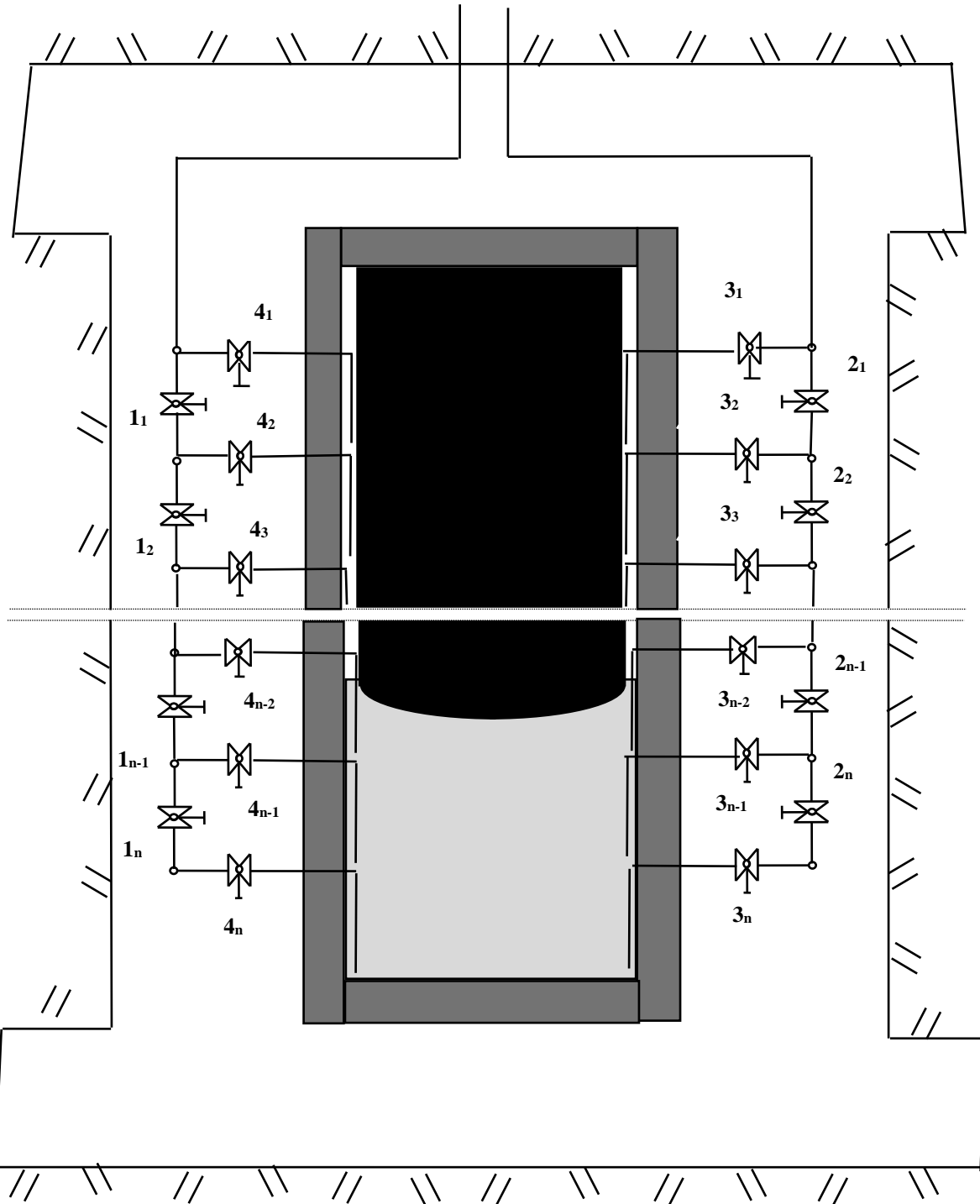


РИС. 2.9

Отработка подготовленного таким образом столба-газогенератора осуществляется следующим образом. В исходный (начальный) момент времени все задвижки  $1_1-1_n$  и  $2_1-2_n$  открывают, а задвижки  $3_1-3_{n-1}$  и  $4_1-4_{n-1}$  - закрывают. Задвижки  $3_n$  и  $4_n$  при этом устанавливают в открытое положение. Подачей дутья в виде водяного пара или какого-то другого газифицирующего уголь реагента по одному штрековому газопроводу и отсосом продуктов газификации угля по газопроводу на противоположном участковом штреке осуществляют отработку угольного пласта и производство электроэнергии так, как это было описано и в предыдущих случаях.

По мере перемещения канала газификации угля в пласте, то есть по мере необходимости (эпизодически), начиная с последних, закрывают задвижки  $1_1-1_n$  и  $2_1-2_n$ , а также  $3_n$  и  $4_n$ , предварительно открывая задвижки  $3_{n-1}$  и  $4_{n-1}$  соответственно последним. Этим обеспечивают гарантировано управляемый дискретный перенос точек подвода дутья и отвода продуктов газификации, что вместе с перфорированным исполнением отрезков газифицирующих трубопроводов, примыкающих к каналу газификации в пласте, приводит в конечном итоге к практически плавному перемещению этих точек одновременно с перемещением самого канала газификации. Кроме того, как и в предшествующих случаях эпизодически осуществляют реверс подачи дутья и направления отвода продуктов газификации угля, обеспечивая в целом высокую эффективность безлюдной отработки запасов угля в подготовленном столбе-газогенераторе.

## 2.7 Способы повышения эффективности работы и управляемости столбов-термогазогенераторов

Разработка и промышленное внедрение новых термодинамических технологий безлюдной отработки угольных пластов, как это со всей очевидностью вытекает из вышеизложенного, в решающей степени зависит от управляемости и эффективности процессов газификации угля в пластах, а также от максимально возможного снижения тепловых потерь во вмещающий угольный пласт боковые породы. По данным [ 49 ] тепловые потери в каналах газификации угля непосредственно в пластах подразделяются на конвективные вследствие теплообмена горячих газов, проходящих по каналу у угольной стенки (по "забою") и кондуктивные, составляющие примерно одну треть от общих потерь тепла. При этом считается, что конвективные потери тепла существенным образом влияют на соотношение в синтез-газе  $CO/CO_2$  и их снижением можно значительно повысить эффективность процесса газификации угля.

Эффективность газификации твердого топлива во многом, как известно, определяется скоростью протекания гетерогенных реакций (реакций, протекающих на поверхности твердой и газообразной фаз реакционного канала) или в первом приближении временем контакта дутьевого потока с газифицируемым углем. Поэтому для обеспечения высокой управляемости процесса газификации в столбах-газогенераторах эта величина должна поддаваться, если и не абсолютному и плавному изменению, то во всяком случае в достаточно широких пределах, причем не только и даже не столько за счет изменения интенсивности (скорости) подачи дутья, но и за счет возможности оперативного изменения длины или пути контактирования дутья с реакционной поверхностью

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА "ПОЛНОСТЬЮ УПРАВЛЯЕМОГО"  
СТОЛБА-ГАЗОГЕНЕРАТОРА**

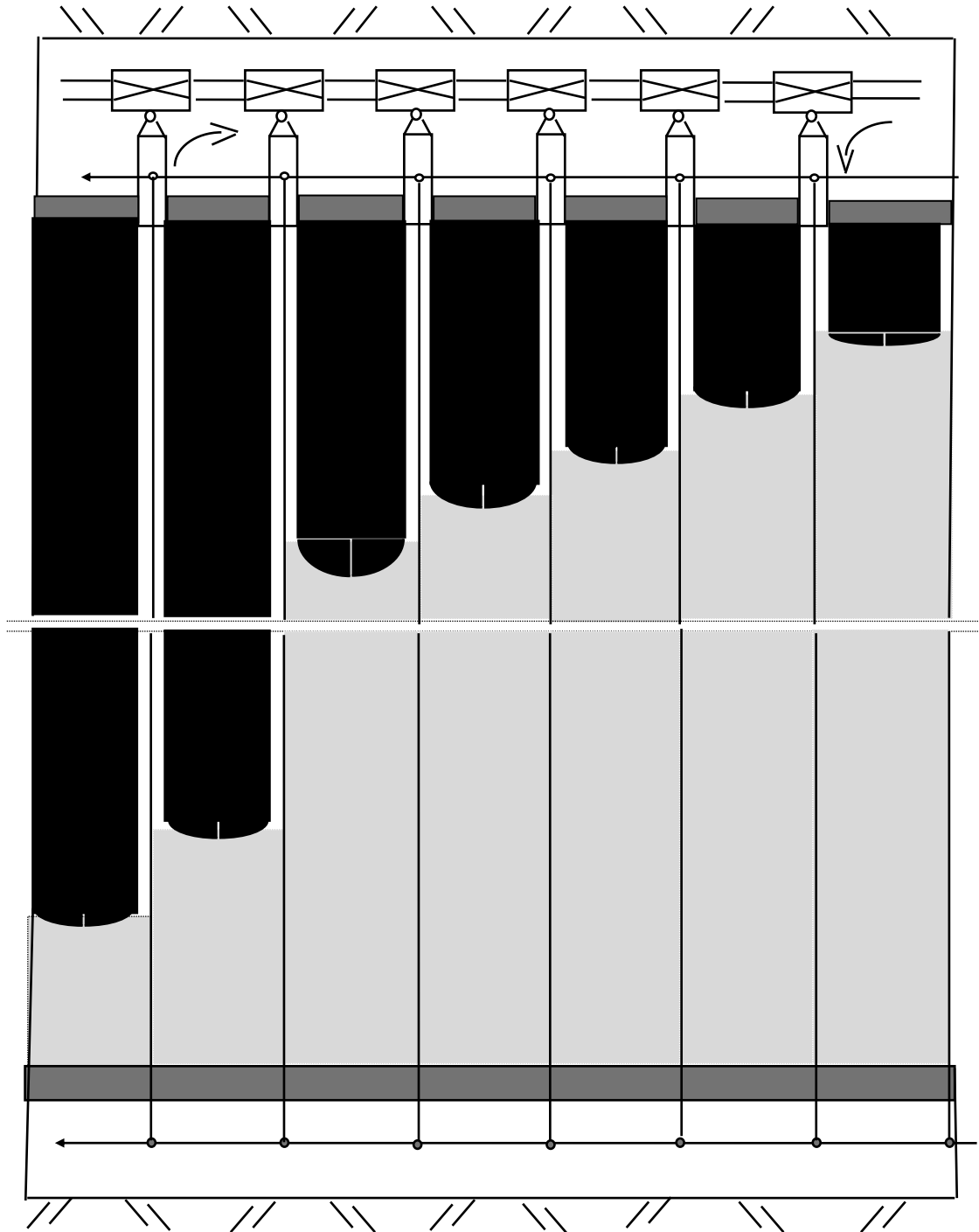


РИС. 2.10

(угольным пластом) канала газификации. Эта задача весьма эффективно решается в столбах-газогенераторах с поперечными скважинами, как это показано на рис. 2.10. Для этого технологические скважины подключаются к газодутьевым трубопроводам не чередуясь, как это осуществлялось в предшествующих технологических схемах, а каждая через свое - индивидуальное коммутирующее устройство, располагаемое на штреке у "устьев" скважин и позволяющих подключать каждую скважину к напорному (дутьевому) трубопроводу, к газоотводящему (отсасывающему) трубопроводу или же отсоединить ее вовсе от обоих трубопроводов.

Поэтому дутьевая струя из подающего (напорного) трубопровода может поступать в любое число скважин, в любой последовательности может омывать реакционные каналы в межскважинных угольных целиках и отводиться из любой активной части столба-газогенератора. При этом путь, а следовательно и время контактирования дутьевой струи с реакционной поверхностью канала газификации может изменяться оперативно (путем обычного дистанционного или автоматизированного управления) от минимальной величины, равной расстоянию между соседними скважинами, до величины кратной этому расстоянию и числу одновременно задействованных (включенных, то есть работающих) в данный момент времени скважин в активной (высокотемпературной) зоне столба-газогенератора. Разумеется, управление коммутаторами скважин может осуществляться и по схеме "чет-нечет", как это было ранее, и по любым другим схемам вплоть до схемы наиболее длинного времени реагирования, отмеченного на рис. 2.10 условно стрелками, что дает основание назвать данную технологическую схему, обустроенную таким образом, схемой полностью управляемого столба-газогенератора.

Интересным развитием технологической схемы полностью

управляемого столба-газогенератора является схема отработки пласта с рассредоточенно-всасывающим подводом дутья, показанная на рис. 2.11. Достоинством этой схемы является то, что в ней имеется всего лишь один газоотводящий (отсасывающий) трубопровод, а технологические скважины подключены к последнему также через индивидуальные коммутирующие устройства, позволяющие соединить каждую скважину с отсасывающим трубопроводом, с атмосферой штрека или другой прилегающей горной выработки, с каким-либо каналом-источником дутья, или же оставить скважину отключенной вовсе от них. Ясно, что и в этом случае может быть оперативно осуществлена любая схема подвода дутья к реакционным каналам и отвода продуктов газификации, в том числе и по схеме "чет-нечет", как это изображено на рис. 2.11.

Последние технологические схемы работы предназначены для полностью безлюдной (после запуска в действие) отработки угольных пластов путем дистанционного или автоматизированного управления оборудованием столба-газогенератора при обязательном выполнении, конечно, ряда специальных мероприятий, исключающих возможность даже случайного попадания людей в зону его работы или проникновения продуктов газификации в обслуживаемые людьми другие зоны предприятия. К числу таких мероприятий могут относиться обособленное проветривание участков термодинамической отработки, обустройство защитных дверей и перемычек на оконтуривающих столб горных выработках, автоматизированный контроль присутствия людей в

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА СТОЛБА-ГАЗОГЕНЕРАТОРА С  
РАССРЕДОТОЧЕННО-ВСАСЫВАЮЩИМ ПОДВОДОМ ДУТЬЯ

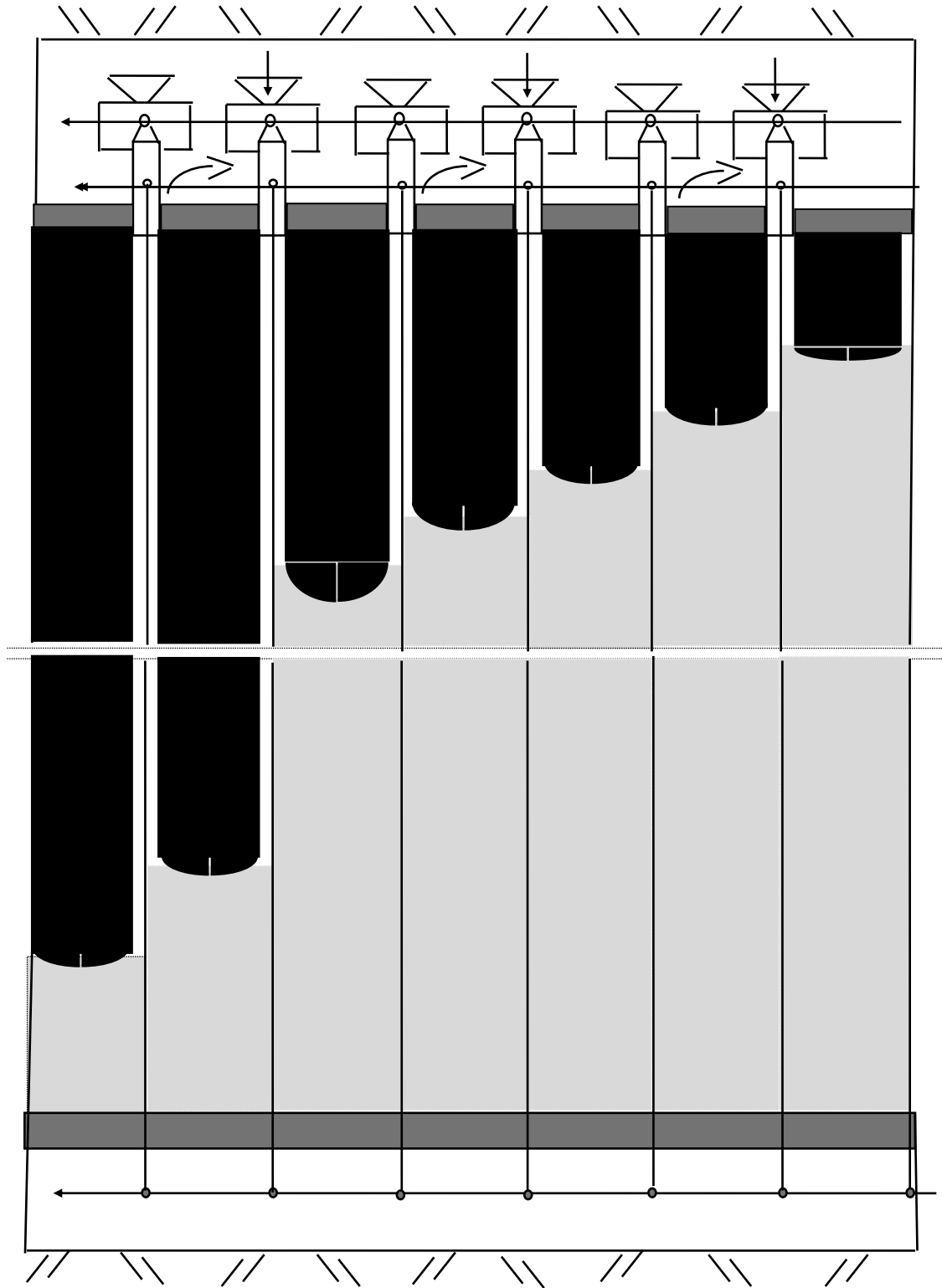


РИС. 2.11



"запрещенных" зонах, применение средств автоматической газовой защиты и т.д.

В то же время, в особенности на начальных стадиях освоения термогазодинамической технологии безлюдной отработки пластов может потребоваться относительная доступность и возможность периодического или, скажем "аварийного" обслуживания оборудования столба-газогенератора людьми, разумеется при разработке и строжайшем соблюдении ряда дополнительных мер и средств безопасности, вплоть до работы людей в изолирующих скафандрах, самоходных кабинах жизнеобеспечения и т.п., а также и за счет специальной горно-технологической подготовки самого столба-газогенератора.

Технологическая схема такого "обслуживаемого" столба-газогенератора, приведенная на рис. 2.12, основана на применении хорошо известного и практически применяемого в угольной промышленности способа подготовки угольных пластов к отработке спаренными штреками или другими горными выработками. При этом внешние по отношению к обрабатываемому участку угольного пласта в столбе-газогенераторе штреки являются людскими ходками, а внутренние штреки, также являясь фактически воздухоподающими, вовсе закрыты для "посещения" людьми, причем людские ходки, как это показано на рис. 2.12, находятся на свежей струе воздуха. В данной схеме реализован рассредоточенно всасывающий способ подвод дутья, а индивидуальные коммутирующие устройства скважин на отсасывающем трубопроводе имеют наряду с обычным дистанционно-автоматическим управлением "по проводам" и устройства непосредственного "механического" дистанционного управления, вынесенные через разделительную полосу между штреками на людской ходок.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА "ОБСЛУЖИВАЕМОГО"  
СТОЛБА-ГАЗОГЕНЕРАТОРА

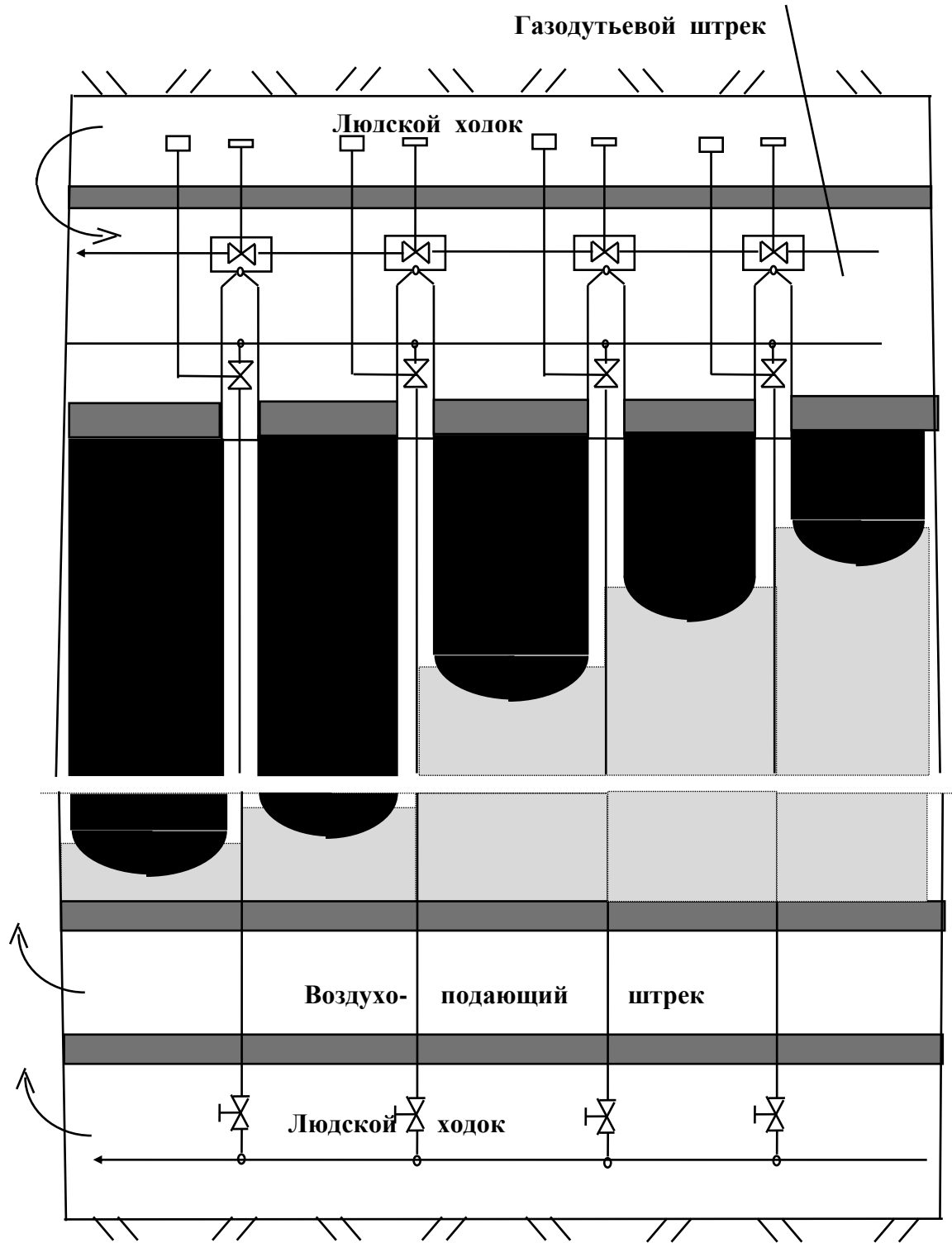


РИС. 2.12

Рассматривая проблему обеспечения безопасности термодинамической отработки угольных пластов следует подчеркнуть следующие обстоятельства, имеющие ключевое значение. Во-первых, в целом сама термодинамическая технология при ее практическом освоении обеспечит безлюдную отработку месторождений угля и это в конечном итоге явится наиболее радикальным средством повышения безопасности работ. Во-вторых, проблема безопасности работ чрезвычайно остро стоит прежде всего для термогазодинамических технологий отработки пластов, то есть при использовании кислородосодержащего дутья в качестве газифицирующего угля реагента, поскольку при этом наряду с высокой токсичностью продуктов газификации угля (одним из основных компонентов синтез-газа всегда является окись углерода - CO), то есть самого газообразного топлива, в каналах газификации угля в пласте должны всегда присутствовать высокотемпературные кислородные зоны или по-просту говоря зоны горения угля, что в свою очередь создает, конечно, дополнительную потенциальную опасность. В случае же применения бескислородных реагентов газификации угля, а именно водяного пара высоких параметров, процессы горения в пласте как таковые отсутствуют, что практически полностью снимает опасности, связанные с этим. К примеру, если бы удалось осуществить эффективную газификацию угля в пластах водяным паром с температурами всего лишь 200-250 °С, то технология парогазовой безлюдной отработки угольных пластов могла бы быть реализована чуть ли не в рамках действующих Правил безопасности работ в угольных и сланцевых шахтах [ 50 ].

Предлагаемые подземной электроэнергетикой методы обеспечения эффективной работы подземных газогенераторов могут использоваться в какой-то мере и для дальнейшего совершенствования и развития работ по

бесшахтной подземной газификации угля, которая, несмотря на изложенные выше принципиальные соображения на этот счет, в каких-то конкретных условиях может представлять практический интерес. Первые попытки такого совершенствования процессов бесшахтной подземной газификации угольных пластов предпринимались нами еще ранее и сводятся к следующему [ 51 ].

Подготовку подземного газогенератора также осуществляют путем бурения с дневной поверхности на пласт вскрывающих наклонно-горизонтальных скважин, горизонтальные участки которых проводят по пласту с заданным интервалом в границах ААББ подземного газогенератора по периметру. Схема проведения вскрывающих наклонно-горизонтальных скважин и конструкция (обустройство) этих скважин представлены на рис. 2.13 и рис. 2.14 соответственно.

У одной из границ подземного газогенератора в настиляющих боковых породах 1 бурят всего лишь один ряд стационарных скважин А - А. При достижении этими скважинами угольного пласта 2 осуществляют обсадку их вплоть до угольного пласта трубами 3, а также тампонируют затрубное пространство глиной или твердеющим раствором (при необходимости) 4. Далее продолжают бурение каждой скважины по пласту таким образом, чтобы они проходили от одной границы подземного газогенератора до противоположной (от границы N - N до границы Б - Б). Затем в каждую скважину устанавливают на всю их длину трубопровод промежуточного диаметра 5, имеющий несколько меньший диаметр, чем диаметр

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА БЕСШАХТНОЙ ПОДГОТОВКИ  
ПОДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА ПОВЫШЕННОЙ  
УПРАВЛЯЕМОСТИ

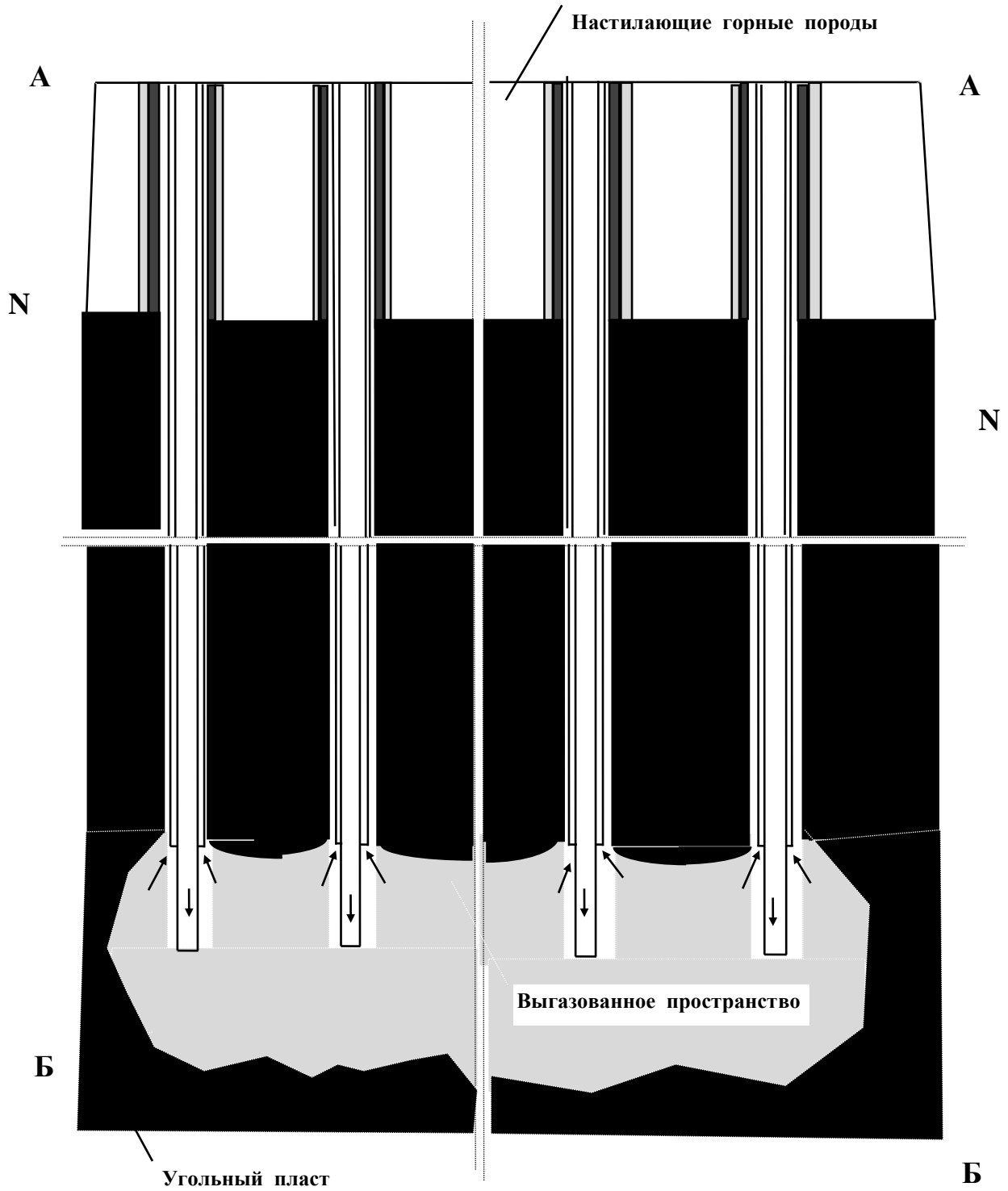


РИС. 2.13

обсадных труб 3, а в трубопроводы 5 в свою очередь устанавливаются затем и также по всей их длине трубопроводы еще меньшего диаметра 6.

Теперь трубопроводы промежуточного диаметра 5 извлекают из скважин на заданную величину (на величину  $l_1$ ) и создают тем самым каналы газификации угля в пласте исходной длины  $l_1$  за счет того, что трубопроводы меньшего диаметра 6 оставляют в самом первоначальном положении. На конце трубопроводов меньшего диаметра 6 в скважинах производят розжиг угольного пласта и ведут его газификацию подачей дутья по трубопроводу меньшего диаметра 6, а отвод горючих газов осуществляют по межтрубному пространству скважин.

Таким образом, отводимые горючие газы, проходя по трубопроводу промежуточного диаметра 5, имея достаточно высокую температуру, нагревают угольный пласт, а с другой стороны отдают значительную часть своего тепла трубопроводу меньшего диаметра 6, по которому подается дутье на газификацию угля, что способствует повышению интенсивности и эффективности самого процесса газификации.

По мере сокращения исходной длины канала газификации и удаления огневого фронта от конца трубопроводов 6 наступает ухудшение условий взаимодействия подводимой по ним струи дутья с различными зонами канала (кислородной и восстановления), что приводит к снижению теплотворной способности получаемого газа. Поэтому по истечении некоторого промежутка времени осуществляют переключение подачи дутья в межтрубное пространство трубопроводов 5 и 6, приближая тем самым струю дутья к зонам газификации угля, перемещающимся в целом вдоль этих трубопроводов, а отвод горючих газов при этом

**СХЕМА ОБУСТРОЙСТВА СКВАЖИН БЕСШАХТНОГО  
ПОДЗЕМНОГО ГАЗОГЕНЕРАТОРА**

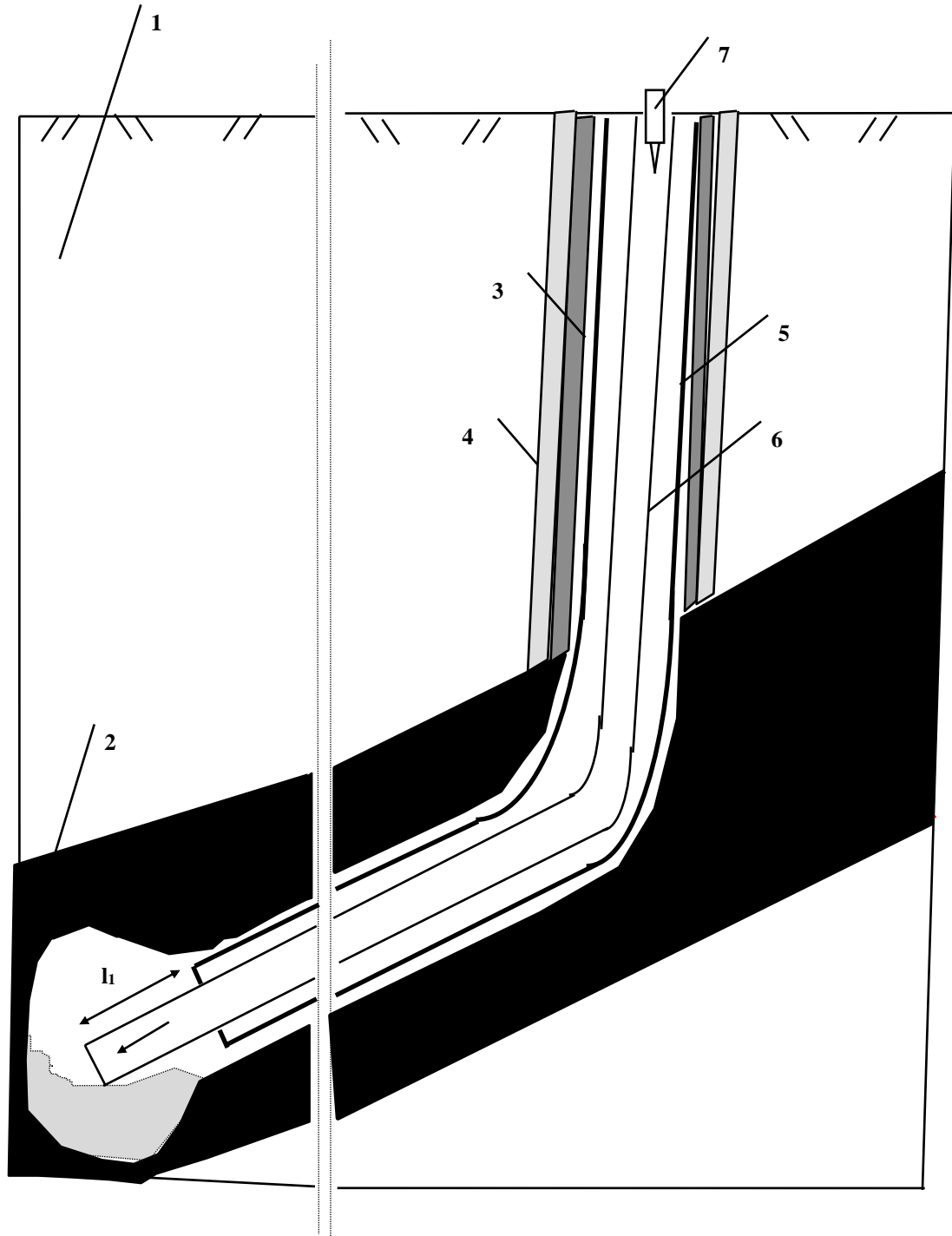


РИС. 2.14

переключают на трубопровод меньшего диаметра 6. Отработка запасов угля в подземном газогенераторе осуществляется поэтому в данном случае более интенсивно и является более управляемой по сравнению с обычной подготовкой подземных газогенераторов бесшахтным способом рядами скважин.

Кроме того, в подземном газогенераторе предлагаемой конструкции возможна и еще более существенная интенсификация процесса газификации, осуществляемая за счет непрерывного или эпизодического извлечения трубопроводов меньшего диаметра 6 из скважин по мере отработки-перемещения каналов газификации, а также путем непрерывного или эпизодического одновременного извлечения обоих трубопроводов 5 и 6 из скважин при сохранении их взаимного расположения по длине скважин, то есть при сохранении фактически длины каналов газификации или даже изменения их длины во времени или по мере отработки пласта в соответствии с тем или иным правилом.

В начале каждой скважины могут устанавливаться распылительные форсунки 7, через которые в каналы подачи дутья вводится вода, превращающаяся под действием тепла отводимых горючих газов в водяной пар, поступающий вместе с дутьевой струей в каналы газификации, что также повышает эффективность процесса.

Наконец, основываясь на рассмотренных ранее технологических схемах работы столбов-газогенераторов, подготовка которых осуществляется с помощью тех или иных горных выработок, легко себе представить и дальнейшее естественное развитие рассматриваемой здесь технологической схемы подземного газогенератора (рис. 2.13). Суть этого развития заключается в следующем.

Если в систему наклонно-горизонтальных скважин А - А вместо



трубопроводов 5 и 6 установить по всей их длине неподвижные перфорированные трубопроводы, то и подготовленный таким образом бесшахтный подземный газогенератор становится или точнее приближается по управляемости, а следовательно и по эффективности работы, к технологическим схемам рассматривавшихся выше безлюдных технологий отработки угольных пластов на шахтах и разрезах с возможностью применения в том или ином виде всех рассматривавшихся выше приемов управления и интенсификации процессов газификации угля в пластах (обеспечение оптимального гидравлического режима работы каналов газификации, реверсирование подачи дутья и отвода продуктов газификации угля, оперативное изменение длины пути, на котором обеспечивается контактирование дутьевой струи с поверхностью угольного пласта и т.д.). Последнее, как видим, с учетом изложенного ранее показывает, что промышленное освоение безлюдных термодинамических методов отработки угольных месторождений, а в более общем плане и производства продуктов теплоэнергоснабжения, безусловно явится в целом значительным шагом вперед на пути повышения безопасности работ в топливно-энергетическом комплексе многих угледобывающих стран и прежде всего, конечно, важным шагом в развитии самой угольной промышленности.

## **2.8 Обеспечение аварийной безопасности и экологической чистоты отработки угольных пластов безлюдными термодинамическими методами**

Наряду с достижением эффективной и управляемой работы по безлюдной термодинамической отработке угольных пластов с одновременным получением конечных наиболее ценных продуктов переработки угля - продуктов

теплоэнергоснабжения весьма важное значение имеет, естественно, и проблема так называемой аварийной безопасности, а также экологической чистоты этих технологий. Особенно важным представляется обеспечение возможности экстренного (аварийного) останова процессов горения угля в каналах газификации, а также предотвращения образования, сбор и утилизация вредных сопутствующих газификации угля химических соединений (фенолов в частности), возникающих в процессе газификации угольных пластов в выработанном пространстве.

В целом, к сожалению, эта проблема является мало изученной. Тем не менее, в рамках принятого в настоящей работе подхода представляется возможным, помимо уже излагавшихся решений, предложить такие специальные меры по дополнительному обустройству столбов-термогазогенераторов средствами аварийной защиты и экологического обеспечения, которые бы в принципе достаточно кардинально решали, возникающие в этом отношении проблемы. Здесь, конечно, целесообразно еще раз подчеркнуть, что эти меры важны прежде всего для таких условий отработки угольных пластов, при которых эти потенциальные опасности являются существенными и в случаях отработки пластов термогазодинамическими технологиями, использующими кислородосодержащие реагенты для газификации угля в пластах.

На рис. 2.15 представлена технологическая схема столба-газогенератора, в котором предусмотрен целый комплекс мер по обеспечению экологической защиты и безопасной отработки угольных пластов столбами с поперечными скважинами. С целью максимально возможного снижения образования в отработываемом пласте при газификации угля фенольных соединений, подготавливаемый к отработке столб оборудуется постоянно

действующей системой дренажа (осушения), в виде дренажных патрубков, устанавливаемых в каждой технологической скважине и подключенных к сборному дренажному трубопроводу, направляющему все стоки из пласта к централизованной установке очистки и обеззараживания шахтных вод. Дренажные патрубки могут представлять собой простейшие забивные фильтры, широко используемые и сегодня при отработке пластов Подмосковского угольного бассейна.

Далее, непосредственно при подготовке столба-термогазогенератора между возводимыми изолирующими полосами и угольным пластом вдоль обоих участковых штреков укладываются также дополнительные перфорированные трубопроводы, один из которых (у верхнего по падению пласта штрека) предназначен для подачи в случае необходимости в выработанное пространство воды (промывочный трубопровод), а другой (у нижнего штрека) - для нагнетания в столб инертной газовой смеси в случае необходимости аварийной (экстренной) остановки процесса газификации угля в пласте.

Трубопроводы системы дренажа и промывки столба-термогазогенератора должны, таким образом, обеспечивать предварительное осушение отрабатываемого пласта, непрерывный

### СХЕМА ДРЕНАЖА-ПРОМЫВКИ И АВАРИЙНОЙ ИНЕРТНО-ГАЗОВОЙ ЗАЩИТЫ СТОЛБА-ТЕРМОГАЗОГЕНЕРАТОРА

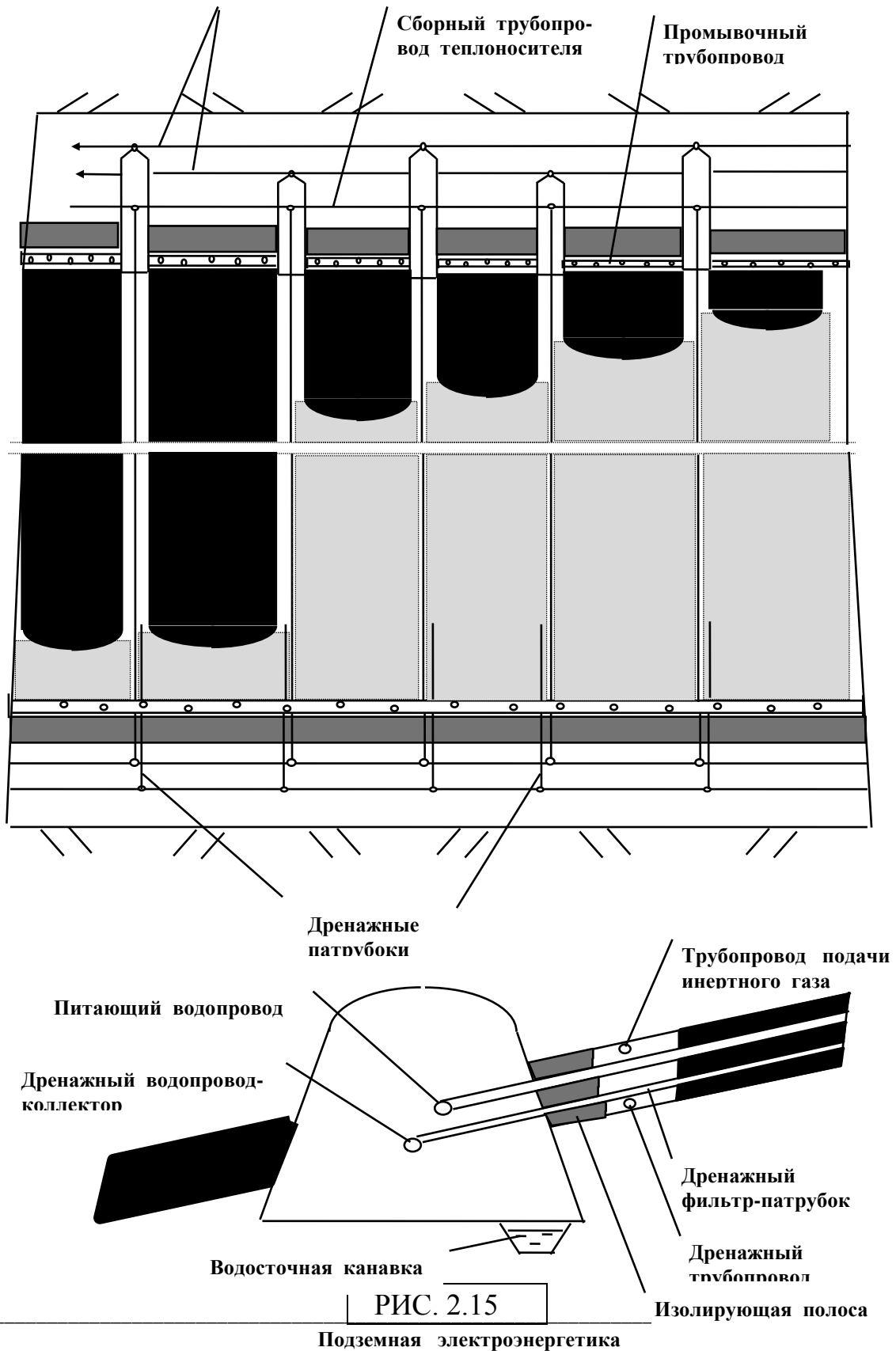


РИС. 2.15

дренаж и отвод из выработанного пространства водопритока, а также, в случае необходимости, промывку всего столба после окончания его работы, с целью гарантированного исключения неконтролируемого распространения вредных химических соединений в последующем. Само собой разумеется, что в аварийных ситуациях продувка инертным газом каналов газификации угля в пласте может осуществляться и через основные технологические газодутьевые и газоотводящие трубопроводы. Следует также подчеркнуть, что различные средства инертно газовой защиты должны обустраиваться и на всех других технологических звеньях производства электроэнергии и других продуктов теплоэнергоснабжения, поскольку использование газообразного топлива в виде синтез-газа, основными компонентами которого являются окись углерода и водород, является достаточно взрывоопасным, что, как известно, послужило причиной прекращения и некоторых предшествующих работ по подземной газификации угля бесшахтными способами.

## **2.9 Сравнительный анализ технологий безлюдной отработки угольных пластов столбами-газогенераторами**

Описанные выше технологии безлюдной термодинамической отработки угольных пластов в совокупности являются, на-наш взгляд, достаточно серьезной научно-технической базой и предоставляют большие возможности для существенного продвижения на пути дальнейшего развития технологии отработки угольных месторождений и производства продуктов теплоэнергоснабжения путем органического соединения этих фактически разобщенных сегодня отраслей топливно-энергетического комплекса.

На данной стадии работ по реализации идей подземной

электроэнергетики не представляется возможным, да и пока не преследуется детальное сравнение предложенных технологий, поскольку это во многом относится уже к области реального проектирования и решению задач, возникающих в связи с необходимостью отработки тех или иных угольных месторождений. Тем не менее, некоторые, хотя и весьма общие, замечания и оценки в этом плане безусловно здесь являются уместными.

Прежде всего еще раз отметим, что характерной особенностью, да, собственно говоря, и основными требованиями которые предъявлялись при разработке безлюдных технологий термодинамической отработки угольных пластов, являлась необходимость органической вписываемости всех этих технологий в горное хозяйство существующих угледобывающих предприятий и максимально возможное сокращение и ликвидация всех промежуточных технологических звеньев и операций на пути от места залегания угля в пластах до получения конечных продуктов теплоэнергоснабжения. Последовательная ориентация на соблюдение этих требований привела к тому, что в чисто горно-технологическом плане все рассмотренные термодинамические технологии фактически являются как бы идентичными, несмотря на существенные различия физико-химических процессов, лежащих в их основе, а также на весьма серьезные различия в принципах действия и составе энерготехнологического оборудования, необходимого для их осуществления. Действительно, с применением всех описанных технологий отработка пластов ведется столбами-газогенераторами, подготовка (нарезка) которых осуществляется, как и обычно, с помощью участковых подготовительных выработок (штреков или траншей), либо с помощью газогенераторов-заходок, нарезаемых с помощью всего лишь одной подготовительной горной выработки. В этом смысле термодинамические технологии позволяют практически полностью ликвидировать все

имеющиеся сегодня на шахтах технологические процессы, связанные с необходимостью разрушения угля и его выдачей из шахт, оставляя в качестве чуть ли не единственного на шахтах процесс проведения горных выработок, то есть горнопроходческие работы, не считая, конечно, сравнительно небольших дополнительных работ по обустройству на пластах самих газогенераторов.

Далее, сравнивая между собой рассматривавшиеся выше термодинамические технологии безлюдной отработки угольных пластов с точки зрения трудоемкости и условий их применения, необходимо отметить, что в целом они образуют два отличающихся друг от друга небольших класса, а именно: технологические схемы отработки столбами-газогенераторами с поперечными скважинами и схемы со столбами - газогенераторами с продольно-совмещенной подготовкой. При этом технологические схемы, образующие как тот, так и другой класс, обладают, естественно, своими достоинствами и относительными (друг относительно друга) недостатками.

Прежде всего, при реализации технологических схем с поперечными скважинами появляются, как было показано выше, возможности наиболее полного и эффективного управления процессами газификации угля в пласте, а также возможности наращивания при необходимости "мощности" (производительности) столба-газогенератора или газогенератора-заходки за счет включения в работу теоретически неограниченного числа одновременно работающих технологических скважин и создания весьма протяженной в пласте зоны газификации угля. Однако, все это достигается за счет необходимости проведения (бурения) по пласту системы технологических скважин от одного штрека к другому, того или иного обустройства этих скважин и управления ими (включения и отключения их) по мере продвижения в пласте фронта газификации угля.

Напротив, в столбах-газогенераторах с продольно-совмещенной подготовкой в процессе собственно отработки столба выполнение каких-либо работ практически не требуется, да и трудоемкость работ по подготовке и обустройству каналов газификации угля резко сокращается, поскольку все это осуществляется одновременно с проведением подготовительных-нарезных горных выработок и, помимо работ по возведению вдоль штреков изолирующих полос, не требует практически дополнительного объема работ. В то же время, возможности оперативного изменения хода и режимов работы по газификации угля в столбах-газогенераторах с продольно совмещенной подготовкой оказываются более ограниченными. Существенным, однако при этом является то, что, как те, так и другие технологии имеют свои, образно выражаясь, неперекрывающиеся или точнее более предпочтительные области применения, что должно способствовать более широкому практическому использованию термодинамических технологий безлюдной отработки угольных пластов в целом.

Наконец, сравнивая между собой термогазодинамические и парогазовые технологии безлюдной отработки угольных пластов необходимо еще раз подчеркнуть, что последние в принципиальном плане являются как бы более перспективными, о чем уже говорилось ранее. Однако, для получения более убедительных доказательств в пользу этого положения потребуются, конечно, и более тщательные обоснования, расчеты и опытно-промышленные эксперименты по газификации угля с применением бескислородных реагентов и, в частности, водяного пара высоких параметров, генерируемого, как за счет сжигания тех же продуктов газификации угля, так и за счет других, независимых источников энергии.



## **2.10 Технологические схемы безлюдной отработки пластов энергопроизводящими комплексами "очистного" оборудования**

Рассмотренные выше различные технологии безлюдной термодинамической отработки угольных пластов, исходя из принятой в настоящей работе концепции построения базовых технологических схем подземных энергокомплексов (часть 1), относятся как бы к первому их типу, обеспечивая выдачу из пласта газообразного топлива с последующим использованием его для выработки электроэнергии, как конечного продукта переработки угля. Дальнейшим шагом в развитии технологии отработки пластов с учетом этого может явиться поиск и разработка таких технологических схем и технических средств, которые бы позволяли максимально приблизить и место получения конечного продукта - электроэнергии к месту залегания угля в пласте. Одним из таких решений является способ разработки угольных пластов и агрегат для его осуществления [ 52 ], предполагающие в некотором смысле как бы полную аналогию с существующей технологией отработки угольных пластов длинными очистными забоями с помощью механизированных комплексов и агрегатов. Технологическая схема реализации этого способа представлена на рис. 2.16.

После вскрытия и подготовки угольного пласта теми или иными способами с помощью стволов и сети капитальных и участковых горных выработок между подводящим и исходящим штреками 1,2, оконтуривающих столб заданной длины (порядка 1-2 км) производят рассечку пласта и в эту монтажную камеру устанавливают агрегат, включающий секции механизированной ("самоходной") крепи 3 и крепи сопряжения "лавы" со штреками 4

**ТЕХНОЛОГИЯ БЕЗЛЮДНОЙ ОТРАБОТКИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА  
ТУРБОЭЛЕКТРИЧЕСКИМ "ОЧИСТНЫМ" АГРЕГАТОМ**

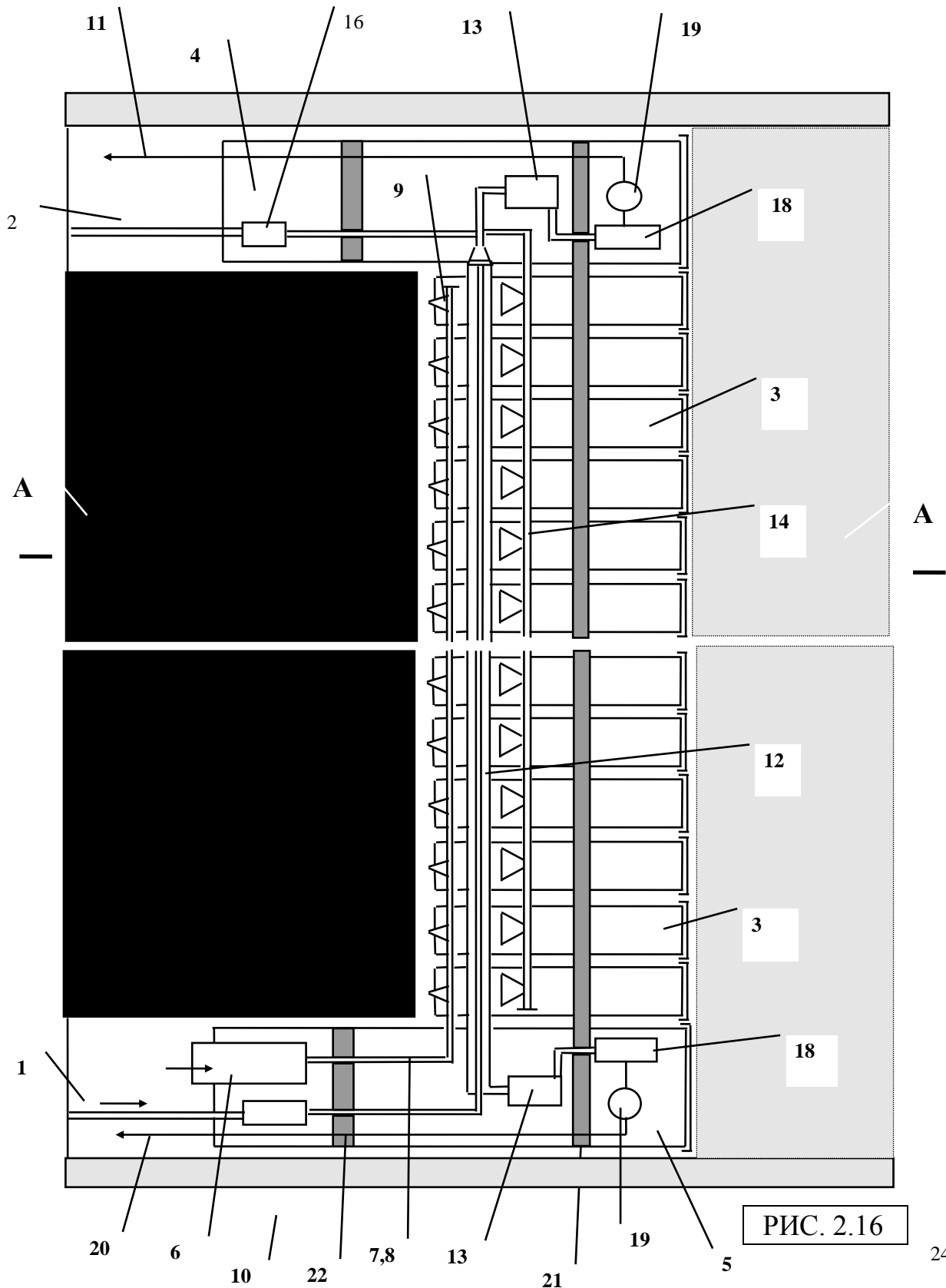


РИС. 2.16

и 5. Отличительным для данного агрегата является то, что он дополнительно помимо указанного содержит устройства и оборудование, позволяющие не разрушать и выдавать из пласта уголь, как это имеет место в обычных механизированных очистных комплексах, а сжигать его непосредственно с открытой поверхности пласта и преобразовывать получаемое при этом тепло в электроэнергию.

Для этого в агрегат по всей его длине встраивают средства подачи дутья на забой (на открытую поверхность угольного пласта) и направленного отвода продуктов горения, между которыми также по всей длине "лавы" по мощности пласта устанавливают в механизированную крепь устройство для прямого преобразования тепловой энергии в электрическую или парогенератор с подключенными к нему паротурбинными установками и электрическими генераторами. После монтажа всего оборудования в единую агрегатированную систему производят тем или иным образом розжиг угольного пласта.

Одновременной подачей дутья на забой и отводом (отсосом) продуктов горения от открытой горячей поверхности пласта формируют управляемый забойный факел пламени (точнее факел продуктов горения), который омывает по всей длине огневого забоя устройство для прямого преобразования тепловой энергии в электрическую или парогенератор. Электрическую энергию, получаемую непосредственно или с помощью турбоэлектрического теплового оборудования агрегата используют на собственные нужды, а также по кабелям выдают на поверхность шахты и далее по линиям электропередач к внешним потребителям. По мере выгорания угольного пласта вслед за огненным фронтом забоя осуществляют штатными средствами механизированной крепи и

**СХЕМА ПОПЕРЕЧНОГО РАЗРЕЗА (ВИД ПО А - А)  
ТУРБОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОЧИСТНОГО АГРЕГАТА**

**А - А**

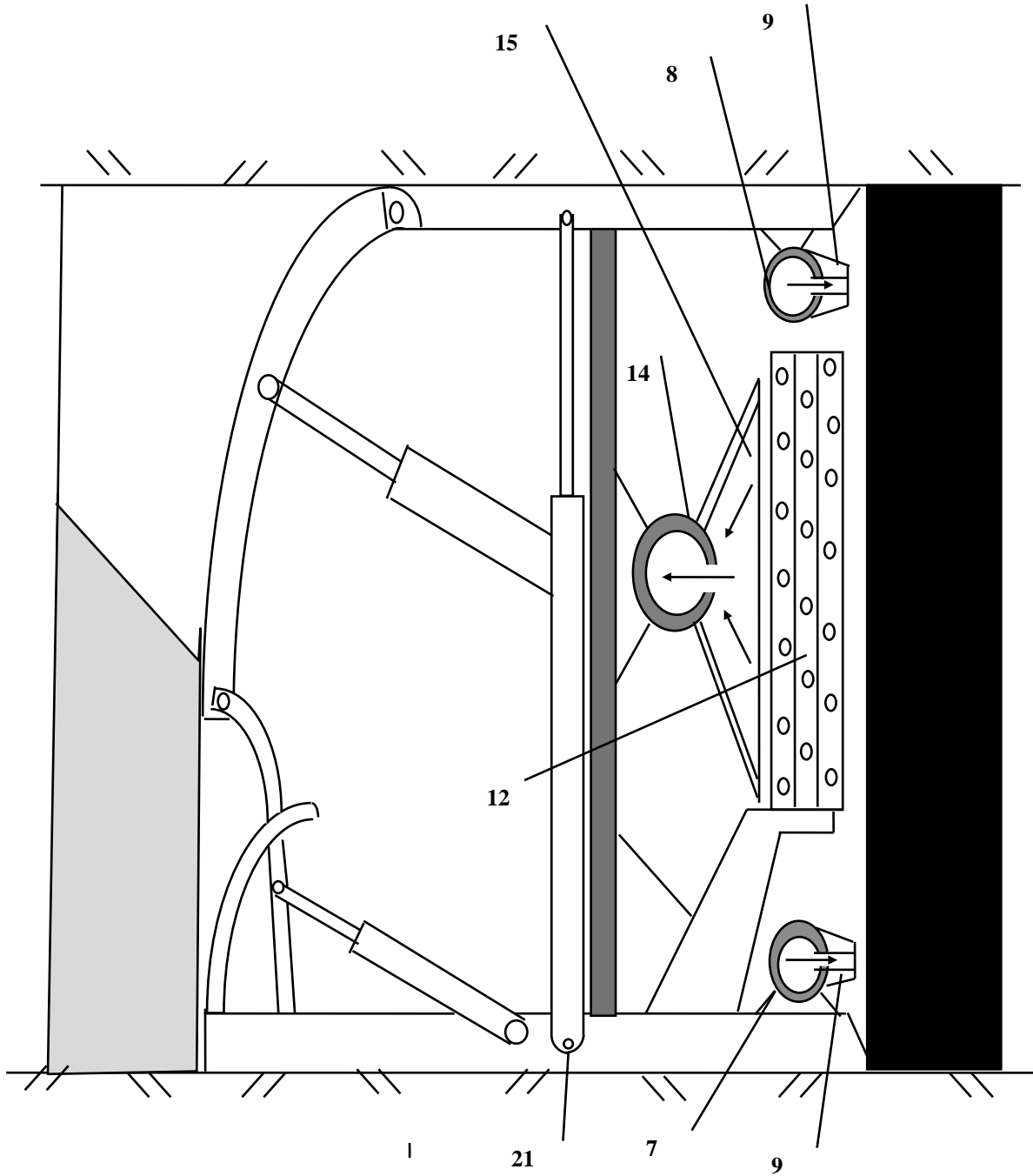


РИС. 2.17

крепей сопряжений передвижение агрегата, поддержание кровли в призабойной полосе и управление ею в "выработанном" пространстве.

На крепи сопряжения 4 подводящего штрека установлено устройство забора, подготовки и подачи дутья 6, выход которого подается на дутьевые трубопроводы 7 и 8, проходящие по всей длине крепи и установленные на основаниях и перекрытиях секций 3 со стороны угольного пласта. На дутьевых трубопроводах 7 и 8 со стороны угольного пласта имеются форсунки-эжекторы 9 для подачи дутья на поверхность "забоя".

На крепи сопряжения 4 установлено также устройство водоподготовки 10, соединенное своим входом с общешахтным водопроводом 11, а выходом - с парогенератором 12, рассредоточенным вдоль "лавы", кинематически связанным с секциями механизированной крепи 3 (закрепленным на них) и размещающимся в крепи по мощности пласта на определенном расстоянии от него. На парогенераторе установлены также паросборники-сепараторы 13, размещающиеся (например) на крепях сопряжений 4 и 5.

Со стороны выработанного пространства рядом с парогенератором 12 на секциях механизированной крепи установлены отводящий канал 14 (выполненный, например, в виде трубопровода) с устройствами 15 для отвода от поверхности пласта забойного факела "пламени". Отводящий канал 14 соединен с выходом устройства механической очистки продуктов горения 16, установленного на крепи сопряжения 5 исходящего штрека 2. Выход устройства 16 соединен с трубопроводом 17 для подачи "отработанных" продуктов горения, с целью их нейтрализации на последующей очистительной установке (на рис. 2.16 она условно не показана, так как может не входить непосредственно в агрегат).

На крепях сопряжения 4 и 5 установлены паровые турбины 18 с

электрическими генераторами 19. Входы паровых турбин соединены с сепараторами 13, а к выходам электрических генераторов 19 подключены электрические кабели 20 для выдачи вырабатываемой агрегатом электроэнергии на поверхность шахты. Со стороны выработанного пространства рядом с отводящим каналом на всех секциях механизированной крепи 3 и на секциях крепей сопряжения 4,5 установлены термоизолирующие стенки 21 со средствами охлаждения агрегата. В крепях сопряжения 4 и 5 в передней их части, то есть со стороны угольного пласта с опережением огневого забоя, также имеются термоизолирующие стенки 21.

Со стороны выработанного пространства за термоизолирующей стенкой 21 (рис. 2. 17) располагаются все остальные типовые устройства механизированной крепи: средства передвижения агрегата, поддержания кровли, защиты от просыпаний обрушающихся в выработанном пространстве пород, подачи закладки в выработанное пространство (при работе с полной или частичной закладкой в случае необходимости) и т.д.

Турбоэлектрический очистной агрегат работает следующим образом. После окончания сборки оборудования агрегата на подготовительных участковых выработках (штреках 1,2) и в монтажной камере перед секциями механизированной крепи 3 производят розжиг угольного пласта. Через крепь сопряжения 4 подводящего штрека 1 с помощью устройства забора и подготовки дутья 6 подают воздух, поступающий по этому штреку, в трубопроводы 7 и 8 и форсунки-эжекторы 9 для сжигания угольного пласта.

Одновременно с этим с помощью устройства водоподготовки 10 из общешахтного водопровода 11 подается вода в парогенератор 12, а также производится отвод (отсос) высокотемпературных продуктов горения пласта в отводящий канал 14 через устройства 15 дымосом 16, установленным в

крепи сопряжения 5. Поэтому продукты горения пласта, проходя через парогенератор отдают тепло теплоносителю-воде и после устройства очистки 12 тем или иным образом, например, по специальному трубопроводу, как и в ряде рассматривавшихся случаев, выдаются на поверхность шахты и выбрасываются в атмосферу.

Из парогенератора 12 водяной пар, проходя через сепараторы 13, отделяющие излишнее количество содержащейся в нем воды (при работе на насыщенном паре), поступает в паровые турбины 18 и далее после конденсации снова подается в парогенератор, как и обычно при использовании паросилового цикла выработки электроэнергии.

Таким образом, предлагаемый "очистной" агрегат представляет собой фактически передвижную и поэтому, конечно, весьма своеобразную тепловую электростанцию, перемещающуюся по пласту в процессе его отработки и выдающую непосредственно с "добычного" (выемочного) участка конечный продукт в виде электрической энергии. Строго говоря, в рассмотренной схеме "очистного" агрегата и технологии его работы нет каких-либо неизвестных устройств и принципов их работы, хотя нужно полагать в инженерном плане создание такой "машины" будет достаточно сложным и потребует достаточно серьезных усилий по преодолению возникающих здесь проблем.

Одной из таких проблем, которая и сегодня при обычной механической добыче угля вызывает определенные затруднения при работе комплексно-механизированных очистных забоев, является проблема обеспечения работ на сопряжениях лавы со штреками. С другой стороны, наличие в описанном выше турбоэлектрическом очистном агрегате всего комплекса парогенерирующего и паротурбинного энергооборудования, позволяющего замкнуть паросиловой цикл производства электроэнергии в рамках

самого агрегата, также усложняет решение задачи в целом.

Указанные сложности во многом преодолеваются в способе подземной разработки угольных месторождений и в комплексе оборудования для его осуществления [ 53 ], предполагающих, как бы по аналогии с предшествующими случаями (часть 1), переработку угля в пласте и выработку в нем только промежуточного энергоносителя в виде водяного пара при почти полной ликвидации работ на сопряжениях лавы со штреками, как таковых.

Как и в предыдущем случае отработка угольного пласта здесь также осуществляется "выемочными" столбами, причем она может осуществляться и прямым (рис. 2. 18), и обратным (рис. 2.19) ходом. Для отработки столба обратным ходом между подводящим 1 и отводящим 2 штреками также проводят разрезную печь (монтажную камеру), в которую устанавливают аналогичный но и все же значительно более простой агрегат, состоящий из секций 3, который осуществляет только сжигание угольного пласта и производство водяного пара, как промежуточного энергоносителя.

При проходке штреков 1,2 в пласте вдоль последних проходят и просеки, в которые устанавливают специальные секции продольно-бортовых механизированных крепей 4, связанные кинематически, например, с помощью гидродомкратов,



# ТЕХНОЛОГИЯ БЕЗЛЮДНОЙ ОТРАБОТКИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ ПАРОГЕНЕРИРУЮЩИМ ОЧИСТНЫМ АГРЕГАТОМ

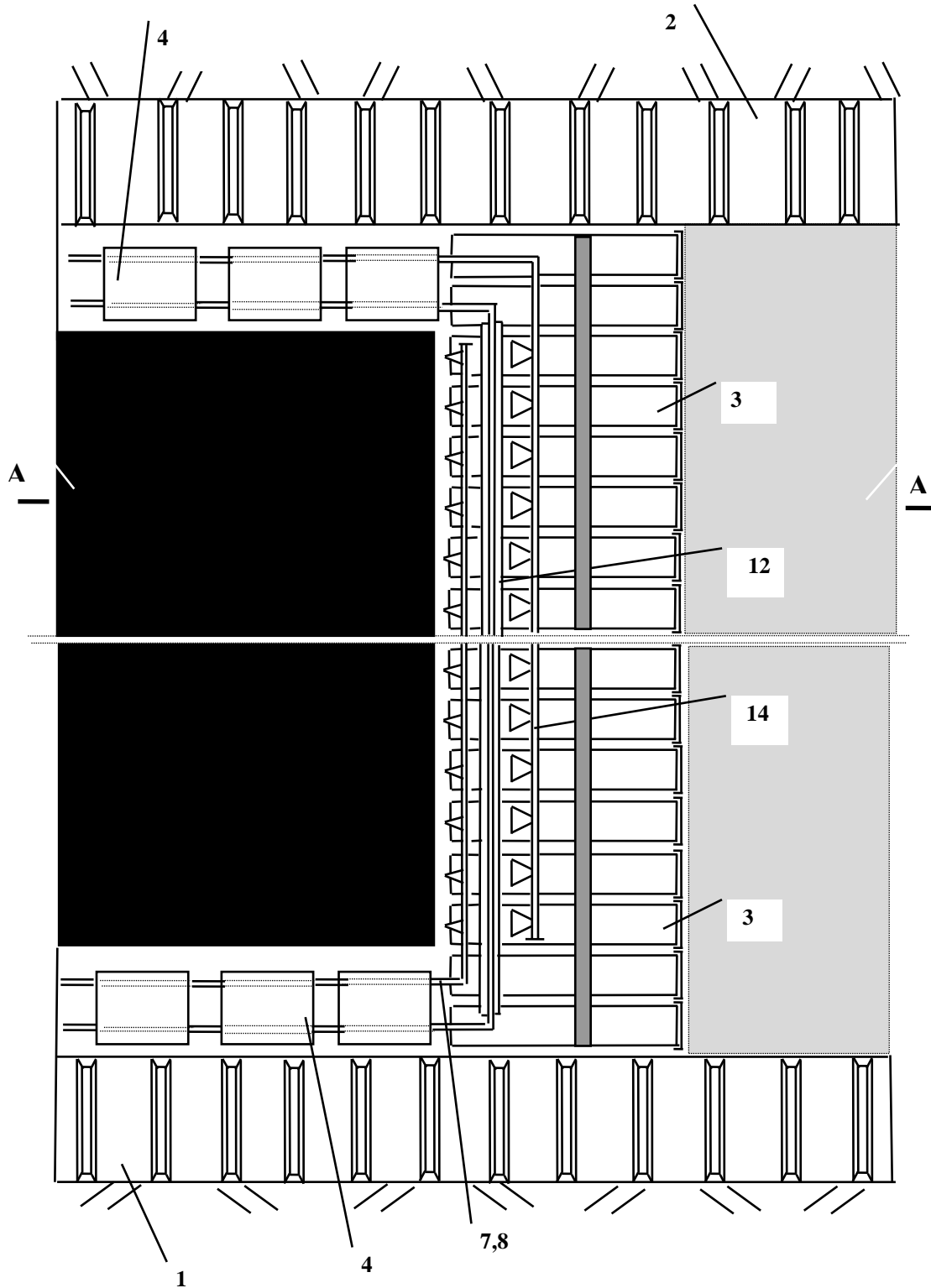


РИС. 2.18

последовательно друг с другом и с концевыми секциями "лавной" механизированной крепи 3. Секции продольно-бортовых крепей устанавливают в просеках на всю исходную длину "выемочного" столба при работе с обратным ходом или постепенно их наращивают (подают в просеки) при отработке столба прямым ходом.

Секции 3 механизированной крепи лавы, как и в предыдущем случае, снабжают дутьевыми трубопроводами 7,8 с форсунками-эжекторами 9, устройством для отвода и формирования высокотемпературного факела 9, а также размещенным между ними парогенератором 10, рассредоточенным вдоль всей линии огневого "забоя". Все эти устройства подключены к общешахтным трубопроводам подачи дутья, к каналу отвода продуктов горения 11, к водопроводу 12 и паропроводу 13 соответственно, которые размещают (подвешивают) на секциях продольно-бортовых механизированных крепей 4.

После монтажа оборудования по всей длине "забоя" производят розжиг угольного пласта и одновременной подачей дутья и отводом (отсосом) продуктов горения от поверхности пласта ведут его сжигание, формируя факел продуктов горения таким образом, чтобы он отдавал максимум тепла на парообразование. Далее пар с парогенератора по специальному паропроводу подают на участковую (или групповую) подземную или даже поверхностную электростанцию (точнее паротурбинное отделение), вырабатывающую электрическую энергию и для собственных нужд, и для питания внешних потребителей.

По мере выгорания угольного пласта вслед за огневым фронтом забоя осуществляют штатными средствами секций

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ОТРАБОТКИ ПЛАСТА  
ПАРОГЕНЕРИРУЮЩИМ АГРЕГАТОМ ПРЯМЫМ ХОДОМ**

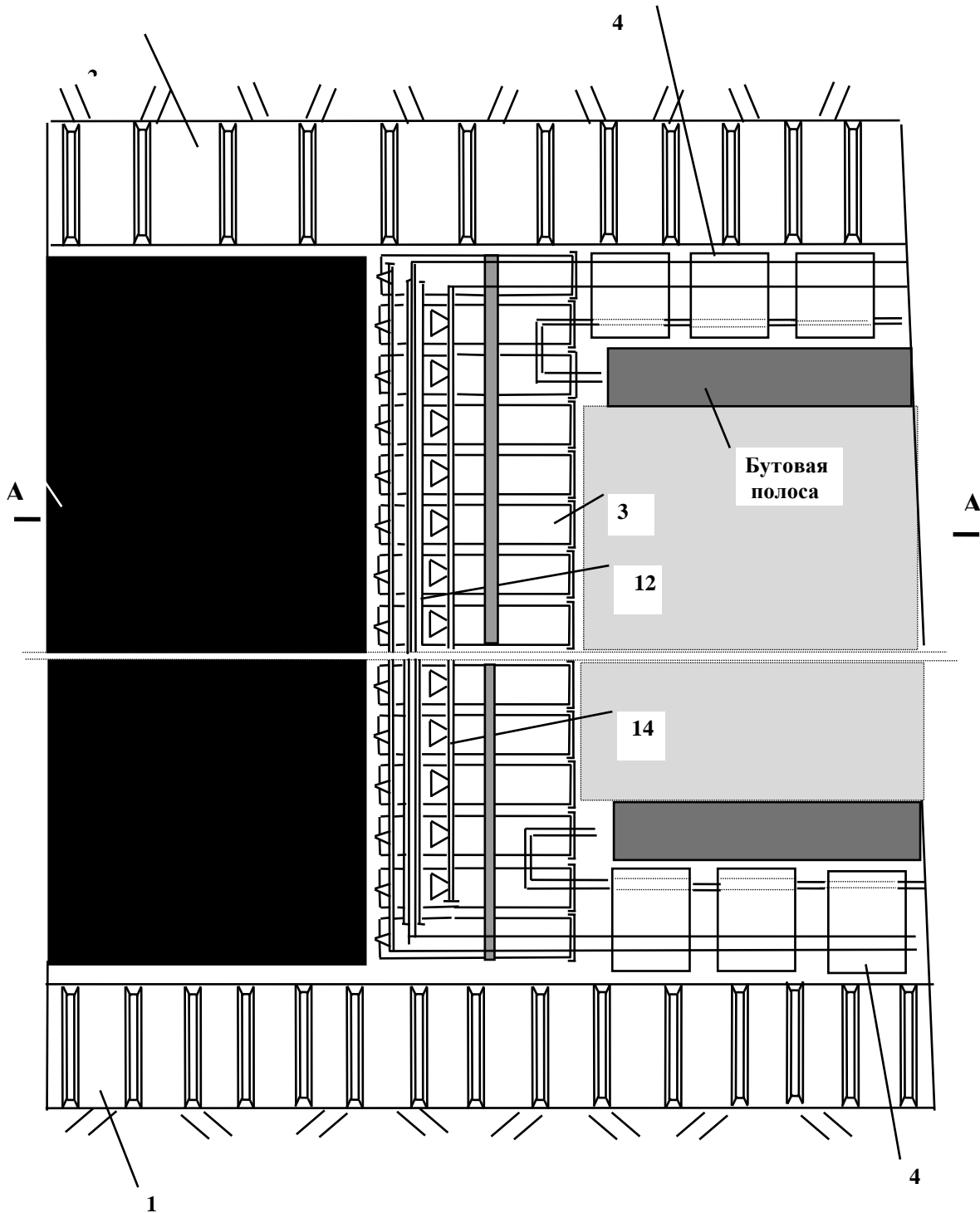


РИС. 2.19

механизированной крепи 3 передвижение агрегата, поддержание кровли в призабойной полосе и управление ею в выработанном пространстве. Одновременно производят выдачу секций продольно-бортовых крепей 4 на капитальную горную выработку, пройденную на границе выемочного столба, в случае его отработки обратным ходом (рис. 2.18), или же подачу из этой капитальной горной выработки секций 4 в пространство между штреками и искусственно возводимыми с помощью закладочного трубопровода 14 быстротвердеющими полосами, формируемыми вслед за движением "лавы" при отработке столба прямым ходом (рис. 2.19).

При этом, как видим, крепление самих штреков вообще не нарушается, крепи сопряжений лавы со штреками отсутствуют вовсе, а самоходные секции продольно-бортовых крепей всегда находятся в достаточно защищенном от влияния выработанного пространства месте и могут быть выполнены достаточно мобильными и надежно работающими.

Агрегат, как и в предыдущем случае, также имеет термоизолирующую стенку, которая обеспечивает охлаждение жизненно важных его механизмов и устройств, прежде всего в системе его передвижения и взаимодействия с боковыми горными породами, а также термоизоляцию высокотемпературной зоны непосредственно у горящего угольного пласта.

Совершенно, конечно, очевидно, что описанные схемы очистных энергопроизводящих агрегатов носят в определенной мере лишь принципиальный характер и призваны активизировать поиск в этом весьма не простом, но и вместе с тем весьма перспективном направлении, а реальные конструктивные проработки, аэродинамические и тепловые расчеты позволят более обоснованно подойти к выбору дальнейших шагов в решении проблемы.

Более того, практическая разработка идеи отработки угольных

пластов не просто комплексами очистного механизированного оборудования для добычи угля (первичного энергоносителя), как это делается сегодня, позволит синтезировать воедино эффективным образом ряд важнейших рассматривавшихся выше решений и может иметь самые неожиданные продолжения и развитие. В качестве одного из доказательств и в подтверждение сказанному можно привести следующие принципиальные соображения.

Описанные здесь комплексы энергопроизводящего очистного оборудования (рис. 2.16 - 2.19), как это вытекает из предыдущего изложения, базируются, в отличие от рассматривавшихся выше термогазодинамических и парогазовых технологий, по-сути дела на осуществлении в идеальном случае одной единственной реакции горения углерода (реакции (1.2), часть 1), при которой, вообще говоря, высвобождается в форме тепла максимально возможное количество внутренней химической энергии топлива - угля за счет воздействия на него в качестве реагента кислорода.

Поэтому с чисто энергетической точки зрения создание описанных энергопроизводящих механизированных комплексов "очистного" оборудования, по-видимому, явилось бы наиболее предпочтительным. Однако, вследствие достаточно высоких температур, сопровождающих горение угля, и необходимости эффективного преобразования энергии высокотемпературных продуктов горения угля в промежуточный энергоноситель (в частности) в виде водяного пара непосредственно в условиях "очистного" забоя создание таких энергопроизводящих комплексов оборудования в инженерном плане представляется достаточно сложным. В связи с этим большой практический интерес представляет поиск и других путей реализации механизированных комплексов "очистного" оборудования рассматриваемого типа.

Наиболее очевидным здесь представляется использование прежде всего таких реагентов, воздействующих на уголь, и химических реакций "преобразования" топлива, которые бы при достаточно высоких скоростях протекания реакций не сопровождались слишком высокими температурами. С учетом всего предыдущего изложения представляется целесообразным использование в качестве воздействующего на уголь в пласте реагента высокопотенциального водяного пара и осуществление в механизированном комплексе "очистного" энергопроизводящего оборудования основных принципов рассматривавшейся выше парогазовой технологии безлюдной отработки пластов.

Другими словами, если в комплексах оборудования, представленных на рис. 2.16 - 2.19 в качестве дутья использовать высокопотенциальный водяной пар и при этом полностью исключить их них рассредоточенный по длине "лавы" парогенератор 12, являющийся по своей сути обычным котлом-утилизатором, то эти комплексы оборудования фактически превращаются в передвижные (механизированные) газогенерирующие агрегаты, производящие прямо в пласте водяной синтез-газ, направляемый в дальнейшем для сжигания в той или иной технологической схеме подземного энергокомплекса.

И напротив, если же рассредоточенный вдоль лавы парогенератор 12 не исключать, а выполнить по типу обычного газового котла, в котором водяной синтез - газ, образующийся в "призабойной" зоне пласта, будет сжигаться за счет подачи в него (в парогенератор 12) воздуха, то есть и кислородосодержащего реагента, но воздействующего уже не на уголь, а на газообразное топливо и не в открытом "призабойном" пространстве, а в "топке" котла-парогенератора 12, то фактически ни технология работы, ни назначение и возможности этих энергопроизводящих комплексов оборудования принципиально не изменяются. Однако, что весьма и весьма

существенно, при этом в значительной мере снимаются упоминавшиеся выше технические затруднения.

Таким образом, энергопроизводящие комплексы "очистного" механизированного оборудования, как и подземные энерготехнологические комплексы, в зависимости от материальных потоков, циркулирующих в их структуре, также могут быть подразделены на три основных - базовых типа, а именно: механизированные энергокомплексы, вырабатывающие конечный продукт в виде электроэнергии непосредственно на "добычном" участке (рис. 2.16); механизированные энергокомплексы, обеспечивающие производство и выдачу из пласта промежуточного энергоносителя в виде водяного пара определенных параметров (рис. 2.18, 2.19) и, наконец, описанные только что механизированные энергокомплексы, осуществляющие переработку угля и выдачу из пласта обогащенного газообразного топлива в виде синтез-газа того или иного состава.

В целом последние соображения достаточно убедительно показывают, что осуществление и всемерное развитие идей подземной электроэнергетики имеет под собой серьезную научно-техническую базу и обладает большими потенциальными возможностями для кардинального развития всей технологии и техники "добычи" угля, то есть всей угольной промышленности, а во многом и всей угольной электроэнергетики.

## **2.11 Технологии отработки пластов энергопроизводящим оборудованием при открытой разработке угольных месторождений**

Отработка угольных месторождений открытым способом в последнее время получает все более широкое развитие и считается наиболее прогрессивным способом добычи угля. При разработке угольных пластов большой мощности (10-20 и более метров) с помощью современной экскавационной техники и горнотранспортного оборудования на угольных разрезах [ 54-56 ] иногда на порядок и более по основным технико-экономическим показателям удается превзойти эффективность добычи угля подземным способом.

Тем не менее, концентрация горных работ на разрезах достигла уже почти предельного своего уровня, машины и оборудование на разрезах нередко уже имеют, образно выражаясь, циклопический характер и, как все отчетливее выясняется в последнее время, крупномасштабные открытые горные разработки значительно нарушают окружающую среду обширных регионов и ухудшают экологическую обстановку. Наиболее пригодные для эффективной открытой добычи угля месторождения, в частности Канско-Ачинский бассейн (КАТЭК) и другие, находятся в удаленных Восточных районах, что обуславливает необходимость крупномасштабных перевозок топлива на Урал и еще дальше на запад, а стоимость перевозок угля железнодорожным транспортом на столь значительные расстояния, уже и сегодня в несколько раз превосходящая стоимость собственно добычи угля, по-видимому, объективно будет расти и дальше. Более того, угли этих месторождений обычно являются не достаточно высококачественными и имеют зольность, доходящую до 50 и даже более процентов, а их влажность достигает 20-30%. Ясно, что транспортировка на значительные расстояния десятков миллионов тонн угля, содержащего более



половины балласта, да еще с учетом достаточно суровых климатических условий России, вместе со сказанным ранее, фактически обуславливает необходимость поиска направлений совершенствования и открытой разработки угольных месторождений, которые давали бы возможности преодолеть эти естественные факторы.

Один из таких подходов, лежащих в русле идей рассматриваемых в настоящей работе, обеспечивает способ открытой разработки угольных месторождений и добычной агрегат для его осуществления [ 57 ], предусматривающие переработку угля непосредственно в карьере и выдачу из него электроэнергии, как наиболее универсального и экологически чистого вида энергии. Фактически речь идет о том, что, как и в случае шахт (часть 1), угольные разрезы могут быть соответственно реконструированы в горно-технологические энергокомплексы с полностью замкнутым циклом отработки месторождения и производства электроэнергии, причем здесь также возможны достаточно разнообразные пути и технические решения.

Указанный выше способ открытой разработки угля реализуется следующим образом (рис. 2.20). После отвода участка земли для производства горных работ по отработке угольного месторождения и выработке электроэнергии (как конечной в данном случае цели использования угля), строительства необходимых зданий и сооружений, монтажа и наладки на

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА РАБОТЫ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УГОЛЬНОГО КАРЬЕРА**

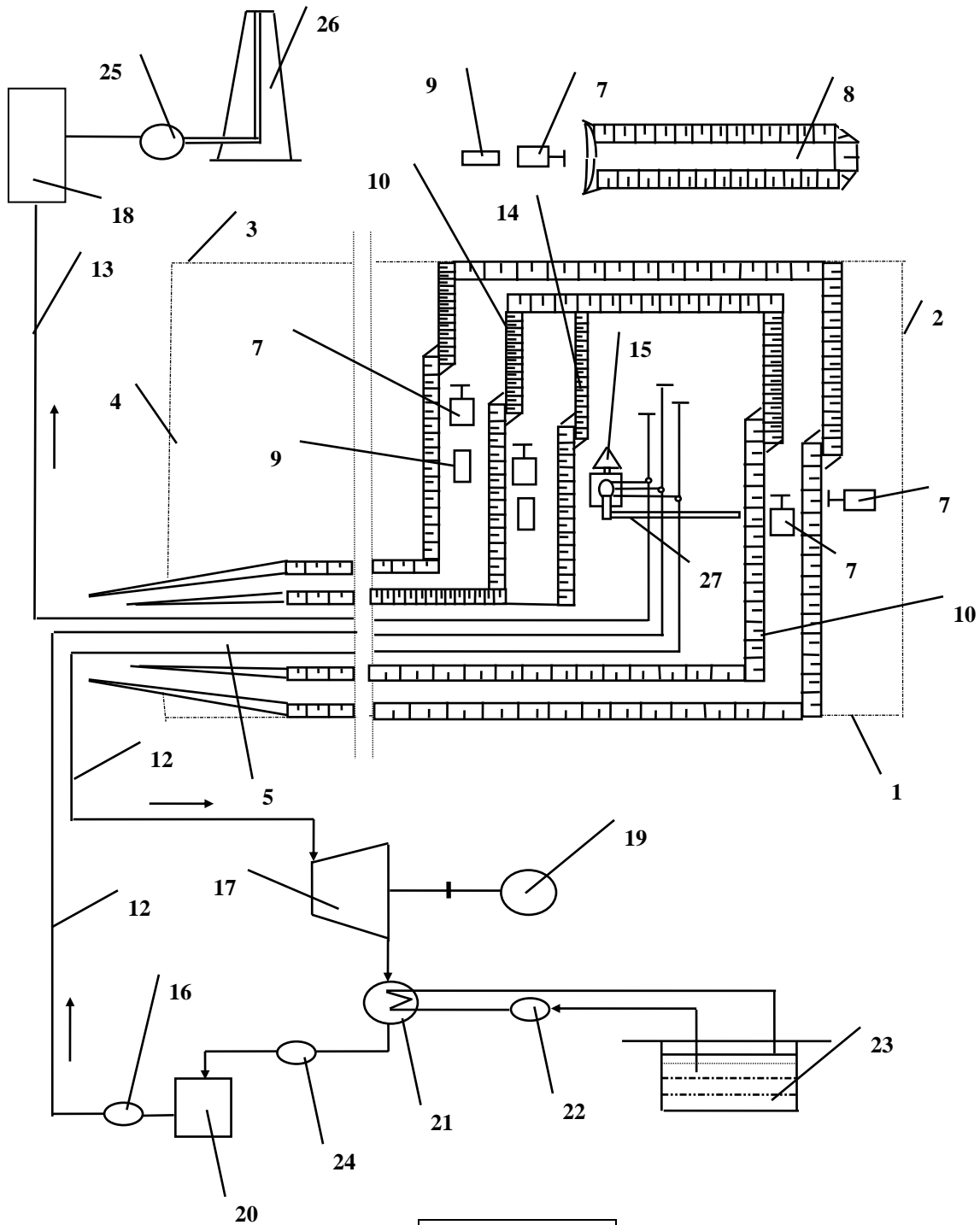


РИС. 2.20

поверхности и карьере, оконтуренном границами 1-4, после проходки выездной (капитальной) 5 и разрезной траншей 6, формируют фронт горных работ. При этом настилающую угольный пласт породу разрабатывают вскрышными экскаваторами 7 и первоначально (в случае строительства нового энерготехнологического разреза) складировуют во внешнем отвале 8, причем породу из карьера выдают с помощью средств колесного транспорта 9 (например), а в дальнейшем, после того как будут сформированы породные уступы 10 и во внутреннем отвале, породу складировуют в последнем. Перемещение породы во внутренний отвал осуществляется все тем же колесным транспортом либо с помощью транспортно-отвального оборудования по бестранспортной схеме.

В выездной 5 и разрезной траншеях 6 тем или иным образом устанавливают магистральный карьерный водопровод 11, магистральный термостатированный паропровод 12 и магистральный трубопровод для выдачи газообразных продуктов сжигания угля из карьера 13. В добычном уступе 14 устанавливают добычной агрегат 15, который снабжают котельной установкой, включающей паровой котел с топкой для сжигания угля и парогенератор, воздухоподогреватель, водяной экономайзер, пароперегреватель, средства углеподготовки и золоудаления, а также устройства извлечения полезных сопутствующих компонентов из угля и из золоотходов. Котельную установку агрегата 15 соответствующим образом подключают к магистральным карьерным трубопроводам 11-13, а последние соответственно к питающему насосу 16, паровой турбине 17 и установке тонкой очистки газообразных продуктов сжигания угля 18.

После включения в работу добычного агрегата 15 осуществляют отбойку (выемку) угля и его переработку путем сжигания практически

непосредственно в забое и обеспечивают выработку промежуточного энергоносителя в виде пара. Водяной пар по магистральному термостатированному паропроводу 12 поступает на паровую турбину 17, размещенную на поверхности карьера в подходящем месте. Паровая турбина 17 вращает связанный с ней электрический генератор 19, а отработанные вода и несконденсированный пар поступают в накопительный бак 20 и конденсатор 21 соответственно. В конденсатор 21 циркуляционным насосом 22 из пруда-охладителя 23 (или из охладителя башенного типа-градирни) непрерывно подается холодная вода. Поэтому отработавший пар в конденсаторе 21 превращается в жидкость и конденсатным насосом 24 подается в бак-накопитель 20, откуда холодная вода питающим насосом 16 снова подается в магистральный карьерный водопровод 11 и далее в паровой котел добычного агрегата-экскаватора 15.

Газообразные продукты сгорания угля из топки парового котла добычного агрегата 15 поступают по магистральному карьерному трубопроводу 13 на установку тонкой очистки 18, обеспечивающую извлечение сернистых и других вредных примесей до допустимых концентраций, после чего очищенные газообразные продукты сгорания дымососом 25 через вентиляционную трубу 26 на заданной высоте выбрасываются в атмосферу. Зола из топки парового котла с помощью соответствующих средств золоудаления 27 подается для складирования во внутренний отвал карьера непосредственно или же после той или иной переработки (в случае необходимости).

Интенсивность вскрышных работ, отработка добычных уступов, которых может быть и несколько, при этом определяется тепловой и электрической мощностью потребителей, расположенных соответственно рядом с карьером и даже далеко за его пределами.

Отличительным и весьма существенным здесь является также то, что одновременно с добычей и переработкой (сжиганием) угля осуществляется комплексное извлечение сопутствующих полезных продуктов, содержащихся в угле. Для этого уголь, вынимаемый многоковшовым (например) исполнительным органом 28 добычного агрегата 15 с помощью транспортирующего устройства в стреле 29 (рис. 2.21) подают в промежуточный бункер-накопитель 30 и далее в устройство углеподготовки 31. В последнем производят снижение до приемлемого уровня зольность добываемого угля (при необходимости) и его разрушение, например, размол до пылевидного состояния, с целью последующего эффективного сжигания. Затем пылевидный уголь подают на установку извлечения полезных компонентов 32, например, сорбционного типа, и, наконец, в топку парового котла 33 с воздухоподогревателем. Образующиеся в топке котла зола и шлаки подают в устройство 34 по извлечению полезных компонентов, после чего она (зола) направляется в отвал либо при необходимости подается для последующего использования (например, для производства строительных материалов). В состав добычного агрегата 15 помимо указанных устройств входят также водяной экономайзер 35 и пароперегреватель 36, расположенные также на поворотной платформе агрегата 37, используемые как и обычно.

Создание на базе угольного разреза подобного горно-энергетического комплекса с описанной совокупностью



технологических процессов и технических средств является в какой-то мере как бы идеальным и в каждом конкретном случае тем или иным образом может видоизменяться и уточняться за счет применения других более узких или специфических, в частности более простых технико-технологических решений, средств и оборудования. В частности, представляет несомненный практический интерес создание таких добычных устройств и агрегатов, которые бы располагали всем необходимым оборудованием и устройствами для осуществления всего замкнутого (полного) цикла выработки электроэнергии, используемой как для собственных нужд, так и для выдачи непосредственно из добычного уступа угольного разреза.

С учетом всего предыдущего изложения настоящей работы легко можно представить себе, что для этого имеется целая гамма современных методов и технических средств, в том числе и высокоэффективных перспективных методов переработки угля и производства электроэнергии, уже рассматривавшихся выше. Здесь же мы рассмотрим лишь одно из технических решений [ 58 ], имеющих определенный самостоятельный интерес.

Добычной агрегат - добычной экскаватор может быть оборудован автономной энергогенерирующей установкой, включающей (рис. 2.22) термогазогенератор топливной композиции - газификатор угля 1, газотурбинную энергоустановку 2 и парогенерирующее устройство 3. В качестве термогазогенератора 1 здесь также может быть использован рассматривавшийся выше газификатор угля ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, имеющий вертикальный канал (шахту) 4 для подачи самотеком угля в реакционную камеру 5, газораспределительную решетку 6, трубопроводы (каналы) 7 паровоздушного дутья. Переработка угля

**СХЕМА ГАЗОТУРБИННОЙ ГЕНЕРИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ  
ЭНЕРГОПРОИЗВОДЯЩЕГО ДОБЫЧНОГО ЭКСКАВАТОРА**

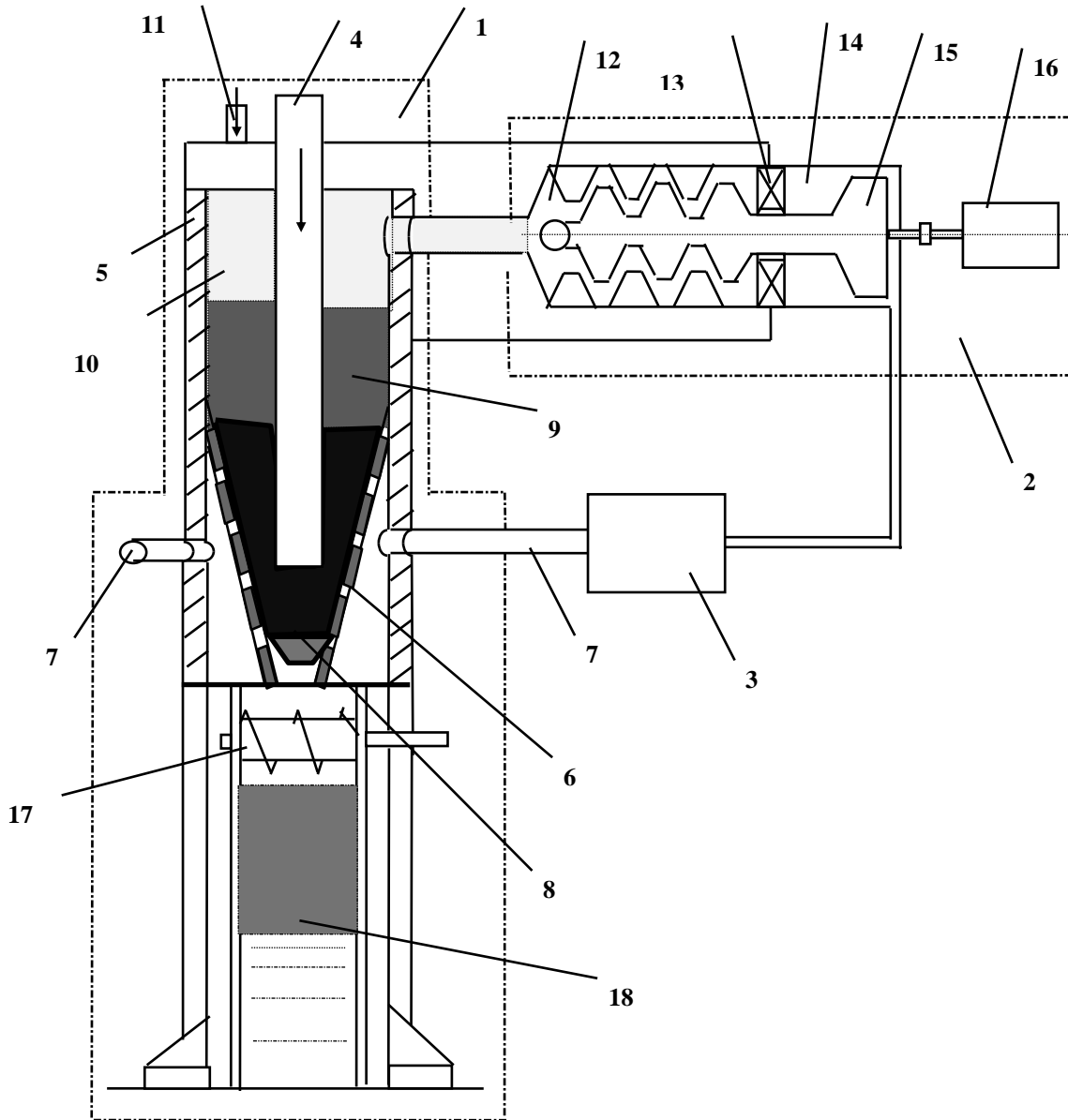


РИС. 2.22



в топливную композицию в виде смеси генераторного газа и пылевидного твердого топлива - угля осуществляется в стационарном 8 и псевдоожигенном 9 слоях за счет высокой интенсивности паровоздушного дутья, подаваемого через газораспределительную решетку 6. Топливная композиция, из верхней части 10 реакционной камеры 5 под воздействием вторичного дутья, поступающего из канала 11, вытягивается и поступает в компрессор 12 и далее в горелочное устройство 13 с камерой сгорания 14. Высокотемпературные продукты сгорания топливной композиции затем поступают в газовую турбину 15, приводящую во вращение электрический генератор 16.

Режим работы энергоустановки в целом выбирается таким образом, чтобы сжигание и угля, и топливной композиции обеспечивалось по возможности с минимальными температурами, что в свою очередь будет сопровождаться наибольшей экологической чистотой переработки топлива, а с другой стороны, даст возможность использования относительно простой высоконадежной газотурбинной энергоустановки. При этом, правда, предъявляются повышенные требования к работоспособности компрессорной установки 12, которая должна обеспечивать определенную степень сжатия смеси воздуха, генераторного газа и пылевидного твердого топлива. Здесь возможно, конечно, и самое простое техническое решение, при котором топливная композиция сжигается в воздушном котле карнотизированной газотурбинной энергоустановки (часть 1) или даже в самой обычной котельной установке, если использовать для вращения электрического генератора обычную паровую турбину. Однако, в данном случае более предпочтительной является именно газотурбинная энергоустановка, в которой в качестве основного рабочего тела является не вода, а фактически обычный атмосферный воздух со всеми вытекающими отсюда последствиями.

Относительно небольшое количество воды при этом необходимо только для получения пара в парогенерирующем устройстве 3, которое используется для выработки пара в системе паровоздушного дутья газификатора угля за счет использования - утилизации остаточного тепла отходящей струи (выхлопа) газовой турбины 15. Водяной пар вместе с первичным дутьем на газификацию угля подается под газораспределительную решетку 6 по системе каналов и трубопроводов 7. По мере переработки угля удаление золоотходов из реакционной камеры 5 осуществляется шнековым золоудалителем 17, а саму золу 18 эвакуируют далее по тому или иному назначению.

В целом создание энергопроизводящих добычных экскаваторов для открытой разработки угольных месторождений в какой-то мере может показаться даже как бы возвратом к уже прошедшим этапам развития экскаваторостроения и некоторых транспортных машин, в частности паровозов. Однако, учитывая сказанное в отношении перспектив развития индустрии теплоэнергоснабжения, с учетом возможностей использования самых последних достижений в области переработки и использования твердого топлива, а также энергомашиностроительной техники, можно предположить, что технология открытой разработки угольных месторождений с использованием энергопроизводящего добычного оборудования найдет свое промышленное использование и достаточно эффективную область применения.

## **2.12 Подготовка и строительство столбов-газогенераторов**

Как было показано ранее, отработка угольных пластов безлюдными термодинамическими методами действительно обеспечивает радикальное сокращение существующих технологических звеньев и операций по "добыче угля", поскольку при этом, помимо вскрытия месторождения, остается

необходимость производства, по- сути дела, только одного из многих основных технологических процессов таких, как разрушение угля в очистных забоях, выдача его из лав, крепление и управление кровлей, транспорт по шахте, выдача угля на поверхность и погрузка его в железнодорожные вагоны. Речь идет о том, что на угольных шахтах, при переводе их на безлюдные термодинамические методы отработки пластов, помимо работы практически полностью сохраняющегося стационарного оборудования и соответствующих ему процессов (вентиляция, водоотлив, подъем и др.), остается один единственный основной технологический процесс, а именно процесс проведения-проходки подготовительных горных выработок или точнее строительства и обустройства столбов-газогенераторов.

Различия в подготовке и строительстве столбов-газогенераторов рассматривавшихся выше двух основных типов, а именно столбов-газогенераторов с поперечными скважинами и с продольно-совмещенной подготовкой являются не принципиальными. При этом самым главным и наиболее трудоемким является проведение собственно горной выработки, будь-то участковая подготовительная выработка (штрек или разрезная траншея) или же капитальная выработка, используемая для подготовки и последующей отработки нескольких столбов-газогенераторов или даже нескольких угольных пластов.

Технология проведения горных выработок в угольной промышленности [ 59 ], да и вообще в практике подземного строительства, является довольно разработанной и промышленно освоенной, что обеспечивает благоприятные возможности для ускоренной разработки и практического внедрения новых термодинамических технологий отработки угольных месторождений и производства электроэнергии. Небольшой круг вопросов, которые

возникают при подготовке и строительстве столбов-газогенераторов фактически сводится только к выбору типовой формы сечения и самой технологии проведения нарезных выработок, технологии сооружения изолирующих полос вдоль штреков, а также бурения технологических скважин по пласту для отработки его столбами-газогенераторами с поперечными скважинами.

Выбор типовой формы сечения подготовительных горных выработок может в целом базироваться на освоенных в угольной промышленности типах крепи и технологиях проходки, а возведение защитно-изолирующих полос должно в максимальной степени совмещаться с проходческим циклом проведения подготовительных выработок.

На основании ряда предварительных соображений и выполненного в СНТТ "Техноподземэнерго" анализа, в качестве типовой подготовительной горной выработки столба-газогенератора может быть рекомендована трапецидальная выработка сечением  $12,8 \text{ м}^2$  в свету (высота 2,8 м и ширина 4,6 м) с крепью, имеющей дополнительную стойку по середине выработки, как это достаточно широко применяется в Подмосковном угольном бассейне и сегодня. Технология проведения такой выработки реализуется на основе применения горнопроходческого комбайна

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДГОТОВКИ  
СТОЛБА-ГАЗОГЕНЕРАТОРА С ПОПЕРЕЧНЫМИ СКВАЖИНАМИ**

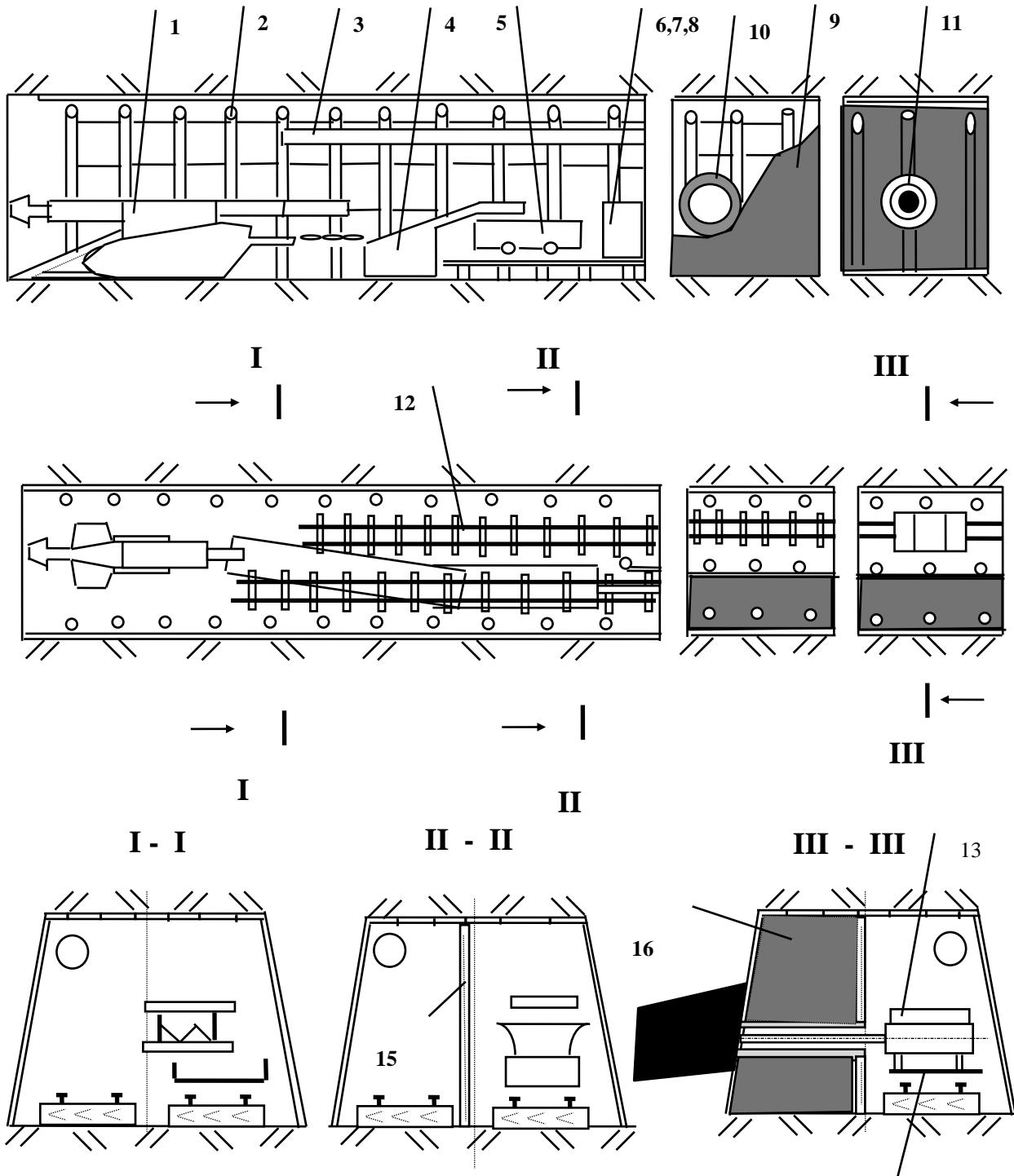


РИС. 2.23

1ГПК легкого типа и показана на рис. 2.23, где обозначены: 1 - комбайн 1ГПКС; 2 - шахтная крепь (модуль 89); 3 - вентиляционный трубопровод (став); 4 - ленточный перегружатель ППЛ1; 5 - бункер-накопитель (вагон ВПК-7); 6 - ленточный конвейер; 7 - дробильно-закладочный комплекс "Титан"; 8 - гибкий трубопровод; 9 - дробленая горная масса; 10 и 11 - опорный узел и буровая штанга; 12 - рельсовый путь; 13 - буровая установка Б-68 КР; 14 - рельсовая платформа; 15 - промежуточная стойка с межрамной затяжкой и 16 - изолирующая полоса.

Технология работ по проведению самой выработки особых пояснений не требует, однако при этом следует особо подчеркнуть, что в данном случае предусматривается возведение изолирующей полосы не в краевой части угольного пласта, примыкающей к горной выработке, как на это указывалось выше, а непосредственно в части сечения проходимого штрека, что максимально упрощает и снижает трудоемкость работ по возведению изолирующей полосы. Последние фактически являются органической частью проведения самой подготовительной горной выработки, нарезающей столб-газогенератор.

При возведении изолирующей полосы представляется целесообразной следующая последовательность работ:

- разработка породного массива комбайном стрелового типа с подачей горной массы в передвижной бункер-накопитель;
- крепление выработки;
- затяжка межрамными перекрытиями (со стороны изолирующей полосы) пространства между средней стойкой крепи и стенкой выработки;
- сооружение опорных узлов для монтажа трубопроводов и других коммуникаций столба-газогенератора;

- подача горной массы в дробильно-закладочный комплекс типа "Титан", а из него - в пространство между средней стойкой и стенкой выработки.

Укладываемая в изолирующую полосу горная масса, получаемая здесь же в проходческом забое, при необходимости может смачиваться глинистыми либо другими скрепляющими составами, с целью снижения проницаемости изолирующей полосы, так как при отработке межскважинных целиков в столбах-газогенераторах с поперечными скважинами может понадобиться исключение неконтролируемых подсосов воздуха в каналы газификации угля. Возможны и другие вполне приемлемые технические пути решения этого вопроса. Один из них может заключаться в размещении внутри изолирующей полосы перфорированного трубопровода, по которому в случае необходимости изолирующая полоса может пропитываться вязкотекучими смесями, например, бентонитовой смесью, как это достаточно широко применяется при строительстве тоннелей и метрополитенов для гидроизоляции закрепного пространства.

Бурение технологических поперечных скважин по пласту может осуществляться непосредственно из горной выработки после возведения изолирующей полосы с помощью буровых установок БГА-2М или Б-68. При этом в отличие от существующих сегодня относительно жестких требований при бурении этими установками скважин по пласту и не нерешенностью проблемы достижения высокой точности (направленности) бурения ими длинных скважин, в данном случае основным требованием в этой части остается практически только не выход скважины из плоскости пласта, то есть за пределы самого угольного пласта, хотя в какой-то мере это обстоятельство накладывает определенные ограничения на размеры подготавливаемого к работе столба-газогенератора. При отработке же пластов столбами-

газогенераторами с продольно-совмещенной подготовкой эта проблема и вовсе отсутствует, как и отсутствует сама необходимость в каких-либо скважинах по угольному пласту.

Важными элементами обустройства столбов-газогенераторов являются системы трубопроводов, обеспечивающих эффективное ведение процессов газификации угля в пласте путем подачи соответствующих газифицирующих уголь реагентов и отвода продуктов газификации для того или иного последующего их использования. Этот вопрос пока остается наименее изученным и потребует проведения тщательных проработок, расчетов и исследований.

### **2.13 Особенности строительства подземных камер и сооружений для рациональной компоновки и эксплуатации энергокомплексов**

Создание подземных энерготехнологических комплексов особенно достаточно большой мощности требует хотя и единовременного, но все же значительного подземного строительства, точнее дополнительных к имеющимся в шахте, подземных камер и сооружений для размещения под землей того или иного энерготехнологического оборудования, имеющего при значительных мощностях относительно большие габаритные размеры и массу.

Ограниченные габариты шахтных вертикальных, горизонтальных и наклонных выработок и возможности механизмов для перемещения по ним грузов накладывают, пожалуй, единственное относительно существенное ограничение на верхний предел мощности применяемого энергооборудования, которое, вообще говоря, может быть преодолено либо путем некоторой его конструкторской перекомпоновки, либо за счет модульного наращивания требуемых производительности и мощностей путем применения



энергоустановок меньшей единичной мощности. Опыт подземного строительства к тому же показывает, что при необходимости в отдельных случаях непосредственно под землей могут выполняться также и достаточно точные монтажно-сборочные работы, включая сварку узлов работающих под давлением и т.д. Однако, размещение оборудования энергокомплексов в подземных условиях приводит к необходимости рассмотреть вопросы сооружения подземных камер высотой 10-15 метров и длиной до 100-250 м более подробно.

Выполненный ранее в СНТТ "Техноподземэнерго" небольшой анализ в этой области [ 36 ] показывает, что в целом к настоящему времени накоплен уже значительный опыт строительства и эксплуатации крупных подземных объектов (склады и хранилища, опасные производства и т.д.), не говоря уже об опыте собственно подземной разработки месторождений полезных ископаемых. Особенно большой опыт по созданию крупногабаритных подземных сооружений накоплен в транспортном строительстве, в частности при строительстве метрополитенов и туннелей. Достаточно указать, что в последние годы было построено ряд односводчатых станций метрополитенов ("Тимирязевская", "Петровско-Разумовская" и другие в Москве, "Заводская" в Днепропетровске, "Геологическая" в Екатеринбурге и т.д.), которые имеют ширину (пролет) порядка 25 м, высоту 12 м и длину 250 м. Подобные станции получили широкое распространение в Парижском метро, где они считаются типовыми.

Примерно такие же габаритные размеры имеют и многие гидротехнические сооружения, где подземные камеры используются в качестве машинных залов, трансформаторных подстанций и т.д., а также применяются туннели различного назначения (строительные, подводные и водосбросные). Ниже в таблицах 2.1 и 2.2 приведены параметры некоторых

крупногабаритных подземных сооружений, построенных ранее в СССР.

Последовательность горно-проходческих работ при этом, как и обычно, зависит от величины поперечного сечения сооружаемой камеры или другого объекта и от конкретной горно-геологической ситуации создания подземного энергокомплекса. В устойчивых горных породах с коэффициентом крепости 8 и более по М.М. Протодяконову проходку подсводовой части камеры шириной не

Таблица 2.1

Размеры подземных камер для машинных залов ГЭС

Название или ГАЭС	ГЭС	Размеры камер машзала, м			Площадь поперечн. сечения, м <sup>2</sup>	Объем, м <sup>3</sup>
		высота	ширина	длина		
1		2	3	4	5	6
Ингурская		47	25	150	1100	160
Калмыкская		47	28	130	1300	170
Рогунская		57	27	200	1500	300
Хаобинская (Вьетнам)		57	25	250	1400	350

более 20 м рекомендуется (СНиП 3.07.01-85) выполнять на полное сечение с последующим возведением постоянной крепи свода из бетона. Поскольку нижние уступы разрабатываются значительно быстрее, нежели подсводовая часть камеры, то высота этой части задается минимальной в зависимости от

габаритных размеров применяемого проходческого оборудования.

В устойчивых породах с коэффициентом крепости 4-8 по М.М. Протоdjяконову при ширине подсводовой части более 20 м ее проходку и бетонирование рекомендуется (СНиП 3.07.01-85) выполнять с опережением центральной части сечения, причем последняя проходится обычно насквозь на всю длину камеры. Параллельно с разработкой подсводовой части камеры производится бурение вертикальных скважин вдоль стен выработки для предварительного щелеобразования перед началом разработки

Таблица 2.2

Параметры гидротехнических туннелей большого сечения

Название ГЭС	Туннель	Размеры в проходке , м			Форма сечения	Породы
		Площадь, м <sup>2</sup>	Ширина, м	Высота, м		
1	2	3	4	5	6	7
1. Байпазинская	Строит. и подводящ.	200	16	16	Корыобразное	Известн., аргиллиты
2. Днестровская ГАЭС	Подводящий	100	11,5	9,5	Круглая	Аргилл., алевролл.
3. Ингурская	Отводящий, строит.	140	12	14,3	Коробковая	Известн., галечник
		180	15,2	13,6	То же	
4. Рогунская	Строительные (2)	140, 190	12,5	12,5	Корыобразное	Песчан., алевролл.
5. Токтогульская	Строит.	200	13	15	То же	Известн.
6. Курейская	Строит.	290	17,3	19,1	То же	Долерит, песчаник

7. Нурекская	Строит. (3)	120, 150	11,5	12,5	То же	Песчан., алеврол.
8. Хантайская	Строит.	100	10	10	То же	Известн., д олерит

нижнего уступа в сечении камеры. В процессе проходки подсводовой части осуществляется крепление временной крепью (анкера, железобетон, их комбинация), а затем постоянной бетонной крепью. Разработку центральной части и крепление стен камеры начинают после закрепления подсводовой части постоянной бетонной крепью. Бетонные работы ведут с отставанием от забоя не более 50 м.

На рис. 2.24 представлена укрупненная схема и технология проходки камеры в крепких устойчивых породах. Несколько отличается строительство больших подземных камер в крепких слабоустойчивых породах (рис. 2.25). В этих условиях наиболее распространена технология проходки способом опорного ядра. По этому способу сооружали строительство 2-х путного железнодорожного туннеля (участка трассы туннеля со слабоустойчивыми породами), а также различные камеры в Италии и Германии. В СССР подобным методом осуществлялось строительство станции метрополитена в г. Днепропетровске. При этом обычно принимается следующая последовательность горнопроходческих работ.

Вначале проходят боковые штольни на всю длину камер и сооружают бетонные (железобетонные) стенки, которые затем будут сопрягаться с постоянной крепью свода камеры. Далее раскрывают подсводовую часть камеры, разрабатывая породу в ней короткими вертикальными уступами и закрепляя свод постоянной крепью (обычно монолитный железобетон). Отставание этой крепи от забоя составляет примерно 4-6 м. Горной массой при этом заполняют ранее пройденные боковые штольни.

После проходки подсводовой части сооружают постоянную железобетонную крепь, опирая ее на стены боковых штолен и приступают к разработке центральной части камеры. Затем

## 2.14 Техничко-экономические показатели строительства подземных крупногабаритных камер

Ориентировочные показатели необходимых затрат ресурсов при строительстве крупногабаритных подземных камер без учета затрат на гидроизоляцию установлены в соответствии с нормативными документами ЕНиР; Е-36, вып. 2, 1987 г.; СНиП-IV-2-82 сб. 29, т.2, 1982 г. и опыта метростроения. Для камер проводимых в крепких устойчивых горных породах эти показатели приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

Затраты ресурсов на строительство подземной крупногабаритной камеры длиной 100 м, высотой 10 м и шириной 30 м

Операция	Затраты материалов				Затраты труда, чел/дн
	Сб.ж/б, м <sup>3</sup>	Монол. бет., м <sup>3</sup>	Сталь, т	Дерево, м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6
Проходка подсводовой части и ее постоянное крепление с применением опалубки	-	-	7,5 (Пр)	-	2000 (Пр)
	-	3000	10 (Бет)	9	12000 (Бет)
Подземная электроэнергетика					

Проходка и постоянное крепление нижней части камеры	-	-	5 (Пр)	-	1300 (Пр)
	-	2200	5,5 (Бет)	6	10000 (Бет)
Сооружение торцевых стен толщ. 1,5 м	-	650	20,5	28	400
<b>ИТОГО</b>		<b>5850</b>	<b>48,5</b>	<b>43</b>	<b>25700</b>

В таблице 2.4 приведены затраты материальных ресурсов на строительство примерно такой же крупногабаритной камеры в слабоустойчивых горных породах, которые, как видно, остаются на примерно том же уровне, что и в предыдущем случае.

Таблица 2.4

Затраты ресурсов на строительство подземной крупногабаритной камеры в крепких слабоустойчивых горных породах длиной 100 м, высотой 10 м и шириной 25 м

Операция	Затраты материалов				Затраты труда, чел/дн
	Сб.ж/б, м <sup>3</sup>	Монол. бет., м <sup>3</sup>	Сталь, т	Дерево, м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6
Проходка боковых выработок и постоянное крепление их стен с применением опалубки	-	-	5,5 (Пр)	-	1300 (Пр)
	-	1150	3,0 (Бет)	4	8000 (Бет)
Проходка и постоянное крепление свода-	-	4750	12,5(Бет)	12	15000 (Бет)
<b>Подземная электроэнергетика</b>					

вой части криволинейной выработки

Разработка центрального ядра камеры	-	-	-	-	2500
Бетонирование подошвы камеры	-	3750	1,0	5	380
Сооружение торцевых стен толщ. 2 м	-	750	26	29	500
<b>ИТОГО:</b>	-	10400	48	50	30400

Таблица 2.5

Затраты материальных ресурсов на проходку подземной крупногабаритной камеры (длина 100 м, высота 12 м и ширина 25 м) в слабых и неустойчивых горных породах и грунтах

Операция	Затраты материалов					Затраты труда, чел/дн
	Строит. смесь (цем.+ пес.), м <sup>3</sup>	Сб.ж/б, м <sup>3</sup>	Монол. бет., м <sup>3</sup>	Сталь, т	Дерево, м <sup>3</sup>	
1	2	3	4	5	6	7
Проходка боковых выработок щитовым механизир. компл.	300	692	-	1,6	100	166
Сооружение опорных узлов для крепи свода	-	-	14600	72	20	1200
<b>Подземная электроэнергетика</b>						

Проходка криволинейной верхней части	1200	604	-	3,5	420	1500
Проходка центрального ядра	-	-	-	-	-	5400
Разработка и крепл. нижнего свода	700	485	200	0,5	-	2200
Сооружение торц. стен	-	18	1088	34,1	46	924
<b>ИТОГО:</b>	<b>2200</b>	<b>1809</b>	<b>15888</b>	<b>111,7</b>	<b>586</b>	<b>11390</b>

Приведенные в таблице 2.5 ориентировочные оценки затрат по сооружению крупногабаритных подземных камер в слабых и неустойчивых горных породах и грунтах показывают, как и следовало ожидать, что их структура изменяется. Растут затраты на материалы для крепления камеры, но трудозатраты на собственно проходку при этом существенно снижаются. Это позволяет говорить о том, что в определенных условиях стоимость строительства подобных камер для создания подземных энергокомплексов может не очень сильно зависеть от горно-геологических условий конкретного места строительства и не может выступать в качестве какого-то серьезного ограничения в целом.

Более существенным в ряде случаев может оказаться скорость сооружения таких камер. Опыт строительства подобных подземных камер показывает на возможность получения темпов строительства от полутора до трех с половиной лет при объемах камеры от 30 до 150 тысяч кубометров (таблица 2.6).



Таблица 2.6

Ориентировочные оценки темпов строительства крупногабаритных подземных камер

Объем подземной камеры, тыс. м <sup>3</sup>	до 30	30...60	60...90	90...150
Продолжительность строи- тельства, годы	1,5	2	2,5	3,4

## 2.15 Выводы

Изложенное выше во второй части работы позволяет сделать следующие выводы.

1. Технология безлюдной термодинамической отработки угольных пластов органически вписывается в существующее горное хозяйство угледобывающих предприятий и в целом, практически полностью базируясь на нем, является новым этапом в развитии не только угольной промышленности, но и открывает новые возможности в производстве продуктов теплоэнергоснабжения путем рациональной интеграции горнотехнологических процессов отработки угольных месторождений и физико-энергетических процессов выработки электроэнергии в рамках единых энерготехнологических комплексов. Это в целом обеспечивает превращение угольной промышленности из энергопотребляющей отрасли, производящей первичное энергетическое сырье - уголь, в производителя и поставщика наиболее ценных конечных продуктов теплоэнергоснабжения в виде электроэнергии, тепла, горючих газов и т.д.

2. Термодинамические технологии изначально ориентированы на безлюдную отработку угольных пластов и, предполагая максимально возможное сокращение и ликвидацию многочисленных промежуточных технологических звеньев и операций на пути от места залегания угля в пластах до получения конечных продуктов теплоэнергоснабжения, обеспечивают единообразие и высокую степень унификации технико-технологических решений, что создает реальные предпосылки для широкого их использования в самых разнообразных горно-геологических условиях залегания угольных пластов, как при подземной, так и при открытой разработке угольных месторождений.

3. Имеется достаточно широкая гамма новых термодинамических методов

добычи и переработки угля, начиная с технических решений, предусматривающих на первом этапе сохранение существующей техники и технологии добычи угля, но в самой непосредственной и тесной увязке с выработкой конечных продуктов теплоэнергоснабжения, и предполагающих последующий переход на собственно безлюдные термодинамические методы отработки пластов с получением в пластах в качестве промежуточного более благородного энергоносителя - горючих газов, вплоть до реализации в конечном итоге методов отработки пластов агрегатами и комплексами энергопроизводящего оборудования, позволяющих максимально приблизить место выработки конечных продуктов теплоэнергоснабжения к месту залегания угля в пластах и обеспечить потенциально наиболее высокие экологическую чистоту, экономическую эффективность и безопасность работ.

4. Термодинамические технологии безлюдной отработки угольных пластов базируются на использовании существенно различных физико-химических процессов и явлений получения и преобразования энергии, в частности на окислительно-восстановительных процессах, в основе которых лежит использование кислородосодержащего дутья в качестве газифицирующего уголь реагента и на чисто восстановительных процессах, использующих бескислородные реагенты - высокопотенциальный водяной пар, что создает благоприятные условия для поиска и отработки действительно практически реализуемых и промышленно эффективных практических решений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Появление подземной электроэнергетики непосредственно вытекает из всего предшествующего опыта становления и последующего интенсивного и широкомасштабного развития топливно-энергетических отраслей промышленности ряда передовых в индустриальном отношении мировых стран. В еще большей степени это является следствием весьма тяжелого, а по-просту говоря, кризисного состояния угольной промышленности, которая в таких странах, например, как Франция, Бельгия и Япония, а во многом и в таких старейших угольных мировых державах, как Федеративная Республика Германии и Великобритания, или почти прекратила свое существование, или же находится в стадии медленного умирания.

Глубокий кризис охватил к настоящему времени и угольную промышленность бывшего СССР. Переход в Российской Федерации и в Украине, на которые приходилась основная доля имевшегося шахтного фонда, на рыночно-ориентированное хозяйство, со всей неизбежностью поставил перед этими странами вопрос о закрытии чуть-ли каждой трех из четырех действующих сегодня угольных шахт. По своим отправным моментам и ближайшим последствиям все это имеет совершенно различный характер, как для упомянутых стран Запада, так и для стран-членов СНГ.

Так, если относительно небольшие потребности в угле стран Западной Европы могут быть покрыты за счет высокого их экспортного потенциала в других отраслях путем его импорта из стран с достаточно развитой и эффективной угольной промышленностью (из Австралии, США, Канады и ЮАР, например), то для Украины, почти не располагающей собственными запасами других еще более важных энергоносителей - нефти и природного

газа, вынужденное массовое закрытие угольных шахт превращается чуть-ли не в катастрофу. И это при том, что на многих угольных шахтах Донбасса на вышележащих горизонтах оставлены десятки миллиардов тонн угля (тонкие и весьма тонкие угольные пласты, нарушенные месторождения и т.п.), являющихся вскрытых и фактически уже доступных к разработке новыми безлюдными методами. Вовлечение в эффективную разработку этих запасов угля могло бы дать вторую жизнь этому важнейшему региону и на многие годы снять остроту проблемы его теплоэнергоснабжения.

Чрезвычайно тяжелой является проблема закрытия шахт и для Российской Федерации, хотя доля угля здесь сегодня и не превышает 18-20% в общем покрытии энергетических потребностей страны, а разведанные запасы нефти и газа составляют заметную долю от мировых и их добыча уже находится на достаточно высоком уровне. Это обусловлено тем, что закрытие шахт само по себе является дорогостоящим мероприятием и связано с необходимостью решения весьма сложных социальных проблем, вытекающих отсюда и усиливающих и без того тяжелую социально-экономическую ситуацию в России в целом в нынешний переходный период, не говоря о том, что Россия располагает едва ли не крупнейшими в мире запасами угля.

Разработанная и осуществляемая в Российской Федерации так называемая программа реструктуризации угольной промышленности сегодня тем не менее исходит из того, что особо убыточные, низкорентабельные и не перспективные шахты должны быть закрыты уже в течение нескольких ближайших лет с тем, чтобы перебазировать добычу угля в богатейшие Восточные районы и затем начать существенное наращивание добычи угля.

Однако подобная практика "созидания через разрушение" является далеко не бесспорной и в данном случае, а решение весьма сложных проблем

угольной промышленности, безусловно, должно осуществляться с использованием всех других, в том числе, конечно, и просто альтернативных закрытию путей развития.

Изложенное выше, по-нашему мнению, достаточно убедительно и вполне однозначно показывает, что во всяком случае с чисто принципиальных позиций, нет никакой необходимости ликвидировать какую бы то ни было шахту, поскольку даже полностью исчерпавшие промышленные запасы полезного ископаемого горные предприятия могут быть реконструированы в высокоэффективные подземные энергокомплексы того или иного типа по производству продуктов теплоэнергоснабжения.

Содержание настоящей книги в целом достаточно отчетливо показывает также несостоятельность сложившегося стереотипа в оценке места и роли угольной промышленности, как простого производителя и поставщика исходного энергоносителя - угля, а не конечных и наиболее ценных продуктов теплоэнергоснабжения. Сохранение этого заблуждения, становящегося уже опасным для рациональным образом сбалансированного развития ТЭК, лишь консервирует и отодвигает на потом многочисленные существующие проблемы и трудности теплоэнергоснабжения целых регионов Российской Федерации. И напротив, использование и дальнейшее развитие описанных в настоящей работе принципиально нового подхода и конкретных технико-технологических решений и технических идей, способно в конечном итоге не только вывести на качественно новый уровень развития саму угольную промышленность и "технология производства" электроэнергии, но и обеспечить комплексное и гармоничное развитие ряда других отраслей промышленности топливно-энергетического комплекса России и других угледобывающих стран в целом на базе все более широкого и эффективного использования угля, как

одного из наиболее надежных источников энергообеспечения в стратегическом плане.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Канторович Б.В. Введение в теорию горения и газификации твердого топлива. М., Metallurgizdat, 1960, с. 355.
2. Альтшулер В.С. Новые процессы газификации твердого топлива. М., Недра, 1976, с. 279.
3. Ильюша А.В. От шахт - к подземным энерготехнологическим комплексам. В кн.: Научные сообщения Института горного дела им. А.А. Скочинского. М., 1994, Вып. 300, с.99-106.
4. Хардгроу Дж., Солбес А., Листвинский Г., Котлер В.Р. Предтопок для сжигания углей с пониженными вредными выбросами вредных веществ в атмосферу. Электрические станции, 1993, № 9, с. 66-69.
5. Газификация твердого топлива. Труды третьей научно-технической конференции. М.: Изд-во нефтяной и горно-топливной литературы, 1957, с. 374.
6. Газификация и пиролиз топлив. Сборник статей. М., "Наука", 1964, с. 189.
7. Крейнин Е.В., Федерова Н.А., Звягинцев К.Н., Пьянкова Т.М. Подземная газификация угольных пластов. М.: Недра, 1982, с. 151.
8. Мельников Н.В. Минеральное топливо. М., "Недра", 1971, 215с.
9. Шафраник Ю. Уголь - энергетическая база регионов. Газета "Российские вести", № 118(542) от 29 июня 1994г.
10. Сучков С.И., Бабий В.И., Щукин Е.В., Нечаев В.А., Абросимов А.Н., Втюрин Ю.Н. и Николаев Л.А. Экспериментальная проработка и проектирование горнового газогенератора на паровоздушном дутье для опытной ПГУ. - Электрические станции, 1991, № 10. с. 27-34.
11. Рекламные материалы и проспекты общества "ТУРБОТЕХНИКА" и фирмы **НУОВО-ПИНЬОНЕ**. 1993.



12. Пат. № 2027854 РФ. Способ разработки угольных месторождений и комплекс оборудования для его осуществления/ А.В. Ильюша, Р.Г. Беккер, Е.И. Микляев, Н.П. Сеинов.- Открытия. Изобретения. 1995, № 3.
13. Пат. № 1828710 СССР. Атомная электрическая станция/ А.В. Ильюша. - Открытия. Изобретения, 1994, № 24.
14. Доброхотов В.И. Основные направления научно-технического прогресса, решаемые в рамках государственной программы России "Экологически чистая энергетика". - Промышленная энергетика, 1994, №12.
15. Ильюша А.В. В поисках атомной панацеи: нужны ли нам подземные АЭС? - Промышленная энергетика, 1994, №12.
16. Пат. № 1828711 РФ. Гидроаккумулирующая электрическая станция/ А.В. Ильюша, Р.Г. Беккер, Е.И. Микляев, А.Р. Эхин.- Открытия. Изобретения, 1994, № 24.
17. Дядькин Ю.Д., Гендлер С.Г., Смирнова Н.Н. Геотермальная теплофизика. "Наука", С.-Петербург. 1993, 254с.
18. Янко С.В., Васючков Ю.Ф., Селиванов Г.И. Отработка оставленных запасов угля с получением на поверхности различных энергоносителей.- Уголь Украины, 1982, № 12, с.6-9.
19. Васючков Ю.Ф., Селиванов Г.И., Янко С.В. Технология использования энергии подземного сжигания угольных пластов. - Уголь Украины, 1989, № 12, с.5-8.
20. Селиванов Г.И. Технология получения тепловой энергии при подземном сжигании оставленных в недрах запасов угля. -Подземное и шахтное строительство, 1991, № 10, с. 2-6.
21. Мучник В.С., Голланд Э.Б., Маркус М.Н. Подземная гидравлическая добыча угля. - М.: Наука, 1986, 224 с.
22. Бруер Г.Г., Колесникова С.М., Баранов М.П. Получение водоугольных суспензий из смеси кузнецкого и канско-ачинского углей. - Уголь, 1994, № 11, с. 49 - 51.

23. Векслер Л. Подземные атомные станции: панацея или новая кампания? - Промышленная энергетика, 1994, № 1.
24. Комаровский А.Н. Строительство ядерных установок. М., Атомиздат, 1963, с.329.
25. Гидроэлектрические станции. / Под ред. Ф.Ф. Губина. М., Энергоатомиздат, 1987, с.464.
26. Гидроаккумулирующие электростанции./ Под ред. Л.Б. Шейнмана. М., Энергия, 1978, с. .
27. Стырикович М.А., Шпильрайн Э.Э. Энергетика. Проблемы и перспективы. М., Энергия, 1981, с. 192.
28. Экономия первичной энергии путем применения тепловых насосов. // Глюкауф, 1995, 1/2, с. 76 - 77.
29. Ельчанинов Е.А. Проблемы управления термодинамическими процессами в зоне влияния горных работ. Москва, "Наука", 1989, 236 с.
30. Решение о выдаче патента РФ ОТ 09.08.94г. по заявке № 5047024/03(027829). Способ подземной разработки угольных пластов и комплекс оборудования для его осуществления/ А.В. Ильюша, С.С. Золотых, В.И. Каширин, Е.Д. Федорович, Е.В. Фомин и Е.А. Чайка.
31. Канаев А.А., Ратников Е.Ф., Копп И.З. Термогазодинамические циклы, схемы и энергооборудование атомных электростанций. М., Атомиздат, 1976, 318 с.
32. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. М., Высшая школа, 1974, 285 с.
33. Татьянченко Г.М., Писеев Н.А. Новая технология тушения горящих отвалов угольных шахт и обогатительных фабрик. Уголь, № 6, 1994, с. 13-14.
34. Энергетика СССР в 1986-1990 годах. Под ред. А.А. Троицкого. М., Энергоатомиздат. 1987, с. 351.
35. Технические предложения по основному тепломеханическому<sub>290</sub>

оборудованию выработки электроэнергии для энерготехнологического комплекса мощностью 100-150 Мвт с термогазодинамической технологией отработки пластов и переработки угля. Отчет НПО ЦКТИ. Рук. П.А. Кругликов. С.-П., 1993, с. 155.

36. Техничко-экономическое обоснование (ТЭО) создания подземных энерготехнологических комплексов мощностью до 150 Мвт с новыми термогазодинамическими технологиями отработки пластов и переработки угля. СНТТ "Техноподземэнерго". М., 1994, с. 169.
37. Автоматизация и автоматизированные системы управления в угольной промышленности. Под ред. Б.Ф. Братченко. М., "Недра", 1976, с. 383.
38. Комплексная механизация и автоматизация очистных работ в угольных шахтах. Под ред. Б.Ф. Братченко. М., "Недра", 1977, с. 415.
39. Электрические станции. № 8, 1994, с. 55.
40. Промышленная энергетика. № 10, 1992, с. 44.
41. Пат. № ..... РФ. Решение о выдаче патента от 10.09.94 г. по заявке № 5046463/03 (016780). Способ разработки угольных месторождений и комплекс оборудования для его осуществления/ А.В. Ильюша, Е.В. Фомин.
42. Пат. № 2003790 РФ. Способ отработки угольных пластов и комплекс оборудования для его осуществления/ А.В. Ильюша, Д.Д. Глазов, Ю.Н. Малышев, С.И. Мультианов, Н.Л. Разумняк, В.И. Серов. - Открытия. Изобретения. 1993, № 43-44.
43. Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1993, № 12, с. 25.
44. Пат. № 1836876 СССР. Способ отработки угольных пластов и комплекс оборудования для его осуществления/ А.В.Ильюша, Д.Д. Глазов, Н.Г. Картавий, Ю.Н. Малышев, Н.Л. Разумняк. Е 21 С 41/18, Е 21 В 43/295.
45. Заявка № 95102723/03 (005025) РФ от 24.02.95г. Способ отработки угольных пластов и производства электроэнергии и комплекс оборудования для его осуществления/ А.В. Ильюша, Е.В. Фомин.

46. Смирнов Г.В. Двигатели внешнего сгорания. М., 1967.
47. Смирнов Г.В. Под знаком необратимости. (Очерки о теплоте). М., "Знание", 1977, с. 144.
48. Белов П.М., Бурячко В.Р., Акатов Е.И. Двигатели армейских машин. Часть 1, М., 1971.
49. Казак В.Н., Капралов В.К., Крейнин Е. В. Пути снижения теплотерь при подземной газификации угольных пластов. - ФТПРПИ, 1990, № 6, с. 91-95.
50. Правила безопасности в угольных и сланцевых шахтах. М., "Недра". 1986, с. 448.
51. А.с. № 1727435 (СССР). Способ подземной газификации угольного пласта/ А.В. Ильюша, Н.В. Жемерев, В.И. Чернышов, Е.А. Барсукова, В.А. Солдатенко. Е 21 В 43/295.
52. А.С. № 161038 (СССР). Способ разработки угольных пластов и агрегат для его осуществления/ А.В. Ильюша. Е 21 С 41/18, Е 21 В 43/295.
53. А.с. № 1614585 (СССР). Способ подземной разработки угольных месторождений и агрегат для его осуществления/ А.В. Ильюша. Е 21 С 41/18, Е 21 D 23/00.
54. Ржевский В.В. Технология и комплексная механизация открытых горных работ. М., Недра., Часть 2, с. 550.
55. Домбровский Н.Г. Многоковшовые экскаваторы. М., Машиностроение. 1972. с. 425.
56. Виницкий К.Е. Оптимизация технологических процессов на открытых горных разработках. М., Недра. 1976, с. 280.
57. А.с. № 1798503 СССР. Способ открытой разработки угольных месторождений и добычной агрегат для его осуществления/ А.В Ильюша, Е.И. Микляев. - 1993, БИ № 8.
58. Пат. № 2039870 РФ. Способ отработки угольных месторождений и

комплекс оборудования для его осуществления/ А.В. Ильюша, В.Г. Ионов, В.Ю. Бурлов, Ю.Л. Худин, Л.Д. Мартынов. - Открытия. Изобретения. 1995, № 20.

59. Технологические схемы разработки пластов на угольных шахтах. Часть II. ИГД им. А.А. Скочинского, М., 1991.
60. Масленников В.М., Выскубенко Ю.А. и др. Парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива и экологические проблемы энергетики. М., Наука, 1983.
61. Дьяков А.Ф. Энергетика России и энергетическая безопасность. - Промышленная энергетика, 1995, № 12.
62. Кириллин В.А., Сычев В.В. и Шейндлин А.Е. Техническая термодинамика. М., Энергоатомиздат, 1983.
63. Ильюша А.В. Производство тепла шахтными теплонасосными станциями. - Промышленная энергетика, 1995, № 12.
64. Ильюша А.В. Подземные энерготехнологические комплексы с комбинированным использованием угля и ядерного топлива.- Промышленная энергетика, 1996, № 1.