

C $\frac{60}{116}$

М. И. ГРАЧЕВСКИЙ

**ГАЗИФИКАЦИЯ МЕСТНЫХ ТОПЛИВ
И ДАЛЬНЕЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЕ**

О Н Т К • И К Т Л • С С С Р • 1 9 3 6

ФОНДЫ ГОСУДАРСТВЕННОЙ БИБЛИОТЕКИ СССР ИМЕНИ В. И. ЛЕНИНА ЯВЛЯЮТСЯ ЦЕННЕЙШИМ НАЦИОНАЛЬНЫМ ДОСТОЯНИЕМ СОВЕТСКОГО НАРОДА — БЕРЕГИТЕ ИХ!

*

Не делайте никаких пометок и не подчеркивайте текст. Не перегибайте книгу в корешке, не загибайте углы листов.

*

Внимательно просматривайте книгу при получении. Сообщите о замеченных дефектах библиотекарю немедленно.

*

Не выносите книги и журналы из читального зала в буфет, курительную комнату и другие места общего пользования.

*

Книги, полученные по междубиблиотечному абонементу, могут быть использованы только в читальном зале.

*

Возвращайте книги в установленные сроки.

*

В случае инфекционного заболевания в квартире абонент обязан сообщить об этом в Библиотеку.

*

Лица, виновные в злой порче и хищении книг, отвечают по суду в соответствии с Постановлением СНК РСФСР от 14 сентября 1934 года «Об ответственности за сохранность книжных фондов».

C $\frac{60}{116}$

М. Н. ГРАЧЕВСКИЙ

~~75-138~~

ГАЗИФИКАЦИЯ МЕСТНЫХ ТОПЛИВ И ДАЛЬНЕЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

НКТП  СССР

ОБЪЕДИНЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
ГЛАВНАЯ РЕДАКЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ
МОСКВА 1936 ЛЕНИНГРАД

Рецензент проф. П. А. ЧЕКИН

Редактор инж. А. Б. МАРКИН

Техредактор Т. С. МАЛЫШЕВА



13438-36
п. 44602

ПРЕДИСЛОВИЕ

XVII Партийный съезд, признавший важнейшей и решающей задачей второй пятилетки завершение технической реконструкции всего народного хозяйства, подчеркнул необходимость создания для этой цели новой энергетической базы, указав при этом на два важных составных элемента при осуществлении этой задачи: 1) широко развернуть теплофикацию промышленности и городов; 2) продолжать линию на более широкое использование для электроснабжения местных видов топлива.

В полном соответствии с этим решением партийного съезда находится постановление СНК СССР и ЦК ВКП(б) о генеральном плане реконструкции Москвы, в котором важнейшей задачей реконструкции является теплофикация, рассматриваемая как основное средство освобождения от дальнепривозного топлива и дальнейшего повышения электроснабжения.

Комбинированное производство тепла и электроэнергии на теплоэлектроцентралях является одним из крупнейших достижений современной энергетической техники. Оно имеет огромное значение в том отношении, что значительно повышает коэффициент использования скрытой энергии топлива. Оно исключительно важно и тем, что централизованное производство тепла открывает путь коренной экономически высокоэффективной реконструкции всего мелкого, раздробленного теплового хозяйства городов, поднимает на более высокую ступень культурную жизнь населения.

Теплоэлектроцентраль, ограниченные радиусом передачи тепла, приходится сооружать в центре теплотребления или, по крайней мере, вблизи. В соответствии с колоссальным ростом потребностей в тепловой энергии в ближайшие годы при крупнейших городах и промышленных центрах будут сооружаться теплоэлектроцентраль на большие мощности, и местные топлива при этом должны стать решающей энергетической основой теплофикации.

Местные виды топлива, призванные, таким образом, играть колоссальную роль в энергетике страны, характеризуются, од-

нако, зачастую низкокачественностью (большое содержание золы, серы, влаги и пр.).

Современная теплотехника успешно справляется с сжиганием самых низкосортных топлив, достигая высоких к. п. д. Но многозольность и высокая сернистость некоторых весьма важных видов местного топлива (подмосковный уголь) при недостаточно совершенных методах очистки дымовых газов от летучей золы и технически и экономически нерешенной проблеме очистки от сернистых соединений (SO_2) создают чрезвычайно серьезные затруднения, прежде всего санитарно-гигиенического порядка, базированию теплоэлектростанций на таком местном топливе.

В СССР — стране развернутого строительства социализма, где вопросу оздоровления жизни населения и всемерного улучшения санитарно-гигиенических условий существования уделяется большое внимание, — в нашей стране поднятие на более высокую техническую ступень в области энергетики не может и не будет сопровождаться ухудшением этих условий.

Местные топлива должны стать и станут основной базой электроснабжения вообще и теплофикации в частности, а санитарно-гигиенические условия не только не ухудшатся, но могут быть улучшены.

Стахановское движение создает условия для решения проблемы всемерного и наиболее эффективного использования местных топлив.

Все растущая на основе стахановских методов работы производительность труда решительно ломает старые технические нормы и представления и требует решительного сдвига в использовании наиболее эффективными и целесообразными методами местных низкосортных топлив.

Химическое облагораживание топлива путем полной газификации его с улавливанием химических отходов делает газификацию наиболее совершенным средством устранения противоречия между теплофикацией и местным низкосортным топливом.

Газообразное топливо снимает все затруднения, связанные с отравлением атмосферы продуктами сгорания в результате сжигания местных низкосортных топлив, а также и все другие весьма значительные трудности, проистекающие из необходимости расположить электроснабжающие системы больших мощностей, работающие на пылевидном топливе, а тем более — низкосортном, в крупных промышленных и густо населенных центрах.

С этой точки зрения доведение мощности московских теплоэлектростанций в соответствии с генеральным планом реконструкции Москвы до 275 000 квт в 1939 г. и до 675 000 квт в 1945 г. делает исключительно актуальной проблему газификации и газообразного топлива.

Обычное представление о газе как об очень дорогом и неэкономичном энергетическом топливе заставило нас проделать большую и довольно сложную работу по исследованию всей суммы факторов, так или иначе влияющих на экономику газифика-

ции, — генерация газа, транспортирование его по дальним газопроводам и подача потребителю. Этим, однако, дело не ограничилось, так как подлинная сравнительная экономичность твердого и газообразного топлива требует для своего выяснения, чтобы был учтен и завершающий фактор — сжигание топлива.

Проблема газификации вообще, а газификация местных топлив в частности у нас еще недостаточно полно изучена с технологической стороны и тем меньше с технико-экономической стороны.

Чрезвычайно мало у нас до сих пор разработан также вопрос о дальнем газоснабжении. Единственный более или менее детальный проект дальнего газоснабжения искусственным газом Бобрики — Москва на 600 млн. m^3 /год так называемого стандартного газа ($4\ 200$ кал/ m^3), разработанный в 1930 г., имеет, к сожалению, довольно ограниченное значение как по принятым масштабам, так и по характеру перемещаемого газа.

Чтобы правильно оценить всю сумму факторов, так или иначе влияющих на экономику газификации, необходимо было, во-первых, исследовать всю систему газификации как по отдельным звеньям, так и в их технико-экономической взаимозависимости, в их единстве. Во-вторых, целесообразно было исходить из каких-то конкретных условий потребления, в особенности в части изучения сравнительной экономичности сжигания, и определенного масштаба. По этой причине в основу расчетов положена перспективная потребность московских теплоэлектростанций и наличной конденсационной мощности в топливе в 1939 г.

Исследованием на этих основах проблемы газификации и дальнего газоснабжения со стороны технико-экономической мы стремились наряду с выяснением сравнительной экономичности базирования теплоэлектростанций на твердом и газообразном топливе при определенных условиях установить также оптимум дальнего транспортирования газа различного химического состава, следовательно, и калорийности при различных протяженностях газопровода и различном расчетном часовом количестве перемещаемого газа.

Значительное внимание в данной работе уделено еще двум вопросам: 1) об аварийном резерве и 2) о коэффициенте использования газоснабжающей системы.

Специфический характер газообразного топлива чрезвычайно усложняет проблему резерва не только со стороны экономической.

Неэкономические соображения по вопросу об установке газгольдеров большой емкости вблизи крупных городов вынуждают искать более рациональных путей решения проблемы газового резерва. И решение этого вопроса созданием «подземного газгольдера» путем прокладки параллельного газопровода, который в нормальных условиях служит добавочным сечением для перемещения газа и соответственного уменьшения весьма

дорогостоящей компрессии, должно быть признано наиболее целесообразным. При этом каждому данному конкретному случаю будет соответствовать определенное оптимальное давление.

На экономичности газификации сильно отражается коэффициент использования газоснабжающей системы. И вопрос о всемерном сокращении разрыва между расчетной производительностью газоснабжающей системы и фактическим использованием превращается в особенно важную технико-экономическую проблему, когда решается задача газоснабжения теплоэлектростанций с чрезвычайно неблагоприятным графиком нагрузки.

Нам кажется доказанной экономическая целесообразность снимать часть пиковой нагрузки другим видом топлива (например, смолой от газификации). Большое значение при этом приобретает идея использования избыточной мощности приключением к данной системе других (кроме теплоэлектростанций) потребителей газа с более или менее ровным графиком нагрузки.

М. Н. Грачевский

ГЛАВА I

1. МЕСТНОЕ ТОПЛИВО В СТРУКТУРЕ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА. ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ И МЕСТНОЕ ТОПЛИВО

Капиталистическое хозяйство дореволюционной России с его уродливым размещением производительных сил базировалось на дальнепривозном топливе.

Весь промышленный север и центр в отношении потребления минерального топлива зависел в его угольной части от Донбасса — почти единственного эксплуатировавшегося в стране угольного бассейна.

Достаточно указать, что еще в последний предвоенный год из 29 млн. т добытого угля 25 млн. т, т. е. 87%, приходится на Донбасс, на долю всего Урала приходится 4%, Кузбасса — 3%, а удельный вес Подмосковского бассейна достигает к тому времени едва 1%.

При довольно слабом развитии минерализации топливного баланса в капиталистической России промышленное потребление каменного угля, однако, уже с начала XX века показывает сравнительно значительный рост.

Так, например, если уголь занимал в 1892 г. около 48% в промышленном потреблении, то уже в 1908 г. его доля выразилась 57%, а в 1913 г. — даже 60,7% всего промышленно-технического потребления топлива. Но этот сам по себе прогрессивный процесс — минерализация топливного баланса, — развиваясь в условиях капиталистической системы, приводил не к развитию местных топливных баз, которыми, как показал в дальнейшем опыт социалистического развития производительных сил, Россия была достаточно богата, а к гипертрофированному росту и экономическому влиянию Донбасса, которого охватил своими щупальцами мощный монополистический капитал.

Сильная монополистическая организация углепромышленников (Совет съездов горной промышленности юга России и синдикатская организация «Продуголь») сумела распространить свое влияние и на тарифную железнодорожную политику. Благодаря привилегированным железнодорожным тарифам донецкий уголь успешно вытеснял подмосковный уголь в Москве и привозимый из-за границы в Ленинграде.

О достигнутой в этом отношении силе экономического влияния монополистического объединения «Продуголь» легко судить по данным, согласно которым синдикату «Продуголь» удалось добиться такого положения, при котором за каждый, например, проданный или купленный пуд подмосковного угля потребитель фактически должен был уплачивать «Продуглю» штраф в размере 1 р. 80 к. с тонны, что при цене в 3 р. 50 к. — 4 руб. за тонну было равносильно полному запрещению подмосковного угля. И цель была достигнута. Мы приводим ниже очень характерные в этом отношении цифры о динамике сдвигов в удельном весе добычи подмосковного угля во всей добыче царской России за последние полвека ее существования¹.

Годы	% участия	Годы	% участия
1864	7,07	1894	2,21
1874	18,81	1904	1,19
1884	10,01	1913	0,83

Чрезвычайно показательно, что первые два десятилетия, как раз совпадающие с ростом промышленного капитализма после отмены крепостного права, добыча в Подмосковном бассейне быстро растет, и доля участия доходит почти до $\frac{1}{5}$. Но уже в 1894 г. эта доля резко падает, достигает только 2,2% и, неуклонно затем снижаясь, перед войной доходит до ничтожной цифры — ниже 1%.

Это крутое падение как раз на пороге XX века наиболее ярко иллюстрирует значение в этом вопросе монополистического капитала. Именно к этому времени капитализм превратился в монополистический капитализм. И поскольку топливо (уголь, нефть) оказалось сферой наибольшего проникновения монополистических тенденций в промышленности капиталистической России, мы и столкнулись с отражением этого фактора.

Топливная политика советского хозяйства строится на принципе целесообразного развития добычи топлива и топливопотребления в отдельных районах в соответствии с планом развития всего народного хозяйства, с генеральной линией построения бесклассового общества.

Ленин считал², что размещение промышленности в Советском союзе должно происходить: «С точки зрения близости сырья и возможности наименьшей потери труда при переходе от обработки сырья ко всем последовательным стадиям обработки полуфабрикатов, вплоть до получения готового продукта».

Последовательное осуществление этого принципа, немислимое в условиях раздираемого противоречиями капиталисти-

¹ Материалы Первой всесоюзной топливной конференции, т. II, ст. Ананьина, стр. 15.

² Ленин, Наброски плана научно-технических работ, Собр. сочин., 2-е издание, т. XXII, стр. 434.

ческого хозяйства, открывает широкие перспективы при социалистическом развитии производительных сил. И с этой точки зрения освоение местного топлива, устранение разрыва между мощными очагами индустрии СССР, в особенности такими, как центр Союза с Московской областью в нем и Ленинградская область, и их топливной зависимостью от далеко отстоящих районов является гигантской задачей трудно переоцененного значения.

Упорно искать и осваивать новые топливные базы, изыскивая оптимальные формы и методы использования этих ресурсов в соответствии со спецификой района, его потребностями и характером топлива, является настойчивой задачей социалистического развития производительных сил.

* * *

О сдвигах в структуре топливного баланса СССР говорит табл. 1.

Заметные структурные сдвиги в топливном балансе произошли уже за восстановительный период. Это особенно относится к развитию и повышению удельного веса других, помимо Донбасса, угольных бассейнов, крайне слабо развивавшихся и имевших ничтожный удельный вес 4,6% и повысивших его в 1927/28 г. до 10,6%. То же относится и к торфу, доля которого в топливном балансе страны поднялась за это время с 1,7 до 4,3%.

Что же касается Донбасса, то при абсолютном росте его добычи на 2 млн. т удельный вес его падает с 54,1% в 1913 г. до 47,4% в 1927/28 г.

Еще гораздо более глубокие сдвиги в структуре топливобудовычи произошли в реконструктивный период, за годы первой пятилетки. При абсолютном росте общей добычи угля в 1,8 раза по сравнению с 1927/28 г. и в 2,2 раза по сравнению с 1913 г. удельный вес в общей топливобудовычи всех угольных бассейнов кроме Донецкого поднялся до 15,6%, Донбасс же, увеличив свою продукцию против 1927/28 г. на 18 млн. т, что составляет рост на 60%, свою долю участия снизил, однако, до 44% против 47,4% к концу восстановительного периода. Выросло также и значение торфа — добыто 12 млн. т, и удельный вес его поднят, таким образом, до 5,8%.

Мы себе не ставим задачей полностью анализировать топливный баланс с подробным освещением всех причин структурных сдвигов и поэтому проходим мимо ряда вопросов, весьма важных и интересных при изучении этой проблемы. Подчеркнем лишь, что наш топливный баланс сохранял еще, к сожалению, и к концу первой пятилетки такой недостаток, как чрезмерно большая доля в нем древесного топлива, абсолютное количество которого значительно нарастает из года в год.

За первые два года второй пятилетки произошли следующие сдвиги:

Добыча топлива по СССР (в млн. т, дрова в млн. м³)

Род топлива	1913 г.		1927/28 г.		1928/29 г.		1929/30 г.		1931 г.		1932 г.		Отношение 1932 г. к 1913 г.		Отношение 1932 г. к 1927/28 г.		Отношение 1932 г. к 1913 г.		
	Абсолютное количество	В % от условного топлива	Абсолютное количество	В % от условного топлива	Абсолютное количество	В % от условного топлива	Абсолютное количество	В % от условного топлива	Абсолютное количество	В % от условного топлива	Абсолютное количество	В % от условного топлива	в процентах	в процентах	в процентах	в процентах	в процентах	в процентах	
1. Каменный уголь и антрацит	29	60,7	35,3	58	40	59,9	47,4	58,2	56,4	56,8	62,5	59,5	122	183	222	180	267	833	930
В том числе:																			
донецкий	25,3	54,1	27,3	47,4	30,9	48,8	36,2	46,9	40,8	49,7	43,8	44	109	160	180	160	267	833	930
уральский	1,2	2,0	2,0	2,5	2,1	2,4	2,3	2,2	2,8	2,2	3,2	2,3	6,0	300	234	300	245	630	245
кузнецкий	0,9	1,8	2,5	4,5	3,1	5,0	3,7	4,9	5,5	6,0	7,0	7,5	1,2	400	81	400	630	630	630
подмосковный	0,3	0,3	1,2	0,9	1,32	1,0	1,8	1,1	2,35	1,2	2,85	1,3	22,9	300	160	300	245	245	245
2. Нефтепродукты	7,6	24,2	6,2	20,9	9,5	21,8	11,2	21,1	14,6	22,9	18,6	19,5	81	300	300	300	245	245	245
3. Древесное топливо	12,7	13,4	50	16,8	46,8	14,2	67,4	16,8	72,4	14,9	80	15,1	394	160	630	160	630	630	630
4. Торф	1,7	1,7	5,3	4,3	5,5	4,1	6,5	4,0	10,5	5,3	12	5,8	310	227	700	227	700	700	700

Род топлива	1933 г.		1934 г.	
	В млн. т	В % от условного топлива	В млн. т	В % от условного топлива
1. Уголь:	74,5	60	94,2	62,5
донецкий	49,9	—	60	—
уральский	4,2	—	5,9	—
кузбасский	9,3	—	12,0	—
подмосковный	4,1	—	5,5	—
2. Нефтепродукты	—	17	—	15,2
3. Древесное топливо	—	17,5	—	16,9
4. Торф	—	5,5	—	5,4

Указанные структурные сдвиги в топливдобыче всего Советского союза отражают сдвиги, происшедшие в топливном балансе отдельных районов и, в частности, в такой важной, например, части СССР, как Московская область (табл. 2).

ТАБЛИЦА 2

Топливный баланс Московской области

Род топлива	1908 г.		1927/28 г.		1930 г.		1931 г.		1932 г.		1932 г. к 1927/28 г. в %
	В млн. т	В %	В млн. т	В %	В млн. т	В %	В млн. т	В %	В млн. т	В %	
Донецкий уголь	1,37	33,7	1,83	33,2	2,85	41,5	2,94	37,0	3,68	34,6	200
Иностранный „	0,07	2,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Нефтепродукты	1,04	29,4	0,50	13,1	0,73	15,2	0,85	15,7	0,92	12,7	184
Древесное топливо	0,92	25,8	5,28	18,3	5,98	16,3	7,08	17,2	8,26	15	156
Торф	0,12	3,5	2,88	26,7	2,74	20,0	3,04	19,7	4,24	20,5	147
Подмосковный уголь	0,02	0,7	1,02	8,7	1,12	7,0	1,67	10,0	3,78	16,8	370
Итого в условном топливе	100	5,40	100	6,8	100	7,74	100	10,35	100	192	192

Как это видно из табл. 2, топливный баланс Московской области уже к концу восстановительного периода претерпевает огромные структурные сдвиги. При довольно значительной минерализации удельный вес древесного топлива падает с 25,8% в 1908 г. до 18,3% в 1927/28 г.; местное топливо (торф и подмосковный уголь) делает колоссальный скачок вверх с ничтожных абсолютных величин, и доля участия в топливном балансе поднимается с 4,2 до 35,4%. Резко при этом падает удельный вес нефтепродукта, и почти стабильным остается донецкий уголь.

В табл. 2 обращает на себя внимание то обстоятельство, что в последующие годы процесс дальнейшего внедрения местного топлива затормозился. Удельный вес в 1930 и 1931 гг. торфа и подмосковного угля значительно снижается по сравнению с 1927/28 г. Только в 1932 г. наметился дальнейший рост доли торфа и особенно подмосковного угля в топливном балансе области.

Очень показательна в этом смысле последняя рубрика анализируемой таблицы: при общем росте топливопотребления Московской области за годы первой пятилетки на 92% потребление донецкого угля увеличилось в два раза, а торфа, например, лишь на 47%. Такой обгоняющий рост основного вида дальнепривозного топлива приходится расценивать как фактор, весьма отрицательный.

Положительным сдвигом в структуре топливного баланса является, несомненно, дальнейшая минерализация его — доля участия в нем древесного топлива неуклонно падает при сравнительно небольшом абсолютном росте.

Успехами же, какие, несомненно, имеются во внедрении местного топлива в Московской области, мы в первую очередь и главным образом обязаны электрификации. Последовательное осуществление ленинского плана электрификации сыграло решающую роль и в реконструкции топливного баланса области. Об этом свидетельствуют следующие, например, сравнительные данные: в 1927 г. удельный вес местного топлива в топливном балансе МОГЭС составлял 60,5%, в то же время из приведенной выше табл. 2 известно, что доля участия местного топлива в топливном балансе всей области выражалась тогда 35,4%.

Это положительное начало продолжало развиваться и в дальнейшем, и в 1933 г. уже 64,5% всей установленной мощности электростанций Московской области¹ базируется на местном топливе (37% на торфе и 27,5% на подмосковном угле).

О темпах роста потребления подмосковного угля в первые два года второй пятилетки см. табл. 1а. Что касается сдвигов в потреблении торфа за этот период, то укажем лишь на районные станции Мосэнерго, которые в 1933 г. выработали 2 938 млн. квтч а в 1934 г. — 3 440 млн. квтч выработав на торфяных станциях в 1934 г. 1.345 млн. квтч.²

Московская область в этом отношении иллюстрирует реконструирующее влияние электрификации на структуру топливного баланса вообще.

Сдвиги в структуре топливопотребления всеми районными станциями СССР приведены в табл. 3 (в %) ³.

Как видно из табл. 3 и 4, при росте мощности районных электростанций за первую пятилетку в 4,3 раза и при почти таком же росте выработки электроэнергии доля донец-

¹ Без Сталиногорской ГРЭС.

² См. «Бюллетень Мосэнерго» № 4, 1935, стр. 3.

³ См. журнал «Электрические станции» № 1, 1934.

ТАБЛИЦА 3

Род топлива	1928 г. в %	1931 г. в %	1932 г. в %
На торфе	33	30,6	21
„ подмосковном угле	2,6	7,0	8,4
„ уральском и сибирском угле	0,9	3,6	5,3
„ штыбе	2,0	12,9	17,1
„ донецком угле	9,1	12,2	14,4
„ мазуте	31,4	15,5	18,5
„ прочем топливе	2,3	9,6	7,2
Гидроэнергия	18,6	7,6	8,1

кого угля и мазута в структуре топливопотребления районных станций упала (40,5% в 1928 г. и 32,9% в 1932 г.), а удельный вес местных топлив возрос (37,6% в 1928 г. и 46,5% в 1932 г.).

Динамика роста мощности районных электростанций за этот период и выработка ими электроэнергии¹ приведены в табл. 4.

ТАБЛИЦА 4

Наименование	1927/28 г.	1931 г.	1932 г.	1932 г. в % к 1927/28 г.
Мощность электростанций СССР (в тыс. квт)	1 874	3 878	4 567	243,7
В том числе районных станций	610	2 080	2 624	430,2
Выработано электроэнергии на районных станциях (в млн. квтч)	1 950	5 540	7 895	405

Преувеличивать, однако, значение этих темпов перехода на местное топливо не следует — сдвиги в этом отношении недостаточны. Если мы вспомним, что еще в 1927 г. свыше 60% мощности электростанций МОГЭС базировалось на торфе и подмосковном угле, то 64,5% в первом году второй пятилетки должно быть охарактеризовано как сдвиг малоудовлетворительный, ибо около 36% потребности электростанций в топливе к началу второй пятилетки удовлетворяется за счет находящегося за 1 200 км донецкого угля и еще значительно более отдаленного от места потребления нефтетоплива. К сожалению, положение аналогично, или, вернее, еще хуже, в Ленинградской области, где при необходимости дальнепривозному топливу пробегать еще дополнительно по сравнению с Москвой 600 км его удель-

¹ Итоги выполнения первого пятилетнего плана народного хозяйства в СССР, изд. Госплана СССР, стр. 93.

ный вес в топливном балансе электростанций в 1932 г. составлял еще 50,7%.

Следует особо подчеркнуть, что всюду, где идет речь о местном топливе, имеются в виду лишь электростанции, построенные на месте топливодобычи или в пункте, к нему непосредственно тяготеющем, как, например, в Московской области: Шатура, им. Классона (торф), Кашира, Сталиногорск (подмосковный уголь). Станции же, расположенные в Москве, работают преимущественно на мазуте.

В перспективе в связи с широкими масштабами теплофикации и стремлением получать максимальное количество электроэнергии на тепловом потреблении, что дает возможность значительно повысить к. п. д. использования топлива, значительную часть мощности Московской области предполагается сосредоточить в Москве. И проблема коренного сдвига в структуре топливного баланса электростанций должна решаться с этого конца.

Основной и решающей топливной базой для московских станций должен стать подмосковный уголь, а также и торф. Этим самым должна быть достигнута глубокая реконструкция всего топливного баланса Московской области. Но здесь начинаются все трудности, сопряженные с радикальным решением вопроса о замене дальнепривозного топлива. А трудности эти обусловлены прежде всего физико-химическими свойствами подмосковного угля и в особенности его высокой зольностью и сернистостью, а также крайне малой транспортабельностью торфа.

2. ПОДМОСКОВНЫЙ УГОЛЬ. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЕГО СО СТОРОНЫ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И УСЛОВИЙ СЖИГАНИЯ

Особенности геологического формирования Подмосковного угольного бассейна наложили свой отпечаток на образование угля в этом месторождении. Оно происходило здесь в небольших водоемах болотного и озерного характера, и залежи угля откладывались по всей территории бассейна неравномерно в виде отдельных различного размера линз.

Залежи Подмосковного бассейна представляют собой площади и линзы, которые бессистемно разбросаны на громадной территории в 120 000 км². Разведана, главным образом, центральная часть южного крыла. Из общей территории в 120 000 км² покрыто разведкой лишь 9 000 км².

Глубина залегания в пределах действующих рудников, сосредоточенных в центральной части южной окраины, достигает 40—60—70 м. Около Каширы глубина залегания угленосной свиты 190 м, а под Москвой — 350 м¹.

По данным ГГРУ на более или менее изученной территории в 40 000 км² всего выявлено около 6 000 млн. т возможных геологических запасов угля категории С.

¹ См. «Пути развития Бобриковского комбината и проблемы комплексного использования сырья», стр. 66.

На территории центральной части бассейна насчитывается около 3—4 млрд. т запасов, но из них к настоящему времени выявлено разведками по категориям А и В лишь 824 млн. т. Из этих 824 млн. т только около 55% приходится на курной уголь, а остальные 45% — на углистую сажу. Здесь сказываются указанные условия образования углей.

Со стороны качественной подмосковный курной уголь характеризуется следующим:

W^p	32%	H^2	4,9%
A^p	18,2%	N	1,4%
$S_{об}^p$	2,5%	O^2	18,9% по разности
C^2	69,7%	V^2	45%
		Q_n^p	2 780 кал/кг

Приведенная характеристика подмосковного угля основана на данных Всесоюзного теплотехнического института, представляющих собой результат проработки большого числа анализов, и поэтому они характеризуют более или менее точно элементарный состав, теплотворную способность и состав баласта подмосковных углей. Нельзя не отметить всю затруднительность положения при определении такой средней характеристики, поскольку каждый отдельный анализ пробы угля того или иного месторождения отражает только качество угля, добытого в данном месте и в данное время, и распространение этих качеств на весь запас представляется делом, сравнительно условным. Именно поэтому базироваться на подобных анализах для тех или иных технических расчетов представляется возможным лишь после обработки ряда угольных проб и их анализов, как мы это имеем в данном случае.

Отмеченное высокое содержание влаги и золы в подмосковном угле, превышающее половину его натурального веса, представляет собой баласт, вызывающий в первую очередь удвоенные затраты по отношению к горючему веществу на транспортирование его.

Влага не только не имеет никакой теплопроизводительности, но и потребляет еще в процессе горения тепло для своего испарения, почему и считается вдвойне понижающей ценность топлива. При повышенной влажности имеется еще затруднение прохождения основных реакций процесса горения. При сжигании угля в пылевидном состоянии производительность мельниц при перемоле значительно падает с возрастанием влажности перемалываемого угля. Фюшер Инженеринг К^о установила, что уже повышение на 15% влажности уменьшает производительность мельницы наполовину и повышает расход энергии вдвое¹.

Помимо того очень влажный уголь понижает также производительность дробилок. Влага влечет также за собой смерзаемость угля. Уголь со смерзшейся влагой в бункере превращается

¹ См. Д. Граль, Использование отбросной энергии, стр. 53.

в монолитную массу, а на транспортирующих устройствах сильно прилипает, останавливает дробилки. Устранение этого достигается лишь посредством утепления и отопления всего угольного тракта, начиная от разгрузки, что требует довольно больших затрат.

Сушка угля до приемлемой влажности сопряжена с увеличением капиталовложений и эксплуатационных расходов.

Повышенная зольность влечет за собой увеличенные потери от механического недожога со шлаком и провалом. Сверх того возрастают пропорционально увеличению зольности расходы на ее удаление из топок. Сера в подмосковном угле при горении превращается в сернистый газ SO_2 , который вместе с увлекаемым в дымовую трубу большим количеством летучей золы загрязняет воздух окрестностей, что крайне вредно для животного и растительного мира.

Кроме того, двуокись серы, частично соединяясь с водяными парами, образует сернистую кислоту, которая разрушающе действует на металлы: машины и крыши зданий.

Весьма обстоятельное исследование, произведенное институтом им. Гарисмана в Кашире и в пос. Каширской ГРЭС, показало исключительную вредность для населения и зеленых насаждений выпуска в атмосферу неочищенных продуктов сгорания подмосковного угля.

Проблема же очистки дымовых газов чрезвычайно сложна. Если в области улавливания летучей золы имеются известные достижения — установка электрофильтров, то удаление серы из дымовых газов представляет собой еще далеко не разрешенную техническую задачу.

Современная мировая техника еще не знает достаточно совершенного промышленного метода улавливания SO_2 такой слабой концентрации, которая содержится в дымовых газах — 0,2 — 0,4%.

В связи с разнообразностью исходного материала, из которого образовался уголь в Подмосковном бассейне, уголь здесь отличается большим количеством разновидностей. Представителями крайних видов являются богхеды и курные угли. Богхеды могут долго сохраняться на воздухе и выдерживают дальние перевозки. Они имеют довольно высокую теплотворную способность — 4 900—5 200 кал/кг.

Залежи богхеда в общем очень ограничены, и добыча их также сравнительно незначительна.

Курные подмосковные угли, физико-химическая характеристика которых и дана выше, отличаются малой прочностью и не выдерживают дальних перевозок.

Наконец, к числу очень неблагоприятных свойств курных подмосковных углей относится их способность к быстрому выветриванию и самовозгоранию. С этими последними свойствами подмосковного угля связана также его ограниченная транспортабельность.

Характеристика отрицательных качеств и свойств подмосковного угля приведена здесь отнюдь не для того, чтобы, конста-

тировав трудности, связанные с потреблением низкосортного местного топлива (подмосковного угля) и относительную нерентабельность сжигания этого топлива, склониться перед этими фактами и обратиться ко всеспасительному дальнепривозному топливу.

Современное развитие топочной техники создает условия для сжигания всевозможных сортов топлива независимо от их качества. Особенно значение приобретает при этом сжигание угля, в частности, подмосковного угля, в пылевидном состоянии.

При сжигании топлива в виде пыли большой тепловой эффект обусловлен хорошим смешением частиц пыли с воздухом; горение же происходит при следующих преимуществах:

а) механизация обслуживания топки;

б) удобная регулировка режима топлива и гибкая регулировка температур с возможностью работать с минимальными избытками воздуха;

в) возможность сжигания различных мелких топлив с развитием до значительных пределов объемов топочных устройств.

Коэффициент полезного действия котельных установок на пылевидном топливе значительно повышается.

Пылевидный способ сжигания, который по экономичности своей является наиболее желательным способом сжигания подмосковного угля, имеет, однако, огромный недостаток как раз со стороны санитарно-гигиенической. Дело в том, что при этом условии (сжигание в виде пыли) 75% всей золы, содержание которой в подмосковном угле очень велико, уносится в виде летучей золы с дымовыми газами. Так, например, при годовом потреблении подмосковного угля всеми московскими электростанциями в 1939 г. в размере 4,1 млн. т и содержании золы в угле 18% получится следующее количество летучей золы, которое будет осаждаться на Москву:

$$4\ 100\ 000 \cdot 0,18 \cdot 0,75 = 555\ 000 \text{ т в год.}$$

Дым и копоть приносят значительный ущерб, вредно действуют на все металлические и железобетонные сооружения, разрушают окраску, вызывая большие затраты на ремонтные работы, но, что особенно важно, загрязняя воздух, создают тяжелые условия для здоровья человека и губят растительность. Правда, установка электрофильтров дает возможность значительно очистить дымовые газы от летучей золы. Но предполагаемый высокий к. п. д. золоочистки с помощью электрофильтров пока еще не получил подтверждения для подмосковного угля. Кроме того, по данным Мосэнерго процент обеспыливания дымовых газов при температуре последних выше 150—170° С падает. Наконец, недостатком электрофильтров являются также их большие габариты и высокая стоимость.

Но ведь подмосковный уголь содержит еще большое количество серы, как мы видели выше, и продукты его сгорания поэтому еще значительно вреднее.

Характеристика топлив и к. п. д. тепловых станций¹

	Характеристика топлива			к. п. д. в %				
	Род топлива	Q в кал/кг	W в %	A в %	котельной	машинного зала	станции	
							без учета собственных нужд	с учетом собственных нужд
А. Конденсационные станции								
Средняя мощность 100 мвт . . .	Торф	3 000	40	8,5	85	28,6	23,6	22,1
Крупная мощность 200 мвт . . .	"	2 900	40	9,0	90	30,6	27,0	25,6
Средняя мощность 100 мвт . . .	Подмоск. уголь	3 000	32	20,0	85	28,3	23,3	21,5
Крупная мощность 300 мвт . . .	"	3 000	32	20,0	90	33,7	29,7	27,6
Б. Теплоэлектроцентрали								
Средняя мощность 50 мвт . . .	Торф	—	—	—	85	70	58	55
Крупная мощность 100 мвт . . .	Подмоск. уголь	—	—	—	90	75	66	62

Само собой разумеется, что жители пролетарской столицы, да и любого иного города страны социализма, не могут быть предоставлены разрушительному влиянию продуктов сгорания необлагороженного топлива. В отличие от частнокапиталистического предпринимателя, который для себя и для своей семьи избирает достаточно обезвреженное место для жилья и характер и качество топлива на своем предприятии рассматривает только под углом зрения его (предпринимателя) капиталистических интересов, СССР такие вопросы решает, исходя из народнохозяйственных интересов и интересов важнейшей производительной силы страны — трудящегося человека. Отсюда и вытекает крайне назревшая настойчивая потребность изыскания иных более рациональных путей вовлечения местного низкосортного топлива в круг удовлетворения широких народнохозяйственных потребностей.

Решение проблемы следует искать в химическом облагораживании низкосортного топлива — газификации его. Этот путь открывает широкие перспективы рационального решения ряда важнейших народнохозяйственных задач.

3. МЕСТНОЕ НИЗКОСОРТНОЕ ТОПЛИВО И ПРОБЛЕМА ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ

При решении проблемы превращения местного низкосортного топлива (подмосковный уголь, торф) в топливную базу электро- и теплоэлектроцентралей мы имеем дело, собственно говоря, с потребителями двух родов: во-первых, теплоэлектроцентрали, генерируемая энергия которых радиусом передачи не ограничена, и их территориальное расположение большей частью будет экономически целесообразно на месте топливодобычи; во-вторых, теплоэлектроцентрали, которые крайне ограничены в радиусе передачи тепла и в силу этого территориально неизбежно тяготеют к местам средоточия потребителей передаваемого тепла в виде пара и горячей воды, т. е. к крупным промышленным и, стало быть, густо населенным пунктам.

Комбинированный процесс выработки тепловой и электрической энергии, осуществляемый на теплоэлектроцентралях, дает возможность устранить один из существенных недостатков производства электрической энергии из тепловой, заключающийся в очень невысоком коэффициенте использования потенциальной энергии топлива; к. п. д. даже самых совершенных электростанций в мире едва достигает 25—27%.

О роли в этом отношении теплоэлектроцентралей легко судить по данным, приведенным в табл. 5.

Развитие теплоэлектроцентралей некоторые склонны рассматривать как довод против местного топлива. Это в частности и в особенности относится к московским теплоэлектроцентралям на подмосковном угле.

С этой точки зрения поднятие на более высокую техническую ступень в области энергетики, заключающуюся прежде всего

в значительном повышении коэффициента полезного использования потенциальной энергии топлива за счет рационального использования отработавшего тепла в виде пара и горячей воды для технологических и бытовых нужд, должно будто бы неизбежно, хотя бы на примере Москвы, повлечь за собой регрессивное движение в отношении применения местного топлива.

Такая точка зрения должна быть решительно отвергнута. Теплофикация и развитие теплоэлектроцентралей отнюдь не находятся в противоречивых отношениях с местным топливом.

Выводом из всех отрицательных свойств и качеств такого, например, местного топлива, как подмосковный уголь, в силу которых последний и выключается из удовлетворения нужд теплоэлектроцентралей, должно быть не отрицание подмосковного угля, а пересмотр привычного взгляда на использование угля вообще и низкосортного в частности и в особенности.

Пределом технических достижений в смысле энергетического использования подмосковного угля считается его сжигание в на-

¹ См. Электроэнергетика, т. I, изд. Академии наук, стр. 348—349.

туральном состоянии под котлами в виде пыли. Нельзя отрицать, что этот способ использования подмосковного угля действительно является достижением по тем теплотехническим эффектам, которые при этом получаются. Но, как мы уже видели, пыль, устраняя ряд затруднений, связанных с самим процессом сжигания, и повышая к. п. д., требует, во-первых, дополнительных первоначальных затрат и расходов на пылеприготовление и, во-вторых, что особенно важно, не только не устраняет неприятностей, идущих со стороны сжигания многозольного и высокосернистого угля, но и усиливает еще затруднения, связанные с уносом с дымовыми газами значительной части золы угля в виде летучей золы.

Высокая зольность подмосковного угля влечет за собой увеличение потерь от механического недожога и возрастание расходов по золоудалению. Содержание в подмосковном угле значительного процента серного колчедана, обладающего большой твердостью, вызывает сильный износ дробильного и мельничного оборудования.

Даже при установке на электростанции технически наиболее совершенного оборудования по очистке унос с дымовыми газами остается весьма заметным, и значение этого факта будет, конечно, тем серьезней, чем больше будет установленная мощность и чем больше будет соответственно возрастать количество сжигаемого топлива.

Необходимо, однако, еще раз напомнить, что сероулавливание продолжает оставаться весьма сложной нерешенной технической проблемой.

Кроме того, все предложенные до сих пор методы сероочистки сопряжены с огромными затратами как первоначальными, так и эксплуатационными.

За отсутствием какой-либо установки по очистке дымовых газов от серы в СССР об экономике судить приходится по некоторым технико-экономическим показателям иностранной практики.

Иностранный опыт в этой области также крайне невелик. Все, что имеется сейчас, — это пока единственная промышленная установка в Баттерси, где дымовые газы промываются водой в присутствии железа, играющего роль катализатора, и окончательная очистка производится при помощи извести. Расход воды на промывку дымовых газов составляет 20 т на каждую тонну сжигаемого угля. Стоимость газоочистной установки при мощности станции 160 000 квт и содержания серы в сжигаемом угле 0,8—1% составляет 1 250 000 долларов, причем газоочистное устройство занимает около 0,5 объема самой станции.

Никаких показателей по эксплуатационным затратам по сероочистке на станции Баттерси не опубликовано. Однако по огромному расходу воды и по имеющимся указаниям о сильной коррозии, которой подвергаются материалы газоочистного устройства, можно заключить, что расходы по эксплуатации будут также весьма значительны.

БУРЫЙ УГОЛЬ И ОСНОВЫ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

1. БУРЫЙ УГОЛЬ ГЕРМАНИИ. БРИКЕТИРОВАНИЕ. ПОЛУКОКСОВАНИЕ

Бурый уголь, разновидностью которого является курной уголь Подмосковного бассейна, играет значительную роль в мировой добыче и потреблении угля.

ТАБЛИЦА 6

Мировая добыча (в млн. т)

Наименование	1913 г.	1928 г.	1929 г.	1930 г.	1929 г. к 1913 г. в %	1930 г. к 1929 г. в %
Каменный уголь	1 218	1 248	1 330	1 213	109	91,2
Бурый уголь	125	216	229	197	183	86
Суммарная мировая добыча .	1 343	1 464	1 559	1 410	110,9	88
Бурый уголь в % от общей добычи	9,3	14,8	14,7	14		

При общем росте добычи угля в последний год перед началом кризиса против довоенного едва на 11% добыча бурого угля возросла почти вдвое.

Три четверти мировой добычи потребления бурого угля приходится на Германию, хотя крупнейшие мировые запасы бурых углей, превосходящие в 30 раз запасы всех остальных стран и Германии в том числе (за исключением Канады, запасы которой также громадны), находятся в США.

Германский бурый уголь качественно ниже подмосковного. Это заключается прежде всего в том, что содержание влаги в нем достигает 50—60%, хотя при несколько меньшей зольности, чем в подмосковном угле, и теплотворная способность его соответственно меньшая. Физическая его структура так же мало устойчива, как и подмосковного угля. Но в то время как зола подмосковных курных углей является тугоплавким материалом (1 350—1 560°), зола бурых углей Германии легкоплавка, что создает затруднения при тех или иных процессах их термической переработки, обусловленных высокими температурами. Тем не менее, добыча и потребление бурых углей в Германии достигли таких колоссальных масштабов, которые превосходят добычу каменного угля по весу (163,4 млн. т каменного угля и антрацита и 175 млн. т бурого угля в 1929 г., примерно такое же соотношение при общем падении добычи сохраняется и в первый кризисный 1930 г.).

Нельзя не признать, что громадная доля успеха бурого угля в Германии должна быть отнесена за счет того, что его добыча производится на 50% открытыми работами¹.

Однако секрет такого широкого внедрения бурого угля в хозяйстве Германии следует искать не только в его дешевизне и удобном залегании, но и в том, что он поступает к потребителю в облагороженном состоянии. Под облагораживанием в данном случае имеется в виду, главным образом, брикетирование, при котором уменьшается его влажность до 15%, чем соответственно повышается его калорийность. В этом отношении германские бурые угли обладают весьма благоприятными качествами как с технической, так и с экономической стороны. Дело в том, что германские бурые угли вследствие высокого содержания битумов могут брикетироваться без применения связующего материала извне.

В 1932 г. в Германии было добыто 120 млн. т бурого угля, что составляет 73% мировой добычи, из них 50% было использовано для получения 30 млн. т брикетов.

Использование бурого угля в Германии путем превращения его в электроэнергию на местах добычи и передачи его в виде электрического тока по проводам приобретает все больший удельный вес (табл. 7).

ТАБЛИЦА 7

Произведено электроэнергии² (в %)

Род топлива	1926 г.		1929 г.	
	Станции обще- ственно- го поль- зования	Станции частного пользо- вания	Станции обще- ственно- го поль- зования	Станции частного пользо- вания
Каменный уголь	38	32	37,2	35,3
Бурый	40	22	45,0	26,4
Прочие источники (вода, газ, нефть)	22	46	17,8	38,3
	100	100	100	100

В абсолютных цифрах в 1929 г. на буром угле получено 11 млрд. квтч электроэнергии.

В Германии промышленные предприятия, потребляющие бурый уголь, обычно расположены в непосредственной близости к его залежам. Более того, выбор места для предприятий тех

¹ См. «Топливоснабжение главнейших стран» под редакцией Горяинова, стр. 109.

² «Топливоснабжение главнейших стран» под редакцией Горяинова, стр. 110.

отраслей промышленности, где потребление бурого угля выгодно, нередко определяется местонахождением бурых углей.

Брикетирование улучшает лишь механические свойства топлива, уменьшает влагу и дает продукт более транспортабельный. Решение проблемы создания топливной базы из многозольного и высокосернистого топлива для теплоэлектростанций требует иных способов облагораживания, более высокого свойства, обуславливающих химическое изменение получаемого продукта.

Но этот путь облагораживания вплотную подводит к идее комплексности.

Уголь уже неизбежно должен перестать рассматриваться исключительно с точки зрения числа полезных тепловых калорий, которые тем или иным способом теплотехнического его освоения удастся из него извлечь.

Появляется новый взгляд на природу вещества, при котором ряд отрицательных свойств топлива, которые сильно принижали его качества или делали его вовсе непригодным при оценке с узко энергетической точки зрения, при взгляде на него как на химико-энергетический комплекс, превращается в свою собственную противоположность.

В Германии значительное развитие приобрело и химическое облагораживание бурого угля полукоксованием: сухая перегонка его без доступа воздуха при низких температурах 450—600° С. К этому методу переработки прибегают преимущественно в тех случаях, когда уголь дает сравнительно высокий процент выхода смолы.

Швелеванием (полукоксованием) добываются два основных продукта: перегонная смола и коксовый остаток, так называемый полукокс. Наряду с этим получается швельгаз.

На швелевание бурого угля Германия использовала в 1928 г. 2,2 млн. т, в 1929 г. — 2,6 млн. т, а в 1932 г. — 3,5 млн. т, и основной целью при этом было получение жидкого топлива, что для Германии, вынужденной ввозить нефтепродукты из-за границы, имеет исключительно серьезное значение.

Довольно большие надежды первоначально возлагались на полукокс как топливо для промышленных целей и для домашних очагов. Но истираемость, пористость и легкая самовозгораемость воспрепятствовали широкому использованию полукокса как топлива в установках, далеко расположенных от мест его производства.

Учитывая, что примерно 60% продуктов полукоксования составляет полукокс при только что указанных его физических свойствах, переработка угля методом полукоксования экономически привязывается, таким образом, к месту потребления полукокса. Отходящий при этом методе швельгаз в количестве порядка 70—80 м³ на 1 т перерабатываемого угля, не являясь определяющим продуктом производства, в размерах своих представляет величину, зависящую от масштаба производства основного заданного продукта.

Если принять, что теплоэлектроцентраль на 150 000 квт мощности потребует ежегодного расхода газа — калорийности швельгаза — в размере ориентировочно 550 млн. м³, то при максимальном выходе 80 м³ швельгаза на 1 т перерабатываемого бурого угля методом полукоксования потребовалось бы переработать свыше 7 млн. т угля, чтобы получить нужное количество газа; причем для передачи на большое расстояние (200—250 км) такое количество газа должно быть признано минимальным экономически. Фактически же в тех случаях, когда применяется метод полукоксования, мы сталкиваемся со сравнительно небольшими массами перегоночного швельгаза как попутного продукта, и поэтому его использование также ограничено местом производства газа.

Мыслимы, однако, также случаи, когда где-либо близко имеется другой источник газа, предназначенный для дальнего транспортирования, тогда швельгаз в силу своей сравнительно высокой калорийности может иметь благоприятное значение в качестве обогащающего продукта и, таким образом, передаваться на дальнее расстояние.

2. СУХАЯ ПЕРЕГОНКА ПОДМОСКОВНОГО УГЛЯ. СМОЛА. ПОЛУКОКС

Физические и химические свойства подмосковного угля не тождественны с бурными германскими углями. Это прежде всего касается влажности. При средней влажности рядового подмосковного угля 33% германские бурные угли, как уже известно, имеют рудничную влажность 50—60%. А влага и является одним из важнейших факторов, затрудняющих химическую переработку бурого угля, так как при повышении температур в процессе переработки уголь растрескивается и рассыпается в мелочь, что сильно усложняет его переработку, в особенности при процессе полной газификации.

Вследствие испарения большого количества влаги и необходимости отводить значительные количества пара производительность на 1 м² сечения шахты сравнительно незначительная, что ведет к низкой экономичности. И поэтому предварительная подсушка делается целесообразной, а для угля с влажностью 50—55%, по данным Тренклера, — уже технологически обусловленной.

Отличительным моментом подмосковного угля при сопоставлении его с германскими бурными углями является также уже отмечавшаяся раньше более высокая тугоплавкость золы первого, последние же относятся к углям с легкоплавкой золой, что требует весьма осторожного процесса газификации и специальных конструкций колосниковых решеток. Следует, правда, заметить, что появление генератора с вращающейся решеткой, при котором достигается равномерное распределение дутья, свело к сравнительно редким затруднениям случаи неравномерного горения и связанного с этим зашлаковывания. С этой же конструкцией связано и автоматическое шлакоудаление.

Наконец, подмосковный уголь дает сравнительно небольшой выход смол — в лучшем случае около 7% на уголь с рудничной влажностью.

Первичная смола от полукоксования подмосковных углей по полученным лабораторным данным¹ при разгонке дает бензин, отличающийся отсутствием фракций, кипящих до 100°, большим содержанием фенолов и значительным содержанием серы, что делает его непригодным. Получающийся керосин отличается теми же недостатками, но еще большим количеством фенолов.

Эти данные подтверждаются исследованиями немецких профессоров Зайденшура и Франка.

Лабораторными опытами Московского химико-технологического института им. Менделеева установлено, что первичные смолы от полукоксования подмосковного угля нецелесообразно также перерабатывать путем жидкофазного крекинга с целью получения моторного топлива ввиду большого выхода кокса (40%) и небольшого выхода крекинг-дестиллата (25—28%). Кроме того, получаемые при этом крекинг-бензины и керосины в количестве около 25% (считая на смолу) требуют очистки от кислых и оснований и дополнительной очистки крепкой H₂SO₄ для придания им стабильности².

Иное значение, однако, первичная смола подмосковного угля может приобрести, если подвергнуть ее деструктивной гидрогенизации (крекинг под давлением с участием водорода), о чем более подробно речь будет ниже.

При данных качествах и свойствах смолы из подмосковного угля, незначительном выходе газа при полукоксовании, полукоккс должен был бы играть роль основного продукта. Но этот путь нас не только не приближает к решению поставленной проблемы широкой газификации на базе местных низкосортных топливных ресурсов, но скорее отдаляет от этого.

Полукоккс вследствие своей хрупкости не выдерживает дальних перевозок, и в смысле транспортабельности полукоксование, следовательно, ничего не прибавляет к рядовому углю. Полукоккс, правда, выходит из процесса швелования сухим, но, как доказано опытами, полукоккс подмосковного угля благодаря своей пористости, очутившись в атмосфере, насыщенной влагой, значительно жаднее поглощает влагу, чем рядовой уголь.

Пробы рядового подмосковного угля и полукоккса из него, помещенные в атмосферу, насыщенную водяными парами, на 72 часа, подтвердили это положение³ (табл. 8).

Но самое главное заключается в том, что, как показали опыты, произведенные Украинским институтом прикладной химии, зола в полукокксе в воздушносухой пробе повышается на 50—60% по сравнению с воздушносухой пробой угля. Что же

¹ См. «Деструктивная гидрогенизация топлив», стр. 39.

² См. «Химия твердого топлива» № 11—12, 1932, стр. 817.

³ Гофтман, Полукоксование углей Подмосковного района, стр. 14.

ТАБЛИЦА

Виды топлива	Влага в воздушносухом состоянии в %	Влага после пребывания во влажной атмосфере в %	% увеличения влажности	
Уголь в зерне 3—5 мм	(1 проба).	31,09	31,72	2,03
	(2 пробы).	21,35	26,02	21,87
Полукок в зерне 3—5 мм	(1 проба).	4,03	5,52	36,97
	(2 пробы).	3,38	5,78	69,23
Полукок пылевидный	(1 проба).	3,66	5,03	48,36
	(2 пробы).	2,12	3,66	72,64

касается серы (общей), то она только в некоторых случаях несколько уменьшается, а в большей части даже возрастает. Шесть проб угля и полукокса из него показали в этом отношении следующее¹:

ТАБЛИЦА 9

Содержание серы

Сорта угля	Уголь	Полукок
	Воздушно-сухая проба	Воздушно-сухая проба
Уголь I	4,51	3,26
" II	3,03	2,29
" III	3,91	5,97
" IV	4,24	6,89
" V	2,67	2,88
" VI	3,04	3,17

Оказывается в четырех из шести приведенных анализов количество серы в полукоксе возрастает.

Совершенно очевидно, что такой полукок не может явиться тем топливом, которое могло бы с успехом заменить высокозольный и многосернистый местный уголь.

Таким образом привившийся в Германии метод химического облагораживания углей полукоксованием не применим ни с какой стороны для конкретных условий Подмосковского бассейна.

Ф. Фишер, касаясь вопроса полукоксования, считает более целесообразным получать из твердого топлива не полукок и первичную смолу, а газ, который призван играть роль «нефти местного потребления». Первичная смола, выделяющаяся при газификации топлива, рассматривается как источник для получения жидкого топлива.

¹ Гофтман, Полукоксование углей Подмосковского района, стр. 10—12.

1. ГАЗИФИКАЦИЯ ЗА ГРАНИЦЕЙ И В СССР

Исходным моментом в развитии газовой промышленности является получение каменноугольного (светильного) газа, назначением которого было обслуживание преимущественно коммунальных нужд (освещение). Именно этот род потребления светильного газа послужил поводом к основанию газовой промышленности.

До начала 90-х годов прошлого столетия газ применялся преимущественно для освещения. Но с тех пор техника применения газа для бытовых целей значительно шагнула вперед, и потребление газа в домашних кухнях ныне значительно больше, чем для освещения.

Классической страной развития производства и потребления светильного газа является Англия, где и до самых последних лет производится максимальное количество светильного газа с преобладающим обслуживанием коммунально-бытовых потребностей.

ТАБЛИЦА 10

Производство светильного газа в 1929 г.

Страны	В млрд. м ³
Англия	9,4
Германия	3,8
США	1,75

Промышленностью в Англии потребляется только 20% всего производимого в стране светильного газа. Из других источников Англия могла бы рационально использовать довольно большие излишки коксового газа от коксовой промышленности, которые по исчислениям Ридлея¹ составили в 1927 г. 1,55 млрд. м³. Однако по данным того же автора из этого газа на стороне используется едва лишь 10%, что составляет очень скромную величину по сравнению со светильным газом.

Любопытно, что среди ряда факторов здесь действует еще такое, например, противоречие капиталистического хозяйства: продавцы городского (светильного) газа указывают на то, что в английской коксовой промышленности часто бывают забастовки, вследствие чего нельзя иметь уверенность в регулярном поступлении коксового газа в сеть и нужно поэтому держать

¹ Материалы Лондонской топливной конференции, 1928 г.

в резерве производственную мощность городских газовых заводов.

В Германии, наоборот, наблюдается большое распространение и сбыт коксового газа как широкого рыночного топлива.

Этому, несомненно, способствуют отличные от Англии организационные формы развития самой коксовой промышленности. Из полученных в Германии в 1929 г. всего 15,8 млрд. м³ коксового газа свыше 10 млрд. м³ сосредоточено в Руре. Очень много коксовых установок в Германии находится не при металлургических заводах, а вблизи мест добычи каменного угля. Эти установки, будучи централизованы в определенных пунктах, собирают уголь из разных рудников. Получающиеся здесь громадные количества коксового газа за вычетом собственного потребления коксовых установок (40—45%) требуют потребителей, чтобы не быть выпущенными на воздух. Это обстоятельство способствовало особенно сильно развитию и осуществлению идеи передачи газа на далекие расстояния, с которой и выступило еще в 1925 г. Акц. о-во «Рургаз» («Рургаз» объединяет 33 больших коксовых установки Западной Германии).

За годы кризиса выжиг кокса в Германии, а стало быть, и выход коксового газа, сильно снизился. Вместо 39 млн. т кокса в 1929 г. в 1932 г. произведено всей коксовой промышленностью 19,1 млн. т. В 1933 г. Акц. о-вом «Рургаз» произведено 16 млн. т кокса и получено 6,8 млрд. м³ газа, из которых избыточного 2,5 млрд. м³.

За последние годы количество газа, получаемого газовыми предприятиями Англии от коксовых печей, значительно возросло — оно составляет 4,3 млрд. м³ в год и имеет тенденцию к дальнейшему возрастанию¹. Но даже и при этом количество коксового газа, распределяемого газовой промышленностью Рурской области (Германия), в два раза больше.

«Рургаз», однако, все еще не достигло того успеха, который предполагался с самого начала, причем основное затруднение идет со стороны кризиса сбыта металлургического кокса. Вследствие кризиса в Германии скопилось (в 1930—1931 гг.) в одном только Руре свыше 4 млн. т кокса, не имевшего сбыта, а потребность в коксовом газе для нужд городов не имеет тенденции к сокращению.

Наименьшее количество светильного газа производят США, хотя бытовое потребление газа здесь достигло гигантских масштабов — свыше 21 млрд. м³ в год, половина из которого приходится на естественный газ. В бытовом потреблении газа участвует громадное количество карбюрированного водяного газа, составляющего свыше 70% всего производства газовых заводов, в абсолютных цифрах — 6,8 млрд. м³. Материалом для обогащения водяного газа здесь служит естественный газ или газы нефтеперегонных заводов.

¹ См. журнал «Engineering», т. 138, № 3586, 1934 г.

Громадных размеров в США достигло также проникновение газа в промышленность.

Добытые в 1931 г. в США 55 млрд. м³ естественного газа распределяются между отдельными потребителями следующим образом:

1. На домашние и коммунальные нужды	19%
2. В нефтепромышленность	40%
3. „ промышленность	19%
4. „ силовые станции	6%
5. „ сажевое производство	14%

Использование естественного газа сыграло огромную роль и в развитии американской металлургии.

Несмотря на такие гигантские масштабы развития промышленности естественных газов в США, здесь производится и значительное количество генераторных газов. Одна только сталелитейная промышленность газифицирует около 15 млн. т угля в год.

В США отношение промышленного потребления газа к бытовому составляет 3:1.

Добыча естественного газа в 1934 г. составляла 50 млрд. м³¹.

Один из видных деятелей газовой промышленности в Америке, Густав Энглоф, заметил следующее в связи со все растущим потреблением газа в различных отраслях:

«В потреблении топлива в США происходят чисто революционные сдвиги: в домашнем быту и на фабрике газ заменяет уголь».

В послевоенный период происходят очень серьезные сдвиги в мировой технике газовой промышленности, которые, главным образом, направлены к тому, чтобы заменить применявшийся до сих пор светильный газ из каменного угля другими видами газа.

В США значительную роль в системе газоснабжения начинают играть газы коксохимических заводов. При выжиге 65 млн. т кокса там получается 23,4 млрд. м³ газа в год. Стремление получить возможно большее количество коксового газа приводит даже к применению шихты с содержанием 44% летучих; одновременно сокращаются расходы на собственные нужды, которые составляют теперь 30% против 75% в 1915 г., а также и потери, достигающие лишь 1,5—2,5%².

В Германии, да и отчасти в США, избытки коксового газа, получающиеся после удовлетворения собственных потребностей коксовых установок и металлургического производства, направляются по газопроводам другим промышленным, а также и коммунальным потребителям, заменяя, таким образом, светильный газ.

Помимо коксового газа каменноугольный светильный газ вытесняется также водяным карбюрированным газом.

¹ См. Gas Age Record № 19, 1935, т. 76.

² См. журнал «Химическая промышленность» № 2, 1935, стр. 121—122.

Стремление заменить светильный газ другими видами газа заключается, с одной стороны, в желании перейти даже в коммунально-бытовом потреблении к более экономичному газу, а тем более в промышленном потреблении; а с другой стороны, большое значение здесь имеет проблема замены высокосортного угля в газовой промышленности низкосортными каменными и бурыми углями.

Сравнительно низкая теплотворная способность водяного газа, а также большое содержание в нем ядовитого компонента — СО — привело к тому, что, несмотря на то, что методы его получения были известны давно, а по стоимости он значительно дешевле светильного газа, его применение в чистом виде сильно ограничено. Только в тех странах, где сырые продукты для карбюрации дешевы, водяной газ для бытовых целей применяется, главным образом, в карбюрированном состоянии. США, обладая дешевыми нефтяными остатками для карбюрации, применяют карбюрированный водяной газ в огромных количествах, используя при этом газы горячего дутья при производстве водяного газа для разложения нефтяных остатков.

В Западной Европе недостатки водяного газа приводят к иной форме его потребления: там, учитывая достоинства и недостатки светильного и водяного газов, в большинстве случаев прибегают к примешиванию к светильному газу водяного, получающегося в генераторах, работающих на коксе — отходе от производства светильного газа.

Практический опыт применения смеси светильного и водяного газов и подвел техническую мысль вплотную к решению проблемы получения смешанного газа не отдельно, а в одном аппарате, т. е. к производству так называемого двойного водяного газа.

В СССР газовая промышленность оставалась до самого последнего времени одним из наиболее отсталых участков.

Первый газовый завод (светильного газа) появился в Петербурге еще в 1835 г., а в 1865 г. газовый завод был построен и в Москве. Значительного развития, однако, производство светильного газа не получило. И ныне существующие в СССР два завода дают годовую продукцию, эквивалентную 18 000 т условного топлива, что составляет лишь 1% по отношению к производительности газовых заводов Германии.

В 1934 г. в СССР работало всего около 600 генераторов низкокалорийного воздушного газа и около 40 генераторов водяного газа; последние в подавляющей части — в химической промышленности, где газ является химическим сырьем преимущественно для получения синтетических продуктов.

В США еще в 1925 г. работало в различных отраслях промышленности около 11 000 газогенераторов¹.

В 1933 г. в СССР было добыто свыше 2 млрд. м³ есте-

¹ См. Хаслаи и Руссель, Топливо и его сжигание, стр. 398.

ственного газа, что составляет меньше 4% от количества, добываемого США.

Крайне нерационально используются у нас также коксовые газы (табл. 11).

ТАБЛИЦА 11

Наименование потребителей	Потребители коксового газа юга СССР в %	Потребители коксового газа в США в %
Обогрев коксовых печей	57,8	36,7
Котельные	12,8	2,8
Мартены и прокатные цеха	15,9	35,5
Городское потребление	2,6 ¹	22,7
Неиспользовано и потери	10,9	2,3
	100	100

Свыше 70% коксового газа оказывается использованным там, где он с успехом, если не целиком, то в подавляющей части, может быть заменен доменным газом и другими малоценными энергетическими отходами. К этому остается еще добавить почти 11% недоиспользования и потерь, которые почти в пять раз выше, чем в США.

В Германии металлургические процессы выработки мартеновской стали и проката идут целиком на смеси доменного и коксового газов. При этом промышленность Германии имеет возможность, как это было показано на примере Рура, системой дальних газопроводов отпускать значительную часть коксового газа для других отраслей промышленности и даже для коммунально-бытового потребления с целью замены светильного газа.

Тем менее допустимо для плано-организованной социалистической промышленности СССР, имеющей все предпосылки для рациональной организации своего хозяйства и устранения народнохозяйственных потерь, сохранять существующее положение в газовом хозяйстве.

Развивающееся по всей стране стахановское движение, зародившееся, как известно, в угольной промышленности и быстро подхваченное металлургией, не сможет, несомненно, пройти мимо столь серьезного участка, как газовое хозяйство коксо-металлургии. СССР и здесь обладает всеми необходимыми предпосылками для того, чтобы не только догнать, но и перегнать самую передовую страну капиталистического мира — США.

Резкое сокращение потребления коксового газа для обогрева коксовых печей и в качестве котельного топлива, доведение до минимума потерь (табл. 11) и изменение в результате этого структуры потребления коксового газа с приближением ее хотя

¹ Прочие потребители.

бы к структуре потребления в США, могут в ближайшее время высвободить для коммунально-бытовых нужд и для других целей рационального использования высококалорийного и очень ценного по своему химическому составу коксового газа в количестве порядка 3 млрд. м³/год.

2. ТЕПЛОФИКАЦИЯ, ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ И ГАЗИФИКАЦИЯ

Табл. 1, характеризующая структуру топливного баланса СССР, показывает, что доля низкосортных топлив (подмосковный уголь, челябинский уголь, торф) в нем к концу первой пятилетки оставалась недостаточной: в 1932 г. перечисленные три вида топлива составили 9,4% от всего топливного потребления. Топливный баланс Московской области (табл. 2) только ярче оттенил недостаточность сдвигов в этом направлении. Больше того, за последние годы наблюдалась даже опасная тенденция снижения роли местного топлива, в частности, торфа (табл. 3).

Мы в то же время имели возможность убедиться, что в тех громадных сдвигах по части освоения местного топлива, какие все же произошли в структуре топливного баланса в том числе и Московской области при советской власти, огромную роль сыграла электрификация (табл. 3).

Следующим этапом на пути глубокой реконструкции топливного баланса в части резкого повышения удельного веса местного топлива, по крайней мере, в решающих индустриальных районах, далеко отстоящих от главнейших топливных баз (в Московской, Ленинградской и Уральской областях), должна явиться газификация, или, вернее, теплофикация и электрификация на базе газификации.

Г. М. Кржижановский справедливо выдвигает как один из основных принципов технико-экономической реконструкции хозяйства СССР следующее положение:

«Наиболее рациональное использование имеющихся в нашем распоряжении сил природы, наиболее выгодное трансформирование природных видов энергии в те формы, которые для нас наиболее эффективны, наиболее экономная транспортировка этих видов энергии к местам потребления и, наконец, рациональное использование этих видов энергии в производственных процессах — такова основная база энергетического хозяйства»¹.

Это положение т. Кржижановского находится в полном соответствии с указанием XVII Партконференции, что «важнейшим элементом технической реконструкции народного хозяйства является создание новейшей энергетической базы, основанной на широчайшей электрификации».

Теплофикация, т. е. централизованное производство тепла в виде пара и горячей воды для технологических целей, венти-

¹ Г. М. Кржижановский, Основы технико-экономического плана реконструкции СССР, «Пути индустриализации» № 8, 1931.

ляции и отопления, в том числе и коммунально-бытового, которое осуществляется не прямым теплом непосредственно из котельных, а отработавшим теплом, пропущенным через турбины, — такое новое звено в развитии нашей энергетики означает не только, как показано выше, значительное повышение коэффициента использования топлива на станции, которое достигается одновременным получением полезного тепла и электроэнергии. Огромное экономическое значение теплофикации заключается еще дополнительно в том, что, централизуя снабжение паром и горячей водой, теплоэлектроцентрали дают возможность ликвидировать множество мелких котельных, работающих почти исключительно на высокосортном дальнепривозном топливе со значительно меньшим к. п. д. и с гораздо худшими эксплуатационными показателями.

Но выше уже показано, как развитие теплоэлектроцентралей, топливной базой для которых должно стать местное топливо, сделало актуальной проблему газификации.

Из этой взаимосвязи и взаимозависимости теплофикации и газификации проистекает и другое: местное топливо, в данном случае подмосковный уголь, торф, через теплофикацию охватывает такой круг потребителей, к которым оно иных путей почти не имело. И структура топливного баланса получает с этой стороны толчок к таким коренным сдвигам по линии вытеснения дальнепривозного топлива, которые были бы немыслимы при иных условиях.

ТАБЛИЦА 12

Потребление подмосковного угля различными потребителями

Потребители	1931 г.		1932 г.		1933 г.	
	в тыс. т	в %	в тыс. т	в %	в тыс. т	в %
Промышленность	1 455	78	2 038	86,5	2 946	90,4
Транспорт	365	19,6	234	9,9	205	6,4
Коммунальное хозяйство	42	2,4	87	3,6	104	3,2
	1 862	100	2 359	100	3 259	100

Не следует упускать из виду и то большое влияние, которое может оказать широкое проникновение газа непосредственно в промышленность, целый ряд отраслей которой с целым рядом процессов в них являются и должны явиться крупными потребителями газа.

Существует мнение, что рост электрификации и развитие теплоэлектроцентралей целиком разрешают проблему энергоснабжения всех мыслимых потребителей таким образом, что совершенно снимает с очереди вопрос о газификации, не оставляя места для газа.

Эта неправильная точка зрения коренится прежде всего в неправильном понимании той внутренней связи, которая существует на современном уровне развития энергетики между газификацией, теплофикацией и электрификацией.

В той большой задаче, которую поставила партия перед страной, — «на основе новейшей энергетической базы произвести техническую реконструкцию народного хозяйства»¹, — одним из важнейших моментов которой является коренная реконструкция топливного баланса страны путем широкого освоения местных топлив, — в решении этой задачи теплофикация зачастую прокладывает путь газификации. Газификация должна оказаться звеном в электроэнергетической цепи.

Только ограниченное понимание роли газификации как средства освещения, обслуживания быта может лежать в основе указанного выше неверного противопоставления.

Опыт Западной Европы и Америки показывает, что развитие электрификации отнюдь не служит препятствием к внедрению газа. С 1900 г. газовое дело в Германии увеличилось в четыре раза, несмотря на одновременный усиленный рост производства и отпуска электроэнергии. В Америке потребление электроэнергии в 3,5 раза больше, чем в Германии, а газа — в четыре раза.

Д. И. Менделеев охарактеризовал газ как «топливо будущего», при котором не может быть речи «ни о неполноте горения, ни о дыме».

Великий ученый хорошо понимал тенденцию развития.

Гигантские масштабы роста технологического, силового, коммунально-бытового и прочего потребления энергии различных видов должны были предъявить такой всевозрастающий спрос на топливо, при котором все с большей настоятельностью будет ощущаться необходимость вовлечения в круг реальных топливных ресурсов все больше и малоценные, низкосортные, топлива.

Кроме того, в непосредственной связи с общим громадным ростом потребления топлива находится и концентрация потребления. Средоточиями топливопотребления являются крупные промышленные центры, притягивающие к себе большие массы населения, которые в свою очередь значительно расширяют потребление топлива в данном пункте. Дело осложняется еще тем, что крупнейшие промышленные центры (Ленинград, Москва, Урал) находятся вдали от основных топливных баз.

Сжигание таких больших количеств угля, даже высокосортного, в натуральном состоянии неизбежно сопряжено с выпуском в атмосферу громадных масс дыма и копоти, окутывающих промышленные районы и отравляющих воздух этих районов.

Но мы видим, что дело не ограничивается одними только высокосортными топливами, что в топливный баланс приходится вводить все больше топлива низкосортного, многозольного, зачастую высокосернистого и пр. И проблема оздоровления санитарно-гигиенических условий жизни крупных промышленных центров приобретает большую остроту.

¹ См. резолюции XVII Съезда ВКП(б), Партиздат, 1934 г., стр. 11.

В этой связи и уместно было вспомнить слова великого Менделеева о газе как «топливе будущего» с внесением лишь той поправки, что из топлива будущего газ теперь становится и все решительнее должен стать топливом настоящего, так как все социальные, экономические и технические предпосылки для этого уже достаточно созрели.

Касаясь вопроса о подмосковном угле как топливе для московских теплоэлектроцентралей, мы столкнулись с двумя вопросами, один из которых (летучая зола) сильно затрудняет, а другой (сернистый ангидрид) почти вовсе исключает при данных условиях, когда очистка дымовых газов от SO_2 продолжает оставаться нерешенной проблемой, превращение подмосковного угля в топливную базу для теплоэлектроцентралей.

Превращение подмосковного угля в газ в районе добычи и сравнительно несложная очистка газа от H_2S перед транспортированием подготавливает такое топливо для теплоэлектроцентралей, которое является прежде всего самым идеальным в смысле санитарно-гигиеническом: полная чистота сгорания при отсутствии золы и дыма.

Кроме того, газифицированием низкосортного топлива на месте топливодобычи и подачи его по газопроводной системе прямо к топкам котлов освобождается железнодорожный транспорт от значительных перевозок, половина из которых, как, например, в подмосковном угле, торфе, заключается в баласте (зола, влага). Устраняется также необходимость во внутригородских, зачастую чрезвычайно усложненных тепловых перевозках. Территория станции освобождается от всех громоздких сооружений по топливохранению, топливоприготовлению и топливоподаче.

ГЛАВА IV

ГАЗОГЕНЕРАТОРЫ

1. ЗНАЧЕНИЕ ПОЯВЛЕНИЯ КОЛОСНИКОВОЙ РЕШЕТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ПАРОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Историческим предшественником газогенератора является металлургическая доменная печь. Именно она подтолкнула техническую мысль к созданию шахтной печи для добычи газа независимо от доменного процесса выплавки металла. Поэтому первый газогенератор конструктивно в основном схож с доменной печью. Как и домна, шахтная печь для газификации была без колосниковой решетки и также работала с жидким выпуском шлака.

В дальнейшем, по мере роста потребностей газовая промышленность не могла, естественно, удержаться на этой первоначальной конструкции.

Задача технического совершенствования конструкции газогенератора, которая, главным образом, увлекала мысль конструкторов,

тора, — борьба с зашлаковыванием и вопрос о легком удалении шлаков, а с этим тесно связывалась проблема механизации технологического процесса генерации газа.

Тренклер по этому поводу замечает¹, что в действительности оказалось легче овладеть химическим процессом газификации и установить его так, как это желательно, между тем как удаление остатков и обусловленное этими остатками равномерное распределение воздушного дутья по всему сечению газогенератора оказались гораздо более тяжелыми задачами.

Через ряд конструкций различных авторов техническая мысль пришла уже в самом начале XX века (1903 г.) к газогенератору с вращающейся колосниковой решеткой, разработанной Керпели. Именно вращающаяся колосниковая решетка с автоматическим шлакоудалением стала важнейшим моментом в механизации процесса газификации. Эта конструкция имела решительный успех, причем в первую очередь она, по данным Тренклера, повысила вдвое пропускную способность старых конструкций, кроме того, значительно улучшился состав газа, а потери с золой уменьшились. Особенностью этой конструкции является также то, что столб топлива по всему поперечному сечению попеременно то поднимается, то опускается, благодаря чему производится легкое перемешивание и одновременно соскальзывание вниз золы и удаление ее.

Преимущества вращающейся колосниковой решетки характеризуются еще тем, что эта конструкция решеток нашла себе применение не только в генераторах воздушного газа, но и водяного и двойного водяного газов.

Высокие температуры реакции при производстве воздушного газа, связанные со значительными производственными трудностями, повлекли за собой уже в самом начале развития газогенераторного дела изменение процесса, заключающееся в примешивании охлаждающего средства к воздуху, подаваемому для

ТАБЛИЦА 13

Перешло	При получении воздушного газа в %	При получении смешанного газа в %
На колосники парового котла	0,31	4,78
В полезное тепло, содержащееся в очищенном газе	71,4	74,8
В полезное тепло, содержащееся в смоле	5,7	6,08
В тепло сажи	0,32	0,05
В физическое тепло неочищенного газа	12,54	9,92
В физическое тепло провала	1,15	0,08
В потерю с лучистой теплотой	8,58	4,29
Итого	100	100

¹ См. Тренклер, Газогенераторы, изд. Энергоиздата, стр. 172.

газификации. Этим охлаждающим средством является, главным образом, водяной пар.

В развитии техники газификации применение паровоздушной смеси имело огромное значение. Прибавлением к воздушному дутью пара, которое по опытам является оптимальным в количестве примерно 0,4 кг на 1 кг газифицируемого углерода, предотвращают зашлакование и связанные с этим потери в остатках, понижают чрезмерные количества физического тепла в газе и потери лучеиспусканием, как это показывает сопоставление опытов Вендта¹ (табл. 13).

Как видно из предыдущего, расход пара довольно значительный. И в интересах улучшения экономики газификации всячески стремятся к использованию для парообразования освобождающегося при газификации тепла. В различных конструкциях газогенераторов эта технико-экономическая задача решается по-разному: от помещения резервуара с водой под колосниковой решеткой (Сименс) до устройства в газопроводе трубчатого котла в газовсасывающих установках или, наконец, приспособлением кожуха самого генератора в качестве котла или водоподогревателя. В этом случае газообразование облегчается тем, что на стенках генератора не образуется никаких отложений². Действие водяного пара благоприятно отражается на ходе газообразования не только физически, путем понижения температуры зоны газообразования, но и химически, улучшая теплопроизводительность газа за счет обогащения его водородом и окисью углерода.

Наибольшее развитие газогенераторы с вращающейся решеткой получили в Германии. В другие страны Европы проникли, главным образом, германские конструкции.

Отставание английского газогенераторостроения по словам исследовавшего этот вопрос Тренклера объясняется тем обстоятельством, что там легко газифицируемые (неспекающиеся) угли гораздо дешевле, чем в Германии. Кроме того, условия эксплуатации при газификации спекающихся углей заметно отличаются от условий эксплуатации при газификации спекающихся углей к невыгоде последних (табл. 14).

Таким образом в основе технического прогресса в области газогенераторостроения в Германии лежат экономические факторы, вынуждавшие Германию преодолевать трудности, проистекавшие из качества материала для газификации, требовавшего приспособления конструкции к особенностям газифицируемого угля.

Касаясь направления развития газогенераторостроения в США, тот же Тренклер задается следующим вопросом: почему в Америке, известной как страна механизации, чрезвычайно медленно укоренялся газогенератор с вращающейся решеткой? Объясне-

¹ См. Тренклер, Газогенераторы, стр. 66.

² См. Муллерт и Дрюэз, Технические газы, производство их и применение, стр. 192.

Эксплуатационные расходы при газогенераторах с вращающейся решеткой¹

Показатели	Газифицируемое топливо		
	Бурый уголь	Тощий каменный уголь	Спекающийся каменный уголь
Стоимость газификации 1 т (марок)	1,811	2,711	4,671
Выход газа на 1 т (м ³)	2 000	3 200	3 600
Стоимость газификации 1 м ³ (пфеннигов)	0,09	0,085	0,13
„ в том числе на долю обслуживания (пфеннигов)	0,01	—	0,03

ние этому обстоятельству он находит в том, что там, во-первых, так же, как и в Англии, рассчитывают на дешевые угли, и поэтому потери топлива с золой не являются важными, кроме того, там исходят из использования неквалифицированной рабочей силы, что по мнению американцев создаст угрозу сжигания решетки и других находящихся в огне частей, а также вообще возможность неправильного обслуживания.

Советское газогенераторостроение до последних лет почти не было развито. Только Краматорский завод изготовлял газогенераторы системы Керпели.

В 1932 г. в СССР начал работать специальный орган по проектированию газогенераторостроения — Газогенераторстрой.

Из работающих в СССР газогенераторов низкокалорийного газа примерно половина (около 300 шт.) приходится на долю старых газогенераторов Сименса. Из других систем кроме уже упоминавшегося Керпели работает еще сравнительно большое количество газогенераторов AVG (Allgemeine Vergasungs Gesellschaft).

2. ГАЗОГЕНЕРАТОРЫ СО ШВЕЛЬШАХТОЙ И ГАЗИФИКАЦИЯ БУРЫХ УГЛЕЙ

Стремление получить газ более высокой калорийности и способный развивать более высокую температуру пламени привело к объединению процесса газификации с низкотемпературным полукоксованием, что приобрело особенное значение при газификации бурых углей и вообще топлив, отличающихся высоким содержанием летучих.

Производство таким способом двойного, смешанного, газа широко развивается, и в настоящее время почти не встречается газогенераторов обыкновенного генераторного газа.

В этом процессе физическая теплота генераторного газа используется для швелевания топлива. Температурный режим при

¹ См. Тренклер, Газогенераторы, стр. 190.

этом должен быть рассчитан таким образом, чтобы температура газа, проходящего через верхнюю часть генератора (швелерторту), соответствовала обусловленной температуре швелевания.

Соблюдение этих температурных условий должно обеспечить улавливание нерасщепленных смоляных продуктов. В этом случае улавливаемая смола по своим физическим и химическим качествам не отличается от смолы, полученной в специальных установках для низкотемпературного коксования, т. е. является первичной смолой.

Экономичность газификации бурого угля связывают с улавливанием побочных продуктов газификации, главным образом первичной смолы.

Недостаток нефтепродуктов в Германии послужил во время войны основным побудительным мотивом к газификации с отъемом смолы. Общество генераторного газа впервые ввело в практику «реторту сухой перегонки».

Вначале ввиду отсутствия достаточного опыта в газификации сырого бурого угля он подвергался предварительному брикетированию. Уже в 1918 г. около 55 газогенераторов добывали ежедневно до 150 т первичной смолы¹.

Газификация в натуральном состоянии землистых среднегерманских и рейнских бурых углей представляет большие трудности не только в силу уже упоминавшейся весьма высокой влажности, но особенно в силу мелкозернистости.

Для решения этой проблемы предложен целый ряд конструкций (кольцевой генератор Пинча, прямоугольные газогенераторы, соединяемые в непрерывные ряды и др.). Тем не менее, на основании различных испытаний установлено, что производительность на 1 м² сечения шахты при газификации землистых бурых углей оказывается низкой, и это обстоятельство полностью обусловлено свойствами топлива.

В отличие от указанных германских землистых бурых углей курной уголь подмосковного бассейна, на долю которого падает подавляющая часть запасов, представляет собой по данным Московской горной академии о микроскопическом строении углей Товарковского, Щекинского, Бобриковского и Победенского районов «плотную, слоистую массу», да и влажность подмосковного угля почти в два раза ниже. П. А. Солодовников, опираясь на многочисленные исследования, пришел к выводу, что подмосковный уголь представляет собой совершенно особое вещество, которое нельзя сравнивать ни с германским, ни с другим бурым углем².

Приведенное сопоставление подмосковных углей с германскими дает основания заключить, что указанные выводы об условиях газификации последних не могут быть перенесены на подмосковный уголь.

¹ См. Муллерт и Дрюэз, Технические газы, производство их и применение, стр. 197.

² См. Солодовников, Методы химической переработки низкосортных углей, стр. 136.

В октябре 1927 г. в Берлине были произведены опыты по газифицированию подмосковного угля в газогенераторе Ю. Пинч со швельшахтой и с вращающейся решеткой. Средний анализ газа из произведенных 11 опытов следующий:

CO ₂	9,7%	CH ₄	5,37%
CO	18,4%	C _n H _m	0,26%
H ₂	17,1%	теплопроизводительность 1 м ³ 1 462 кал/м ³ .	

В 1931 г. на Московском газовом заводе производились испытания по газифицированию подмосковного угля на смешанный генераторный газ. Такой газ предназначался в качестве примеси к очень высококалорийному нефтегазу, чтобы в результате получить газ, близкий по составу к светильному газу, используемому для коммунально-бытовых нужд. Испытания производились в газогенераторе фирмы Пинч без швельшахты. Газифицировался бобриковский уголь марки К, который дробился перед загрузкой. Результаты получились следующие: а) напряжение сечения генератора по данным испытания 260/280 кг/м², но авторы испытания считают возможным без затруднений добиться производительности 300 кг/м² сечения; б) выход сухого газа составлял 1,98 м³/кг угля, что объясняется, главным образом, хорошим сортом просеянного угля калорийностью примерно 3 600 кал/кг; в) калорийность газа полученная (1 256 кал/м³) является пониженной (калорийность может дойти до 1 500—1 600 кал/м³), и авторами испытания это объясняется тем, что процесс шел с большим избытком пара, конвертировавшим СО в СО₂ и Н₂ а также отсутствием в генераторе зоны перегонки¹.

В том же 1931 г. газогенераторной лабораторией Всесоюзного теплотехнического института были произведены испытания по газификации низкосортного угля Челябинского месторождения в газогенераторе фирмы AVG в Гусь-Хрустальном.

Средняя проба угля, подвергавшегося газификации, содержала W — 20,3%, A — 17,2%, S₆₀ — 0,72% и около 26% летучих на рабочее топливо.

Опыты производились при работе генератора со швельшахтой и без швельшахты.

В табл. 15 приводятся важнейшие показатели из опубликованной сводки результатов опытов².

Сравнительно низкий выход газа автор испытания объясняет большой потерей углерода с выгребом.

Наряду с бурными углями весьма успешно у нас газифицируется и другой вид низкосортного топлива — торф.

Торф по своим физико-химическим свойствам, по своему происхождению, способу добычи и т. д. предъявляет особые требования при его газификации и к применяющейся для этого аппара-

¹ См. журнал «Химия твердого топлива» № 4, 1932, ст. Солодовникова, Новикова и Жукова.

² См. «Известия ВТИ» № 2 (72), 1932, стр. 232—233.

Показатели	Варианты		
	Единицы измерения	Со швельшахтой	Без швельшахты
Теплопроизводительность рабочего топлива (низшая)	кал/кг	4 364	3 838
Напряжение поперечного сечения шахты, считая на рабочее топливо	кг/м ² час	152	149
Расход пара на 1 кг рабочего топлива	кг/кг	0,256	0,184
Выход сухого газа на 1 кг рабочего топлива	м ³ /кг	1,546	1,205
Низшая теплотворная способность сухого газа	кал/м ³	1 768	1 663
Содержание смолы в газе	г/м ³	35,6	29,5

туре. Особенное значение имеет высокая и сильно колеблющаяся влажность и малый объемный вес торфа.

Эти вопросы успешно разрешены путем увеличения шахты газификации и надстройки над ней шахты для подсушки и швельования торфа — швельшахты (газогенератор системы AVG)¹.

Чтобы сделать возможной работу генератора, рассчитанного на влажность торфа 35—40%, газифицировать торф с более высокой влажностью, опускают зону сухой перегонки. Такие генераторы меньше реагируют на переменную влажность торфа.

Первой крупной газогенераторной станцией на торфе в СССР является станция на стеклозаводе в Гусь-Хрустальном, пущенная в 1929 г. Станция состоит из восьми газогенераторов системы AVG со швельшахтой и диаметром шахты 3 м, производительностью 45 т в сутки при нормальной работе и до 60 т при форсированной работе. Выход газа 1,55 м³/кг торфа с Q_в^р — 1 600 кал/м³.

Мощная газогенераторная станция из газогенераторов AVG на торфе работает успешно на Уральском заводе тяжелого машиностроения.

Специальной комиссией Главторфа установлено, что решающим моментом при подборе торфяного сырья для газификации является не способ добычи торфа, а степень его влажности. Этим самым доказана возможность работы и на гидроторфе, что очень важно, так как машинно-формовочный способ добычи торфа является наиболее трудоемким, а гидравлический способ — наиболее механизированным. При значительном удельном весе фактора труда в стоимости торфодобычи это приобретает очень большое значение для экономики газификации.

¹ См. журнал «Торфяное дело» № 3, 1935, стр. 18.

3. ВОДЯНОЙ ГАЗ

Развитие промышленности водяного газа получило толчок от роста потребности в светильном газе, когда спрос на последний все больше возрастал не только со стороны коммунально-бытового, но и промышленного потребления.

Выход светильного газа на 1 т перегоняемого топлива составляет всего лишь 330—340 м³, что составляет примерно 27% от теплотворности горючего. Подавляющая часть вещества угля при этом (около 60%) остается в виде кокса неиспользованной для целей газификации. Стремление увеличить выход газа из данного количества угля в соответствии с нараставшими потребностями привело к превращению в газ и коксового остатка переработкой его на водяной газ, который в Европе стали примешивать к ретортному газу. В дальнейшем было установлено, что прибавкой некарбюрированного водяного газа можно значительно снизить стоимость производства светильного газа, и это еще больше стимулировало применение водяного газа для этих целей и рост его производства.

Теми же побудительными мотивами еще раньше, чем в Европе, вызвано развитие производства водяного газа в США с той лишь особенностью, что здесь он поступал к потребителю карбюрированным масляным газом. Здесь уже в 1924 г. для газоснабжения производился, главным образом, водяной газ, карбюрированный маслом¹.

Этим, однако, не ограничивается сфера применения водяного газа. Он является незаменимым в тех случаях, где главнейшую роль играет температура, острота и концентрация пламени. В целом ряде случаев по этой причине бедные газы (воздушный и смешанный генераторный газ) не могут найти себе применения, так как при сжигании их с неподогретым воздухом температура пламени не превосходит 1 000° С.

Водяной газ в этом отношении имеет преимущества и перед светильным газом, температура пламени которого примерно на 200° ниже температуры пламени водяного газа². Кроме того, водяной газ имеет более низкую стоимость, чем светильный газ. Поэтому в промышленной практике обыкновенно предпочитают применять водяной газ.

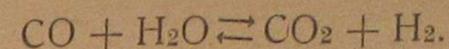
Наконец, все большее распространение получает применение водяного газа в синтетической химической промышленности — производство синтетического аммиака, искусственного жидкого топлива и пр.

Водород — этот «хлеб современной химической индустрии» — содержится в большом количестве в водяном газе. Кроме 50% свободного водорода водяной газ содержит еще 40% окиси углерода, являющейся дополнительным потенциальным источни-

¹ См. Gwosdz, Kohlenwassergas.

² См. Солодовников, Методы химической переработки низкосортных углей, стр. 65.

ком водорода, получающегося в результате конверсии, т. е. окисления окиси углерода водяным паром. Реакция при этом протекает по формуле:



Практически этот способ выполняется таким образом, что водяной газ, смешанный с водяным паром при температуре, равной 400—500°, пропускается через контактную массу, состоящую из смеси окиси хрома и окиси железа. Окись углерода в этих условиях служит восстановителем водяного пара.

Из других газов только коксовый газ отличается содержанием такого же количества свободного водорода, как и водяной газ. Другой важнейший компонент коксового газа — метан (СН₄), содержание которого доходит до 25%, является принципиально весьма значительным потенциальным источником водорода, так как из каждого объема метана можно получить четыре объема водорода. Однако восстановление водяного пара метаном, конверсия метана, представляет собой весьма затруднительную технологическую задачу, связанную с применением очень высоких температур. Помимо того для выделения свободного водорода, а попутно и метана, требуется фракционирование коксового газа на отдельные компоненты методом глубокого охлаждения, довольно дорогим.

Здесь и следует искать объяснение тому, что хотя коксовый газ и является побочным продуктом коксового производства и стоимость его ниже специально производимого водяного газа, тем не менее, подавляющая часть мирового производства синтетического аммиака (около 65%) базируется на водяном газе. Это в равной мере относится и к СССР, где крупнейшие наши азотные предприятия производят NH₃ на базе водорода из водяного газа. Масштабы производства водяного газа, обусловленные развитием синтетической химии, определяются следующими факторами: 1) мировое производство синтетического аммиака (NH₃) составило в 1933 г. 1 290 000 т¹; 2) для получения 1 т NH₃ требуется 2 100 м³ водорода; 3) все нарастающее развитие производства синтетического бензина методом бергинизации как прямой гидрогенизацией угля, так и первичных смол, причем расход водорода на 1 т угля составляет около 1 800 м³ водорода, а смол — 800—900 м³/т; 4) каталитический синтез углеводородов из водяного газа по разработанному методу Фишером и Тропшем, отличающийся от деструктивной гидрогенизации тем преимуществом, что процесс протекает при низком давлении.

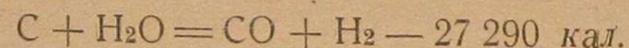
Сырьем для получения водяного газа чаще всего служит кокс, реже употребляют для этой цели антрацит. В последние годы в связи с развитием сухой перегонки без доступа воздуха при низких температурах (полукоксование) стали применять и полукоксы для получения водяного газа.

¹ См. «Журнал химической промышленности» № 4, 1934, стр. 76.

Применение для производства водяного газа искусственно дегазированного топлива (кокс, полукокс) или антрацита в тех случаях, когда водяной газ рассматривается как сырье для получения водорода, в особенности для производства NH_3 , является технологически обусловленным.

Наличие углеводов в газе в этом случае из полезного фактора обогащения газа, повышения его калорийности, при энергетическом использовании превращается в свою противоположность, так как присутствие метана и других углеводов в азотоводородной смеси является крайне нежелательным вследствие больших потерь азотоводородной смеси в колоннах синтеза (стр. 113).

Обычный технологический процесс получения водяного газа в основном сводится к тому, что загруженное в генератор топливо посредством воздушного (горячего) дутья накаливается добела, затем после прекращения подачи воздуха начинается процесс собственно газификации — продувается пар (холодное дутье) до тех пор, пока температура еще достаточно высока, чтобы разложение воды протекало по уравнению



Из уравнения видно, что этот процесс протекает с поглощением тепла, вследствие чего периодически холодное дутье приходится прерывать, чтобы с помощью горячего дутья поднять температуру в зоне газификации до необходимой высоты. Таким образом обычный способ получения водяного газа является по необходимости периодическим, что неизбежно снижает производительность газогенератора. Другим недостатком газогенераторов водяного газа является то, что газы горячей продувки являются потерянными для основного процесса, что приводит к значительным тепловым потерям, так как в продувочных газах кроме углекислоты и вводимого с воздухом азота содержится также окись углерода и другие горючие составные части газа.

Тренклер¹ характеризует процесс получения водяного газа не как чистый процесс газификации, но как представляющий в основном специальный случай газификации с искусственным отделением балластных составных частей — CO_2 и N_2 , являющихся неизбежным спутником теплодающей части процесса, — от основных теплоценных составных частей — CO и H_2 . Этому соответствует состав водяного газа, в котором содержание CO — 40%, а H_2 — 50%, остальное приходится на остатки CO_2 и N_2 . Теплотворная способность такого газа 2 500—2 700 кал/м³.

Потеря горючего газа при продувке воздухом является также одной из причин, в силу которой целесообразно газифицировать дегазированные топлива, так как в случае применения топлив, богатых летучими, дестилляционные газы при горячем дутье будут теряться в весьма значительном количестве, что чрезмерно понизит к. п. д.

¹ См. Тренклер, Газогенераторы, стр. 81.

Низкий к. п. д. газогенератора водяного газа, проистекающий из прерывности процесса, с одной стороны, и уноса горючих газов при продувке воздухом, с другой стороны, а также унос с продувочными газами и дестилляционных газов при работе на натуральном топливе с высоким процентом летучих, что вызывает необходимость работы на коксе, — все это в общем сдерживающе влияло на развитие и распространение водяного газа, с которым когда-то связывались очень широкие надежды и который даже объявлен был «топливом будущего». Большого распространения в качестве самостоятельного энергетического топлива водяной газ не получил.

Ближайший путь к повышению к. п. д. лежал через использование тепла продувочных газов на получение пара для процесса газования (холодного дутья). В некоторых системах газогенераторов используют для получения пара также и физическое тепло водяного газа, который выделяется из газогенератора с температурой около 800° С. Это тем более важно, что расход пара довольно высок: примерно 0,4—0,5 кг на 1 кг кокса.

Исходный момент в развитии производства водяного газа связан, как уже указывалось, с использованием коксового отхода от производства светильного газа и применения водяного газа либо в карбюрированном виде, либо без карбюрации в качестве примеси к светильному газу. Выход водяного газа принимают в среднем равным 1 000 м³/т кокса. Принимая отход кокса при производстве светильного газа равным 60% от перерабатываемого топлива, количество водяного газа от переработки коксового остатка составит 600 м³ калорийности 2 500—2 700 кал/м³. Уже известно также, что из 1 т топлива светильного газа получается около 330 м³ калорийностью около 5 000—5 200 кал/м³. Таким образом по теплоценности от обеих операций получается равное количество газа, но произведенного в разной аппаратуре без использования тех преимуществ, которые получились бы при протекании этого двудеинного процесса в единой аппаратуре. Преимущества эти заключаются в первую очередь в устранении расхода топлива для обогрева реторт — полного, когда работают на угле с небольшой влажностью, и частичного, когда загружаемое топливо отличается высокой влажностью. Физическое тепло водяного газа в этом случае используется для процесса дестилляции.

Все это привело к выработке методов получения двойного водяного газа.

4. ДВОЙНОЙ ВОДЯНОЙ ГАЗ

Попытки осуществить на практике в одном аппарате коксование углей с целью получения светильного газа и превращения полученного кокса в водяной газ делались уже давно. Однако эти попытки по данным известного немецкого специалиста д-ра инж. Гвоздзя не удавались, главным образом, из-за недостаточного использования для коксования тепла, освобождающегося при горении и газификации кокса.

Проблема безостаточной газификации углей в водяной газ при условии коксования с получением продуктов дистилляции была впервые практически разрешена проф. Штрахе, и в 1913 г. конструкция испытана в Бергедорфе около Гамбурга.

Безостаточная газификация в генераторе двойного водяного газа типа Штрахе базируется в основном на следующем конструктивном принципе: над шахтой генератора водяного газа имеется надстройка, представляющая собой шахту для полукоксования. Попадающий из швельшахты в нижнюю часть генератора полукокс подвергается продувке попеременно воздухом и паром; полученный водяной газ проходит через верхнюю реторту, где отдает свое физическое тепло, за счет которого происходит процесс швелования загружаемого в реторту натурального топлива. Генераторный газ горячего дутья используется для получения пара для процесса газования и перегрева этого пара.

Старые генераторы двойного газа имели плоскую решетку, и при удалении шлака уголь в реторте опускался иногда так низко, что в генератор попадал непрококсованный уголь, что приводило к тому, что при последующем дутье терялись продукты дистилляции. В новейших установках двойного газа, имеющих большой диаметр, удаление золы осуществляется при помощи вращающейся решетки, которая значительно облегчает удаление шлаков, и отпадает остановка генератора, необходимая для удаления золы вручную.

Для бесперебойной и теплотехнически выгодной работы генераторов двойного водяного газа наиболее подходят бедные пылью, неспекающиеся и непучающиеся угли в кусках умеренного размера, которые не распадаются при газификации. Сырой бурый уголь по словам Гвоздзя можно газифицировать только тогда, когда он не содержит много мелочи и имеет не очень высокую влажность. Но в то же время, ссылаясь на американский опыт, Гвоздь подчеркивает, что в отличие от каменного угля, представляющего большие трудности при газификации, бурый уголь разрыхляет слой топлива и отдает соседним слоям непрококсованного топлива лучеиспусканием тепло, накопленное в скоксованном топливе. Этим облегчается своевременное коксование и улучшаются условия расщепления пара и образования газа¹.

Недостатком бурого угля в смысле газификации его является кроме высокой влажности склонность его рассыпаться в зоне газификации в мелочь, вследствие чего, как показали опыты по газификации лигнитного бурого угля на газовом заводе в Марбурге, получался, с одной стороны, повышенный расход тепла из-за высокой влажности, а с другой стороны, из-за склонности угля рассыпаться на мелкие кусочки, свободное сечение шахты так сильно уменьшалось, что затруднялся проход воздуха, а это вызывало падение производительности и ухудшало выход газа.

В дальнейшем к этому углю была применена сушка по методу Флейснера. Сушка по этому методу сводится к тому, что уголь

¹ G w o s d z, Двойной водяной газ, стр. 59.

равномерно прогревается насыщенным паром в автоклаве под давлением 12—15 ат. Вследствие прогрева таким способом обеспечивается равномерная усадка по всему куску, и уголь при этом не рассыпался в мелочь.

Высушенный таким способом уголь легко газифицировался потом в генераторе двойного газа в Марбурге со следующими основными результатами¹:

Из 1 т угля, подсушенного до 12,9% влажности, с содержанием летучих 38,4%, зольности 9,3% и $Q^p = 5\,220$ кал/кг получено 764 м³ двойного водяного газа с теплотворной способностью 3 030 кал/м³.

Огромное значение в решении проблемы газификации бурых углей имело изучение реактивной способности кокса, получающегося после отгонки газов, всегда предшествующей собственно газификации. Реактивная способность кокса, возникшего из молодых топлив, значительно больше, чем в твердых остатках старых топлив (каменный уголь). А при получении водяного газа скорость превращения СО и водяного пара у поверхности раскаленного углерода в газогенераторе зависит от реактивной способности кокса: чем выше реактивная способность последнего, тем быстрее протекает процесс превращения.

Установлено также, что твердый остаток после отгонки газов из бурого угля, происходящей при низкой температуре, т. е. полукокс, имеет еще более высокую реактивную способность, чем высокотемпературный кокс. Благодаря этому полукокс из бурого угля может разлагать водяной пар в верхней части слоя топлива в генераторе при таких низких температурах, при которых менее реактивные топлива уже практически не эффективны.

Опираясь на все эти данные, удалось изучить температурный режим и прочие условия ведения процесса газификации бурых углей, при которых преодолеваются отмеченные выше отрицательные в этом смысле свойства бурых углей.

В марте 1931 г. на Московском газовом заводе после проведенных предварительных опытов газификации подмосковного угля в небольшом опытном генераторе с диаметром шахты 600 мм производились испытания по газификации подмосковного угля в газогенераторе водяного газа фирмы Пинч диаметром шахты 1 900 мм и с вращающейся колосниковой решеткой. Газифицировался уголь Бобриковского месторождения марки К. Получены при этом следующие средние за опыт результаты².

- 1) напряжение сечения генератора 260/293 кг/м² час;
- 2) расход пара на 1 кг угля 0,45 кг;
- 3) выход сухого газа 0,596 м³/кг с высшей теплотворной способностью 2 641 кал/м³ сухого газа, не очищенного от Н₂S.

Испытатели приходят к заключению, что выход газа, как и калорийность его, мог бы быть выше, если бы генератор имел швельшахту, так как подмосковный уголь, имеющий большое

¹ См. Gas und Wasserfach, 19/1 1929 г., стр. 53.

² См. журнал «Химия твердого топлива», апрель 1932 г., стр. 313.

количество летучих, теряет большую часть их во время продувки и, давая богатый продувочный газ, сильно уменьшает выход водяного газа и ухудшает его качество. Кроме того, при работе с подсушенным углем и применении перегретого пара производительность генератора повысится, так как время продувки сократится.

Осенью 1932 г. на Московском газовом заводе производились опыты по газификации подмосковного угля на двойной водяной газ. Для этой цели использован был газогенератор Пинч для водяного газа, к которому была специально приспособлена швельшахта.

Процесс получения двойного водяного газа велся аналогично процессу получения водяного газа. Образующийся в период парового дутья водяной газ совместно с неразложенным паром проходил через швельшахту, где и отдавал свое физическое тепло топливу.

Газифицировался уголь со следующей средней характеристикой: $W = 31,3\%$, $A = 16,5\%$ без предварительной подсушки.

Газогенератор шел со средним напряжением сечения 356 кг/м^2 , при этом образования шлака не наблюдалось. Средний выход газа составлял $480 \text{ м}^3/\text{т}$ газифицируемого топлива с теплотворной способностью 2695 кал/м^3 , по отдельным опытам теплотворная способность варьировалась от 2250 до 2930 кал/м^3 .

Ряд конструктивных и технологических недостатков обусловил ненормальное протекание процесса, отразившееся как на количественных, так и на качественных результатах испытаний. Опытами, кроме того, установлено, что подмосковный уголь, пускаемый на газификацию, должен быть подсушен примерно до $15\text{—}20\%$ влажности.

Подсушку можно производить как по способу Флейснера — обработкой паром в автоклавах под давлением, так и по способу проф. Чижевского — обработкой перегретым паром и, наконец, по способу Всесоюзного теплотехнического института, по которому сушка производится дымовыми газами. Все эти способы были использованы для подмосковного угля и дали вполне положительные результаты.

При имевшихся недостаточных размерах надстроенной швельшахты швелование угля происходило в шахте генератора, швельшахта же служила, главным образом, сушилкой. В результате швелование угля шло, главным образом, в шахте генератора, и с продувочными газами (горячим дутьем) уносилось значительное количество дестилляционных газов, что видно из химического состава этих газов за время опыта:

$\text{CO}_2 = 11,1 - 15,5\%$	$\text{CH}_4 = 2,9 - 4,8\%$
$\text{CO} = 12,4 - 20,3\%$	$\text{C}_n\text{H}_m = 0,2 - 0,4\%$
$\text{H}_2 = 12,4 - 15,4\%$	$\text{N}_2 = 49,8 - 53,2\%$

Нам в дальнейшем придется более подробно остановиться на проблеме газификации подмосковного угля в генераторах двойного водяного газа. Здесь укажем лишь, что спроектирован-

ный у нас, в СССР, Газогенераторстроем генератор двойного водяного газа дает возможность получать из подмосковного угля около $800 \text{ м}^3/\text{т}$ двойного водяного газа с $Q_n^p = 2960 \text{ кал/м}^3$, при этом обязательна предварительная подсушка угля до 20% влажности.

Одним из факторов, снижающих эффективность указанной технологической схемы получения водяного (двойного водяного) газа, является периодичность процесса. Считая продолжительность цикла работы газогенератора $7,5$ мин., из которых период холодного дутья $5,25$ мин., а период горячего дутья (продувки воздухом) $2,25$ мин., снижение производительности генератора от периодичности процесса можно принять равной:

$$\frac{2,25 \cdot 100}{7,5} = 30\%$$

К этому необходимо добавить, что периодичность усложняет еще обслуживание газогенераторов (переключение дутья с воздушного на паровое и обратно).

Все это вызвало стремление сделать процесс производства водяного газа непрерывным.

В настоящее время имеются два основных решения этой задачи, отличающихся между собой не только конструкциями газогенераторов, но также и принципами, которыми достигается непрерывность процесса. Одно решение этой задачи основано на очевидном факте, что если реакция взаимодействия углерода и водяного пара эндотермична, то она может протекать не только за счет предварительного аккумуляирования тепла в зоне реакции, как это имеет место в периодическом процессе, но также за счет подвода тепла извне. В качестве переносчика внешнего тепла служит вдуваемый в газогенератор водяной пар, который в целях подведения нужного тепла и поддержания необходимой в зоне реакции высокой температуры (не ниже 1000°C) перегревается в специальных перегревателях до температуры $1200\text{—}1300^\circ \text{C}$. Для того чтобы перегретый пар поступал в газогенератор непрерывно, устанавливаются обыкновенно два перегревателя, один из которых перегревает водяной пар, в то время как другой перегреватель нагревается. При непрерывной подаче перегретого водяного пара процесс газификации делается непрерывным.

Другим решением проблемы непрерывного протекания процесса газификации топлива с целью получения водяного газа является газификация смесью пара с кислородом. При этом для того, чтобы температура в зоне горения соответствовала температуре при газификации воздухом, потребовался по данным, приводимым Гвоздем, трехкратный объем пара по сравнению с кислородом.

Количество кислорода, необходимого для газификации, растет

с увеличением углерода в угле. Поэтому Драве¹ предлагает газифицировать паро-кислородным дутьем только такие топлива, которые имеют большое содержание летучих, так как на газификацию кокса, получившегося при сухой перегонке 1 т угля, потребуется меньше кислорода, что имеет очень большое значение в смысле экономичности процесса, ибо стоимость кислорода довольно высока.

Таким образом непрерывный процесс безостаточной газификации применением паро-кислородного дутья кроме повышения производительности аппаратуры усиливает также значение более дешевого топлива, чем кокс, в производстве водяного газа. Это особенно важно применительно к газификации наших низко-сортных топлив с высоким содержанием летучих, к числу которых относятся подмосковный уголь — 45% летучих на горючую массу, уральские бурые угли — 41—43% и т. п.

Следует, однако, заметить, что практическое значение применения паро-кислородного дутья, в особенности в тех случаях, где речь идет о больших масштабах газификации, могло бы быть особенно велико при росте производительности аппаратуры газификации, не ограниченной лишь размерами в пределах 30%, являющихся следствием устранения периодичности процесса.

Но опыты показали, что изменение технологического процесса газификации, сводящегося лишь к устранению прерывности изменением характера дутья, сохраняя обычное давление, состояние слоя топлива и размер куска газифицируемого топлива, не влечет за собой каких-либо заметных дополнительных сдвигов в напряжении на 1 м² сечения генератора. При этом условии дополнительные затраты, связанные с применением дорогостоящего кислорода, вряд ли компенсируются достигаемым эффектом повышения производительности за счет устранения периодичности. Совершенно иначе вопрос стоял бы в том случае, если бы применение кислорода для газификации сопровождалось резким повышением производительности аппаратуры для газификации.

Другой способ достижения непрерывности процесса получения водяного газа применяет фирма Пинч, работающая по методу Гиллебранд².

Способ этот заключается в том, что к водяному пару применяют водяной газ в качестве теплоносителя. Смесь водяного газа и пара нагревается в тепловых аккумуляторах до высоких температур, а затем эта смесь подводится в газогенератор противотоком к газифицируемому топливу. Видимое тепло парогазовой смеси, которая охлаждается примерно с 1300 до 700°, используется на покрытие расхода тепла при образовании водяного газа, причем одновременно часть водяного пара, содержащегося в перегретой смеси водяного газа с водяным паром, пре-

¹ G w o s d z, Двойной водяной газ, стр. 167.

² См. Braunkohle, 1935 г., т. 34, № 13 и 14.

вращается в водяной газ. Такая установка сооружена в Гамбурге для газификации буроугольных брикетов с влажностью около 14%. Установка работает с пропускной способностью 50—55 т в сутки и производительностью 50 000—57 000 м³ газа.

Химический состав газа

CO ₂	10,1%	CH ₄	0,4%
CO	33,6%	N ₂	1,7%
H ₂	54,2%		
Полезная теплотворная способность . . . 2743 кал/м ³			

к. п. д. газификации 49,5%, а термический к. п. д. — 59,2%.

Ныне предлагается другая схема работы на установке Пинч-Гиллебранд, которая отличается от указанной в основном тем, что тепловые аккумуляторы должны разогреваться не водяным газом, а простым генераторным газом.

При обогреве аккумуляторов генераторным газом выход газа повышается до 1,2—1,3 м³/кг, и к. п. д. генератора повышается, таким образом, до 70%. Наряду с этим при обогреве тепловых аккумуляторов посторонним газом производительность генератора Пинч-Гиллебранд возрастает вдвое, так как водяной газ, который служил для обогрева, теперь является полезным газом.

Тем не менее, и этот способ газификации не может быть признан достаточно удовлетворительным в смысле производительности, в тех случаях, когда речь идет о больших масштабах газификации. Правда, производительность схемы с обогревом тепловых аккумуляторов посторонним генераторным газом примерно в 2—2,5 раза больше производительности обычного генератора водяного газа с прерывным процессом газования. Но при этом следует иметь в виду, что это достигается параллельной работой генераторов простого генераторного газа, в соответствии с чем общая производительность на суммарное число агрегатов будет ниже.

Но независимо от этого число агрегатов водяного газа Пинч-Гиллебранд, которое нужно было бы установить, чтобы удовлетворить, например, потребность в газообразном топливе московских теплоэлектроцентралей, составило бы 220 шт.

В этой связи необходимо остановиться на газификации методом Винклера.

Проблема получения высокопроизводительного газогенератора разрешена в Германии Винклером, причем этот метод решил одновременно и другую исключительно важную проблему — газификация мелкозернистого и такого разнородного материала, каким является, например, германский бурый уголь. Именно эти свойства бурого угля долгое время служили основным препятствием к тому, чтобы газифицировать рядовой среднегерманский бурый уголь, и поэтому приходилось прибегать к предварительному его брикетированию, что усложняло задачу, главным образом, со стороны экономической.

Выше уже указывались причины, затруднявшие газификацию

среднегерманского рядового бурого угля и сводящиеся в основном к тому, что вследствие мелкозернистости и разнородности материала создается различие в укладке слоя топлива, что приводит к различному сопротивлению проходу дутья.

Метод Винклера, осуществленный в Леуна (Германия) и использующий для газификации высушенную мелочь, основан, главным образом, на пропускании через мелкозернистый слой топлива дутья или пара в таком токе, что слой топлива напоминает при этом более или менее вязкую жидкость и масса угля не оказывает сопротивления. От быстрого движения в слое топлива все частицы угля подводятся одна к другой. Это дает непрерывное выравнивание температур, причем в противоположность обычным газогенераторам температура всегодвигающегося слоя топлива становится единой. В газогенераторе Винклера высокая производительность достигается без опасности какого-либо зашлакования.

Работающий в Леуна газогенератор Винклера имеет диаметр шахты 5,5 м. Производительность, которая может быть практически достигнута, доходит до 110 000—115 000 м³/час. Этот размер газогенератора дает самый лучший к. п. д. при производительности 75 000—80 000 м³/час или 3 000 кг/м² час¹.

При переработке сухого угля методом Винклера на воздушный генераторный газ добавления пара или другого охлаждающего вещества не требуется.

В газогенераторе Винклера можно получать и водяной газ. Непрерывность процесса достигается применением кислорода, причем в зависимости от угля и способа работы получают газ следующего состава¹:

CO ₂	13 — 20%	CH ₄	0,6 — 0,8%
CO	47 — 36%	N ₂	0,4 — 0,5%
H ₂	39 — 41%		

Очень небольшое содержание метана в этом газе является результатом того, что содержащаяся в буром угле смола при газификации методом Винклера почти полностью расщепляется на окись углерода и водород. Это обстоятельство имеет особенно большое значение в тех случаях, когда газ применяется для синтеза, так как из технологической схемы производства, например, синтетического аммиака, выпадает сложный и дорогостоящий процесс удаления метана из газа.

Высокая производительность генератора Винклера заслуживает исключительного внимания при масштабах газификации, упоминавшихся выше в связи с газогенератором Пинч-Гиллебранд. Примерно 11—12 агрегатов типа Винклера могут заменить около 220 генераторов типа Пинч-Гиллебранд и свыше 420 генераторов двойного водяного газа.

Газогенератор Винклера, преодолевающий затруднения, обусловленные газификацией топлива со слабой физической струк-

¹ См. VDI, 1935, т. 79, № 4.

турой в обычных газогенераторах, приобретает особенное значение для газификации подмосковного угля.

Технологический принцип газификации методом Винклера, заключающийся, как уже указывалось, в газифицировании мелочи, приобретает тем большее значение, что мелкие сорта угля, которые составляют больше половины добычи в Подмосковном бассейне и которые большей частью не пригодны для газификации в обычных газогенераторах, становятся желательным сырьем при газификации методом Винклера.

У нас, в СССР, над проблемой газификации во взвешенном состоянии работает Научно-исследовательский газовый институт (проф. В. П. Федоров), а Государственный институт азота самостоятельными путями идет к освоению метода Винклера.

ГЛАВА V

ГАЗИФИКАЦИЯ ПОДМОСКОВНОГО УГЛЯ В ГЕНЕРАТОРАХ ДВОЙНОГО ВОДЯНОГО ГАЗА ДЛЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ

1. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОГЕНЕРАТОРА ГГС

В главе I уже освещено то значение в развитии потребления местного топлива, которое мог бы иметь перевод на этот род топлива такого крупного потребителя, как теплоэлектроцентрали, роль которых в энергетике крупнейших промышленных центров уже сейчас довольно значительна, а в перспективе имеет тенденцию исключительно быстрого развития.

Именно теплоэлектроцентрали, приобретающие значение основного энергетического узла, могут стать важнейшим средством коренной реконструкции топливного баланса таких энергоемких районов, какими, например, являются Московская и Ленинградская области и др.

Но в то же время теплоэлектроцентрали, привязанные к пунктам потребления тепловой энергии, повышают требования к топливу, которым местное топливо в натуральном состоянии отнюдь не в состоянии ответить. И это противоречие должно быть разрешено на путях химического облагораживания топлива.

Теплоэлектроцентрали Москвы в 1939 г. достигнут мощности, которая потребует ежегодного расхода 1 300 000 т условного топлива с тенденцией быстрого нарастания потребления топлива в последующие годы¹. Таким образом проблема местного топлива стоит здесь особенно остро, и в соответствии с приведен-

¹ В соответствии с постановлением СНК СССР и ЦК ВКП(б) о генеральном плане реконструкции Москвы мощность теплоэлектроцентралей в Москве в 1945 г. должна составить 675 000 квт, и потребность в топливе, таким образом, колоссально возрастет.

ными выше соображениями столь же актуально стоит здесь и проблема газификации.

Мы сочли поэтому наиболее целесообразным на примере Москвы рассмотреть весь комплекс вопросов газификации местных топлив и дальнего газоснабжения.

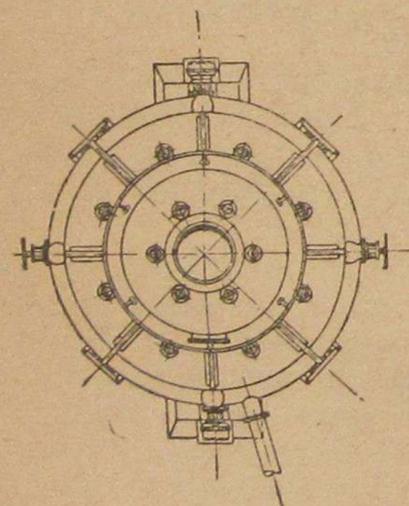
Из всех уже известных нам методов безостаточной газификации, которые можно считать более или менее освоенными у нас, наивысшая калорийность и максимальная производительность по теплоценности газа могут быть получены пока в генераторе двойного водяного газа.

Техническая мысль в СССР в связи со все возрастающим интересом к газификации и потребностями народного хозяйства в высококалорийном газе также работала в направлении получения советского газогенератора. Такой газогенератор, рассчитанный на возможность газификации различных видов углей с различной реакционной способностью и различным содержанием летучих, разработан.

Из переработки методом полной газификации подмосковного угля на таком газогенераторе мы и исходим в приводимых ниже расчетах газоснабжения московских теплоэлектроцентралей.

Газогенератор этот спроектирован ГГС и представляет собой оригинальную вновь разработанную конструкцию (фиг. 1).

Генератор имеет вращающуюся колосниковую решетку, спроектированную по типу решетки «Рамбуш», и сухое золоудаление.



Фиг. 1. Газогенератор двойного водяного газа.

Размеры генератора следующие:

Диаметр шахты в свету	3 000	мм
Общая высота	9 300	"
Высота шахты	4 900	"
" швельшахты	4 400	"
Средний диаметр швельшахты в свету	2 000	"

Паровое дутье производится на 50% у подошвы швельшахты. Такое частичное холодное дутье сверху требуется с целью устранения затруднений в работе, которые могут возникнуть вследствие образования у подошвы швельшахты сводов из спекшихся масс угля и выделяющейся смолы. Другая половина пара подается под колосниковую решетку.

Принимая во внимание интенсивность дутья, способность подмосковного угля разрушаться и распадаться под влиянием температуры, возможен значительный унос пыли и мелочи из газогенератора при продувке. Для улавливания основной массы этой пыли из газа и предупреждения засорения последующей аппаратуры устанавливается пыльник.

Для перегрева водяного пара, идущего на паровое дутье в генератор, используется тепло продувочных газов. Продувочные газы с этой целью дожигаются в пароперегревателе, смешиваясь с вторичным воздухом.

Для перегрева пар поступает из котла-утилизатора. Давление пара в пароперегревателе 600—1 000 мм вод. ст. Пар, поступающий в пароперегреватель, предварительно редуцируется. Чтобы воспрепятствовать обратному движению газа из газгольдера в генератор, а также — проникновению продувочных газов в газовую сеть, устанавливается гидравлика. Применение для этой цели гидравлики дает возможность избежать устройства специальных клапанов, которые должны были бы периодически переключаться соответственно периодичности самого процесса. Кроме того, в гидравлике газ подвергается первому и наиболее резкому охлаждению путем барботажа его через слой воды, что приводит к выделению из газа наиболее тяжелой части смолы.

Для окончательного охлаждения газа и выделения из него основной части смолы устанавливаются два водотрубных холодильника. В холодильниках соблюдается противоток охлаждающей воды и газа. Конденсат смолы и воды удаляется через сифонные горшки в смоляные ямы. Для окончательной очистки газа от содержащихся в нем легчайших паров смолы предусматривается установка электрофильтра.

Наконец, ввиду периодичности процесса получения двойного водяного газа для выравнивания пульсирующей подачи газа устанавливается буферный газгольдер.

Ниже дана сводка основных показателей расчетного порядка при работе генератора на угле с $W_1 = 20\%$.

Сводка основных расчетных данных:

Рабочий уголь (подмосковный марки О)

$W = 20\%$	$C = 42,6\%$	$N = 0,9\%$
$A = 20,3\%$	$H = 2,2\%$	
$S = 3,1\%$	$O = 10,2\%$	

Выход смолы = 6% от веса рабочего угля.

Выход газа:

двойного водяного	0,8 м ³ /кг
газа горячего дутья	0,985 м ³ /кг

Состав газа:

а) Двойного водяного

CO ₂	9,35 ⁰ / ₀	H ₂ S	1,35 ⁰ / ₀
CO	31,75 ⁰ / ₀	C ₂ H ₄	0,35 ⁰ / ₀
H ₂	49,4 ⁰ / ₀	N ₂	0,6 ⁰ / ₀
CH ₄	7,0 ⁰ / ₀	O ₂	0,2 ⁰ / ₀

Теплотворная способность: высшая 3 250 кал/м³;
низшая 2960 кал/м³.

б) Горячего дутья

CO ₂	12,9 ⁰ / ₀	CH ₄	1,9 ⁰ / ₀
CO	13,1 ⁰ / ₀	SO ₂	0,35 ⁰ / ₀
H ₂	3,7 ⁰ / ₀	N ₂	68,05 ⁰ / ₀

Теплотворная способность:
низшая 645 кал/кг

Расход пара на процесс:

Теоретический	0,258 кг/кг угля
Общий	0,581 " "

Расход воздуха на процесс:

0,836 м³/кг угля, или 1,082 кг/кг угля.

Коэффициент полезного действия газогенератора по холодному газу 0,61.

Продувочные газы, создаваемые вентиляторным дутьем, вместе с газом, который частично образуется в течение этого периода, удаляются из генератора (у основания швельшахты) и проходят, как уже упоминалось, в пароперегреватель генератора, где от действия добавляемого туда вторичного воздуха газы сгорают, раскаляя камеру пароперегревателя (насадку пароперегревателя) до температуры, обусловленной необходимой температурой перегрева водяного пара. Грубо говоря, можно считать, что приблизительно 20% получаемого в генераторе в период горячего дутья газа поступает в продувочные газы и уносится далее в перегреватель, котел-утилизатор и, наконец, в трубу.

После пароперегревателя продувочные газы проходят через дымогарные трубы котла-утилизатора, где производят полезную работу получения пара, и далее, используя в подсушивающем устройстве для подсушки угля, уносятся в дымовую трубу.

Вторая стадия работы, собственно получение газа, заключается в продувке перегретого пара, который, будучи подведен под колосниковую решетку генератора, проходит через раскаленный кокс и разлагается, образуя водяной газ.

Вдувание перегретого пара в генератор кроме расщепления его и получения водяного газа снижает температуру в зоне газификации, уменьшает шлакование в генераторе и улучшает состав газа. Действие водяного пара повышает к. п. д. генератора и благоприятно отражается на ходе образования газа, химическим путем улучшая теплопроизводительную способность газа за счет обогащения его водородом и окисью углерода. Водяной пар,

проходя через слой раскаленного кокса, вступает во взаимодействие с углеродом слоя по следующим реакциям:

1. $C + 2H_2O = CO_2 + 2H_2 - 19700 \text{ кал}$
2. $C + H_2O = CO + H_2 - 29700 \text{ кал}$
3. $CO + H_2O = CO_2 + H_2 + 10390 \text{ кал}$

Количество водяного пара, вдуваемого в генератор, рассчитано так, чтобы температура зоны газификации была не ниже 1000° С. Увеличение количества пара ухудшает условия восстановления углекислоты в окись углерода.

Получившийся в процессе парового дутья (холодное дутье) водяной газ и часть неразложившегося пара проходят через весь слой угля, лежащего в верхней части генератора в швельшахте, где за счет физического тепла водяного газа происходит сухая перегонка с выделением швельгаза, смолы и полукокса. Полукокс, постепенно выпадая вниз, раскаляется в период воздушного дутья и подвергается затем процессу газификации на водяной газ. Последний смешивается с швельгазом, получившимся при швелевании, и отводится через верхний штуцер швельшахты.

Производительность этого генератора двойного водяного газа определяется из следующих данных: напряжение сечения шахты генератора 115 кг/м² час по углероду полукокса. Из топлива (подмосковного угля), подсушенного до 20% влажности, должно получиться от процесса сухой перегонки в швельшахте:

- 1) полукокса с содержанием 52% углерода 68%
 - 2) швельгаза и смолы 32%
- Поперечное сечение шахты газификации 7,1 м²

Таким образом часовая производительность генератора составляет

$$\frac{115 \cdot 7,1}{0,68 \cdot 0,525} \approx 2280 \text{ кг/час,}$$

а суточная

$$2280 \cdot 24 \approx 55000 \text{ кг в сутки.}$$

Напряжение сечения шахты генератора по углю

$$\frac{2280}{7,1} \approx 323 \text{ кг/м}^2.$$

Производительность генератора по газу, принимая выход двойного водяного газа 0,8 м³/кг, составляет:

- а) часовая — 2280 · 0,8 = 1830 м³/час;
- б) суточная — 1830 · 24 = 44000 м³ в сутки;

$$Q_n^p - 2960 \text{ кал/м}^3.$$

Дальнейшее повышение калорийности газа возможно за счет крекирования смолы.

Как уже отмечалось выше, одновременно с образованием швельгаза происходит выделение из угля швельсмола, которая далее в парообразном состоянии удаляется из газогенератора вместе с газами. Швельсмола конденсируется и выделяется в охлаждающих газ устройствах; уловленная при охлаждении газа смола подогревается до температуры 60—70° С и по смолопроводу подается к форсункам генератора.

Выход смолы составляет 0,06 кг на 1 кг подмосковного угля. Элементарный состав сухой смолы по данным Всесоюзного теплотехнического института: С — 81,33%; S — 3,39%; Н — 8,42%; O + N₂ — 6,86%.

Смола вводится для крекирования и карбюрации газа в генератор. При разложении смолы выход крекинг-газа равен 0,55 м³/кг смолы.

При выходе двойного водяного газа 0,80 м³/кг угля количество смолы, содержащейся в газе, будет равно

$$\frac{0,06}{0,8} = 0,075 \text{ кг/м}^3 \text{ двойного водяного газа,}$$

а выход крекинг-газа: 0,075 · 0,55 ≈ 0,042 м³ крекинг-газа на 1 м³ двойного водяного газа калорийностью 10 500 кал/м³.

Следовательно, калорийность двойного водяного газа может быть доведена до

$$\frac{2\,960 + (0,042 \cdot 10\,500)}{1,042} = \frac{3\,400}{1,042} = 3\,270 \text{ кал/м}^3,$$

т. е. в результате карбюрации газа смолой калорийность 1 м³ газа повышается на 310 кал/м³.

2. МОЩНОСТЬ ГАЗОГЕНЕРАТОРНОЙ СТАНЦИИ И ТЕХНИКО-ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ОСНОВЫ ЭКСПЛОАТАЦИИ

Газогенераторная станция рассчитывается на полную потребность в газе московских теплоэлектростанций в 1939 г.

График работы газогенераторной станции при отсутствии промежуточных звеньев в виде газгольдеров и емкостей, могущих воспринять колебания в производстве газа газогенераторной станции, должен в точности совпадать с графиком работы теплоэлектростанции. Следовательно, суммарный график тепловой и электрической нагрузок теплоэлектростанции, т. е. график, учитывающий полные общие затраты тепла топлива для получения как электроэнергии, так и тепла в виде горячей воды и пара, определяет необходимый график работы газогенераторной станции.

Характер колебаний графика нагрузки теплоэлектростанции значительно отличается от графика нагрузки такого, например, потребителя, как промышленность.

Обычно промышленные предприятия работают со строго постоянной нагрузкой, незначительно разнящейся даже в летнее и зимнее время. Существенное влияние на характер нагрузки промышленных предприятий оказывает только сменность работы. В том случае, когда предприятие работает по строго постоянному трехсменному графику, кривая нагрузки их приближается к прямой, параллельной оси абсцисс.

Мощность газогенераторной станции для снабжения газом теплоэлектростанции должна выбираться с учетом переменного графика нагрузки теплоэлектростанции, связанного с временами года и с колебаниями в течение суток.

Установленная мощность газогенераторной станции, а равно и пропускная способность транспортирующей системы должны быть рассчитаны на самые неблагоприятные моменты работы теплоэлектростанции.

Учитывая характер работы теплоэлектростанций и анализируя годовой график их нагрузки, необходимо считать, что максимальное потребление тепла имеет место в самый холодный зимний день.

Максимально низкая температура наружного воздуха, на которую должна быть рассчитана газогенераторная станция, является —30° С. При падении температуры ниже —30° (что можно рассматривать как исключительное явление) увеличение потребности в тепле может покрываться, с одной стороны, за счет аккумулирующей способности зданий для бытовых потребителей, а с другой — за счет снижения на короткое время тепловых потенциалов промышленных потребителей. В соответствии с этим установленная мощность газогенераторной станции может быть выбрана по среднесуточной нагрузке для максимально низкой температуры —30° С.

В результате необходимость ориентироваться при расчете всей газоснабжающей теплоэлектростанции системы на этот зимний пик приводит к неизбежному огромному разрыву между этой расчетной величиной и среднегодовой нагрузкой, выражающемуся в данном случае отношением 2:1, т. е. расчетная мощность газогенераторной станции, как и пропускная способность транспортирующей сети, может иметь коэффициент использования, приближающийся к 0,5.

При калорийности двойного водяного газа, обогащенного за счет расщепления отходящей смолы до 3 270 кал/м³, производительность системы, соответствующая максимуму нагрузки теплоэлектростанций, должна составлять 710 000 м³/час.

Производительность газогенератора ГГС, положенного в основу расчетов, как уже указывалось, 1 830 м³/час, таким образом число генераторов, которое потребовалось бы в этом случае установить, равно

$$\frac{710\,000}{1\,830} = 388.$$

Считаясь с необходимостью иметь еще технический резерв, суммарное число газогенераторов составит 424.

Ряд организационно-технических и экономических соображений при сооружении станции с таким большим числом агрегатов делает целесообразным разбить всю мощность газогенераторной станции на ряд стандартных блоков (8 блоков) меньшей мощности. Вызывается это следующими соображениями:

Средний размер шага ячейки газогенераторной станции, который необходим для размещения генератора двойного водяного газа диаметром шахты 3 м, равен 6,5 м. При расположении всех генераторов в один ряд они должны были бы выстроиться в шеренгу длиной $424 \cdot 6,5 = 2760$ м, а при двухрядном параллельном расположении — 1380 м.

Территориальное расположение станции с подобным количеством генераторов на одной площадке чрезвычайно затруднительно.

Мощность газогенераторной блокстанции выбрана нами в 53 единицы на основании следующих соображений:

Укрупнение мощности газогенераторных установок (блоков) выгодно ввиду реальной экономии, которая получается в такой установке на общестанционном хозяйстве и общем вспомогательном оборудовании, обслуживающем всю станцию.

Пределом экономичности объединения вспомогательных хозяйств, как это установлено на опыте проектирования газогенераторных станций, являются 50—60 генераторов. Кроме того, увеличение количества генераторов связано с невозможностью установить и изготовить транспортирующие устройства, обслуживающие всю блокстанцию (ленточные транспортеры для загрузки топлива в генераторы). При ширине ячейки газогенератора в 6,5 м и при количестве генераторов, равном 53, длина станции при параллельном двухрядном расположении газогенератора получается $6,5 \cdot 27 = 176$ м.

При условии подведения топлива к середине газогенераторной станции и разведения его от середины двумя звеньями вправо и влево длина каждого звена получается равной $\frac{176}{2} = 88$ м.

Указанная цифра является почти предельной длиной ленточного транспортера.

В середине длины станции общий ряд газогенераторов прерывается и здесь устанавливается общее вентиляторное дутьевое устройство для подачи воздуха в период горячего дутья под генераторы. Центральное расположение дутьевого устройства позволяет до минимума сократить длины напорных воздухопроводов и, кроме того, позволяет сократить вдвое сечения общих сборных магистралей (газа, пара и т. д.), которые от противоположных концов станции выводятся к середине.

Котлы и пароперегреватели, а также система очистки и охлаждения газа (сероочистка, электрический фильтр, скрубберы) располагаются по обеим сторонам газогенераторного блока в таком порядке, чтобы по возможности укоротить пути прохождения

газа от газогенераторной станции до системы охлаждения и котельной. Кроме уменьшения затрат на металл для трубопроводов осуществлением кратчайших путей следования газа, пара, топлива и воды в пределах внутреннего технологического процесса достигается также уменьшение потерь газа в трубопроводах и уменьшение напора парового дутья, необходимого для преодоления сопротивления соединительных трубопроводов и в аппаратах по последовательному ходу течения газа.

С противоположной стороны основного здания газогенераторов также напротив середины блока устанавливается система очистки и охлаждения газа, состоящая из скрубберов I и II ступени и электрофильтров.

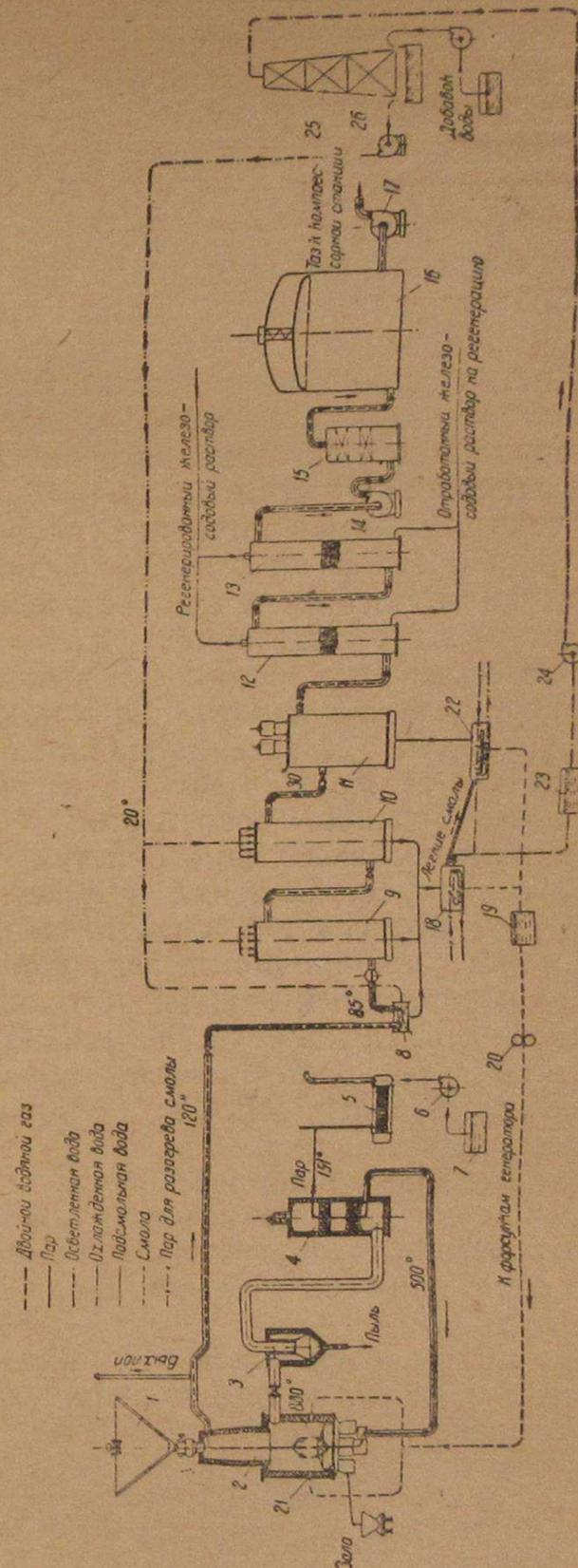
За системой охлаждения и очистки газа устанавливается общее для всей газогенераторной станции (всех блоков) сероочистное устройство.

После окончательного освобождения газа от серы газ собирается в газгольдеры (фиг. 2).

Группа скрубберов для охлаждения газа располагается непосредственно на воздухе, так как это дает возможность в холодное время года увеличить естественное охлаждение газа за счет охлаждения стенок скрубберов наружным воздухом.

3. СЕРООЧИСТКА

Газификация сернистых топлив, к числу которых относятся почти все виды углей, влечет за собой засорение газа сероводо-



Фиг. 2. Схема получения двойного водяного газа. Цикл газования (холодное дутье).

родом (H_2S). Содержание серы в газе зависит от количества и распределения серы в исходном сырье и от выбранного процесса химической переработки. Подмосковный уголь, как уже отмечалось, относится к числу высоксернистых топлив.

Рассматриваемый в данном случае двойной водяной газ содержит 1,48% H_2S , удаление которого важно помимо других соображений еще и в целях борьбы с внутренней коррозией труб при транспорте газа. Сероводород при соединении с железом газопровода дает сернистое железо, отлагающееся в виде больших наслоений, мешающих движению газа и представляющих большую опасность, так как быстро воспламеняются в случае проникновения в трубу воздуха.

Очистка двойного водяного газа от содержащегося в нем сероводорода может быть осуществлена по разработанному в Америке и испытанному на практике одному из наиболее простых способов очистки газов в непрерывном мокром процессе.

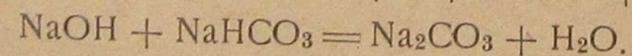
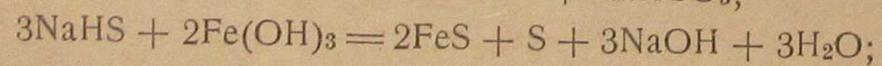
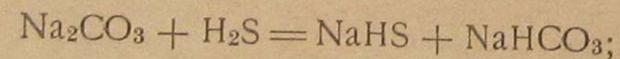
В технике применяются два способа мокрой очистки: 1) путем промывки растворами Na_2CO_3 с регенерацией поглотителя, но без рекуперации поглощенных соединений серы; 2) путем, обеспечивающим не только очистку газа, но и улавливание и использование сернистых соединений в виде элементарной серы, имеющей огромное значение в народном хозяйстве СССР и являющейся продуктом, весьма дефицитным. Для регенерации серы применяют те же содовые растворы с добавкой окиси железа в суспендированном состоянии.

Технологическая схема очистки следующая: газ, прошедший через систему охлаждения и очистки в скрубберах и электрофильтрах, поступает в очистительные башни, абсорберы. Для более тщательной очистки газа устанавливаются две последовательно соединенных группы абсорберов.

Абсорберы заполнены деревянной насадкой, которая перед очисткой газа предварительно выщелачивается, так как содержание естественных соков в дереве вредно отражается вначале на процессе очистки газа.

Газ в абсорбер подается снизу и отводится сверху. По пути прохождения газа по сечению абсорбера он промывается разбрызгиваемым сверху регенерированным железо-содовым раствором, состоящим из безводной соды Na_2CO_3 и железного купороса Fe_2SO_4 .

Реакция, протекающая при промывке газа, выражается следующим уравнением (см. Нусинов, «Методы извлечения серы из промышленных газов»):



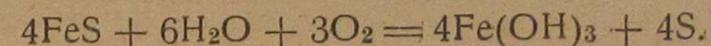
Из приведенных реакций явствует, что вначале идет поглощение сероводорода с образованием сульфидрата и бикарбоната натрия.

Затем сульфидрат реагирует с гидроокисью железа, образуя сернистое железо и едкий натрий, который разлагает бикарбонат с обратным восстановлением соды.

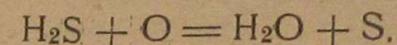
Суммируя вышеприведенное уравнение



получим, что в результате промывки газа в растворе образуется сернистое железо и свободная сера, находящаяся в нем в суспендированном состоянии. Регенерация отработанного раствора производится продувкой его воздухом, при этом воздух окисляет сернистое железо, восстанавливает вновь гидроокись и выделяет элементарную серу:



После окончательного баланса процесса имеем следующее уравнение:



Это уравнение показывает, что весь процесс представляет собой замкнутый цикл и теоретически никаких потерь материалов соды и гидроокиси железа в процессе не происходит.

Раствор, поступающий в абсорбер, при реакции сероводорода газа теряет свои поглотительные свойства и вновь восстанавливает их в регенераторе. Практически же побочные реакции, протекающие в абсорбере и регенераторе, при продувке воздухом связаны с образованием дополнительных продуктов, в результате которого часть соды и гидрата окиси железа связывается и, следовательно, связывает соответствующее количество выделяющейся из газов серы.

Кроме того, некоторая часть гидрата окиси железа при флотации увлекается выделяющейся серной пеной. Происходящие дополнительные реакции частично уменьшают количество основных введенных в процесс реагентов и поэтому требуют периодического добавления свежих продуктов. Через определенные промежутки времени необходима полная смена всего поглотительного раствора. Промытый от содержащегося в нем сероводорода газ выходит из верхней части абсорбера и поступает в нагнетательную систему. Отработанный железо-содовый раствор, обогащенный сероводородом, из абсорбера через гидравлический затвор направляется в переточную яму, куда имеется так же подвод дополнительной воды. Насосом смесь, частично пропущенная через противоточный паровой подогреватель и далее через смеситель, направляется в регенератор. В переточную же яму направляется фильтрат после отделения серы, а также свежий добавок железо-содового раствора. В нижнюю же часть регенератора подается от компрессора сжатый воздух.

В регенераторе в результате окисляющего действия воздуха образуется коллоидальная сера и под влиянием механического действия воздуха в виде пены всплывает на поверхность раствора

в верхней части регенератора. Далее, в флотационном устройстве серная пена отделяется от массы жидкости и направляется в пеносборник. Регенерированный же раствор вновь вступает в кругооборот, направляясь к верхней части абсорбера. Из пеносборника пена серы идет дальше в вакуумфильтр, где сера отделяется в готовом виде от фильтрата.

При содержании сероводорода в двойном водяном газе около 1,48% количество чистой серы, которое может быть получено с одного блока, равно 4 920 т в год, а со всей газогенераторной станции, обеспечивающей питание газом все московские теплоэлектростанции, — $4\,920 \cdot 8 = 39\,400$ т в год.

4. ЭКОНОМИКА ГАЗИФИКАЦИИ

В табл. 16 дана сводка капитальных затрат, которых потребовало бы сооружение газогенераторной станции производительностью 710 000 м³ двойного водяного газа в час. Это соответствует годовой производительности при полном использовании производственной мощности 6 200 млн. м³, а в переводе на условное топливо — около 2 900 000 т. Таким образом капиталовложения в газогенераторную станцию на 1 т условного топлива в виде двойного водяного газа при общей сумме затрат 170 млн. руб. (округленно) составило бы

$$\frac{170\,000\,000}{2\,900\,000} = 58,5 \text{ руб.}$$

Но, как уже известно, характер нагрузки теплоэлектростанций таков, что среднегодовой коэффициент реального использования производственной мощности газогенераторной станции значительно ниже расчетного, и суммарное годовое количество газа, которое фактически должно быть произведено, равно лишь 1 300 000 т условного топлива. Применительно к этому условию капиталовложения, падающие на 1 т условного топлива, равны

$$\frac{170\,000\,000}{1\,300\,000} = 131 \text{ руб.}$$

Сопоставление этих величин является выражением известной специфики в экономике перевода теплоэлектростанций на газообразное топливо, к которой нам еще придется ниже вернуться.

Решающими факторами в экономике газификации являются топливо, амортизация и ремонт оборудования.

Структура эксплуатационных затрат при газификации подмосковного угля на двойной водяной газ в уже указанных масштабах и реальных условиях, соответствующих газоснабжению московских теплоэлектростанций, видна из табл. 17.

Около 2/3 стоимости производимого газа падает в данном случае на долю топлива, и в этой части экономика газификации

ТАБЛИЦА 16
Капиталовложения (в тыс. руб.) по отдельным элементам газогенераторной станции для получения двойного водяного газа из подмосковного угля

№ по порядку	Статьи капитальных затрат	Элементы затрат													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Здания и сооружения	1 047	205	362	559,15	196	131,5	370	17	100	2 987,65	—	2 987,65	—	2 987,65
2	Технологическое оборудование	5 111,57	1 156,76	300	428,8	790	3 211	—	—	11,5	11 012,63	2 750	13 762,63	2 750	13 762,63
3	Транспорт	—	—	234	—	—	—	33,8	230	—	497,8	124,2	622	124,2	622
4	Водопровод и канализация	—	—	—	58	—	107,1	105,0	—	—	270,1	67,4	337,5	67,4	337,5
5	Производственный паропровод	—	71	—	—	—	23,3	—	—	—	94,3	23,0	117,3	23,0	117,3
6	Электрооборудование	90,4	—	10,0	50,4	198,0	134,8	20,4	2,0	68,8	574,8	143,5	718,3	143,5	718,3
7	Отопление и вентиляция	—	—	—	—	—	—	—	—	75	75	—	75	18,75	93,75
8	Гидравлическое управление приборами	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9	Контрольная аппаратура	—	—	—	—	—	—	—	—	1 890	1 890	—	1 890	472,0	2 362,0
10	Итого по оборудованию	5 201,97	1 227,76	544	537,2	988	3 476,2	159,2	232	186	4 600,63	46,5	4 647,13	46,5	4 693,63
11	Всего по одному блоку (54 генератора)	6 248,97	1 432,76	906	1 096,35	1 184	3 607,7	529,2	249	2 334,3	17 588,28	3 645,95	21 234,23	3 645,95	21 234,23
12	Сумма капиталовложений по всей газогенераторной станции (8 блоков)	50 000	11 460	7 248	8 770	9 472	28 862	4 233	1 992	18 174	140 705	29 168	169 873	29 168	169 873

ТАБЛИЦА 17

№ по пор.	Статьи эксплуатационных затрат	В тыс. руб.	В %
1	Подмосковный уголь 4 100 000 т · 14 р. 46 к. за 1 т	59 300	61,6
2	Амортизация и ремонт оборудования	17 040	17,7
3	Электроэнергия	6 940	7,2
4	Зарплата с начислениями	8 200	8,5
5	Затрата материалов при очистке газа от серы	2 140	2,2
6	Прочие	2 730	2,8
		96 350	100

будет находиться в прямой зависимости в первую очередь от стоимости газифицируемого топлива, а затем от качества топлива. Большой или меньший выход газа из газифицируемого топлива зависит прежде всего от химического состава последнего и, кроме того, от характера технологического процесса газификации и конструкции газогенератора.

Если стоимость топлива — величина для газификации фиксированная, независящая, то выход газа зависит как от топлива (его качества), так и от технологических основ газификации. От характера применяемого процесса и от топлива больше всего зависит еще состав газа. Наконец, от топлива же в высокой степени зависит также производительность газогенератора, в особенности от величины его кусков и обусловленного этим сопротивления топливного слоя прохождению дутья и самого газа.

Таким образом соответствующей сортировкой топлива и регулированием процесса газификации, а также правильным его обслуживанием можно положительно воздействовать на экономичность процесса; причем, увеличивая выход газа и калорийность его на единицу газифицируемого топлива, очевидно, даже при данном неизменном напряжении решетки газогенератора, увеличиваем его производительность по газу и тем самым также влияем на экономичность процесса соответственным уменьшением числа агрегатов через отчисления на амортизацию и ремонт оборудования, удельный вес которых в структуре стоимости газа значителен (табл. 17).

Изложенные здесь положения могут быть иллюстрированы следующим сравнением:

Из приведенных выше (стр. 48) показателей о результатах испытания газификации подмосковного угля с натуральной влажностью на двойной водяной газ в генераторе фирмы Пинч с надстроенной швельшахтой известно, что выход газа составлял в среднем 480 м³/т угля с $W = 31,3\%$.

При годовой потребности в газе в соответствии с принятым в нашем примере масштабом, равном для газа калорийностью 3 270 кал/м³ (двойной водяной газ, обогащенный путем расщепления собственной смолы) 2 770 млн. м³/год, количество подмо-

сковного угля с рудничной влажностью, которое должно быть прогазифицировано, определяется из отношения

$$\frac{2770 \cdot 10^6}{480} = 5800000 \text{ т угля.}$$

Необходимо еще напомнить, что средняя калорийность газа, полученного при указанных опытах, была ниже расчетной для газогенератора ГГС, и следовательно, потребность в топливе для получения эквивалентного количества газа по теплоценности должна быть еще больше. Но, считаясь с отдельными конструктивными и технологическими недостатками генератора, отмеченными при опытной работе, принимаем условно одинаковую калорийность, а пониженный выход относим целиком за счет работы на неподсушенном топливе. Выход газа при работе на топливе, подсушенном до 20%, составляет, как уже указывалось, 800 м³/т, стало быть, количество подсушенного угля в этом случае равно

$$\frac{2770 \cdot 10^6}{800} = 3435000 \text{ т.}$$

Для перевода на уголь с натуральной влажностью принимаем коэффициент, определяющийся формулой

$$\frac{100 - W_2}{100 - W_1} = \frac{100 - 20}{100 - 33} = \frac{80}{67} = 1,195,$$

где W_1 — начальная влажность, которая в данном случае равна 33%, а W_2 — влажность подсушенного угля и равна 20%.

Таким образом потребность в топливе с рудничной влажностью составляет

$$3435000 \text{ т} \cdot 1,195 = 4100000 \text{ т в год.}$$

Из сопоставления двух рассмотренных случаев — работы с подсушенным топливом и с натуральной влажностью — видно, что в последнем случае для удовлетворения равных потребностей потребовалось бы, во-первых, на 1 700 000 т угля больше в год и, во-вторых, как следствие отсюда при данной производительности генератора возросло бы соответственно число агрегатов, и экономичность газификации, естественно, ухудшилась бы за счет влияния обоих этих факторов.

Наконец, следует упомянуть еще об одном моменте, отрицательно отражающемся на экономике газификации при работе на неподсушенном топливе. Тепловой баланс процесса газогенератора ГГС показал, что, для того чтобы процесс газификации подмосковного угля мог нормально протекать, требуется введение в генератор пара в 4,7 раза больше по отношению к тому количеству, которое необходимо для реакции.

Допуская, что на значительно более низком выходе газа в сравниваемом случае работы на подмосковном угле с рудничной влажностью отразились еще в какой-то части конструктивные и технологические недостатки опытной аппаратуры и поэтому разница в расходе топлива будет вдвое меньше и составит 850 000 т, то и в этом случае значительная эффективность от работы на подсушенном топливе, учитывая при этом и затраты на подсушку, не подлежит сомнению. Это подтверждается следующим:

В основу расчета положен метод сушки по Флейснеру насыщенным паром под давлением в 20 ат. Этот метод является малоэкономичным вследствие большого расхода тепла, но он признан заслуживающим большого внимания при подсушке таких углей, как подмосковный, поведение которых при подсушке сходно с поведением германских бурых углей (стр. 46).

По данным американской экспертизы форпроекта Мосхим-энергостроя по снабжению Москвы бытовым газом расход тепла по Флейснеру должен составить 575 000 кал/т влаги. При подсушке угля с исходной влажностью от 33 до 20% W и необходимости в нашем примере подсушить 4 100 000 т годовой расход тепла будет равен

$$4\,100\,000 \cdot 0,13 \cdot 575\,000 = 305\,000 \text{ мккал.}$$

Теплосодержание насыщенного пара 675 кал/кг при $p = 20$ ат; отсюда потребный расход пара

$$\frac{305 \cdot 10^9}{675} = 450\,000 \text{ т пара в год.}$$

Все количество пара может быть получено на отходящих газах, количество и температура которых обеспечивают всю потребность в тепле. В этом случае максимальная стоимость 1 т пара будет близка к 1 руб., и годовые затраты составят 400 000—450 000 руб.

Подсушка по Флейснеру производится в автоклавах. При емкости автоклава 15 т сырого угля его диаметр равен 2,5 м, а высота — 6,2 м. Количество топлива, которое должно быть подсушено в час, равно

$$\frac{4\,100\,000}{8\,760} = 468 \text{ т/час.}$$

Принимая продолжительность сушки 250 мин., число автоклавов при данной производительности и количестве топлива, которое должно быть подсушено в час, определяется следующим образом:

$$\frac{468 \cdot 250}{15 \cdot 60} = 125 \text{ автоклавов.}$$

Капитальные затраты по автоклавам составят 2 800 000 руб. Сумма капиталовложений должна быть увеличена еще на стоимость измерительных приборов, которая принимается нами в размере 10% от стоимости автоклавов и составит, таким образом,

$$2\,800\,000 \cdot 1,1 = 3\,080\,000 \text{ руб.,}$$

а с учетом стоимости котлов ориентировочная сумма капиталовложений в сушильное устройство составит около 4 000 000 руб.

Результаты работы на подсушенном и неподсушенном топливе сведены в табл. 18.

ТАБЛИЦА 18

Экономические показатели газификации с подсушкой и без подсушки топлива

№ по пор.	Показатели	Без предварительной подсушки	С подсушкой в автоклавах под давлением по Флейснеру	± при работе без предварительной подсушки
1	Расход технологического топлива (подмосковного угля) (тыс. т)	4 950	4 100	+850
2	Стоимость топлива (по 14 р. 46 к. за 1 т) (млн. руб.)	71,5	59,3	+ 12,2
3	Дополнительные капиталовложения (млн. руб.)	8,6 ¹	4	+ 4,6
4	Дополнительные эксплуатационные затраты по производству пара (млн. руб.)	—	0,5	— 0,5
5	Дополнительные производственные затраты ввиду увеличения числа агрегатов (амортизация, зарплата и пр.) (млн. руб.) . .	1,6	—	+ 1,6

Даже учитывая известную допущенную условность в расчетах, цифры с достаточной убедительностью подтверждают целесообразность работы на подсушенном топливе и в том случае, когда подсушка в силу особенностей обрабатываемого материала производится одним из наиболее дорогих методов, каким является метод Флейснера.

¹ Здесь учтены дополнительные капиталовложения в газогенераторную станцию в соответствии с необходимостью при данной производительности по топливу переработать на 850 000 т в год больше. Принимая производительность одного генератора 55 т в сутки и стоимость одного агрегата 200 000 руб., размер капиталовложений будет следующий:

$$\frac{850\,000 \cdot 200\,000}{360 \cdot 55} = 8\,600\,000 \text{ руб.}$$

ГАЗИФИКАЦИЯ ТОРФА В ДОМНЕ-ГЕНЕРАТОРЕ

1. ОПЫТЫ ГАЗИФИКАЦИИ ТОРФА В ГЕНЕРАТОРАХ ДВОЙНОГО ВОДЯНОГО ГАЗА

Наряду с бурыми углями другим видом местного низкосортного топлива, роль которого в топливном балансе страны может быть весьма значительна, является торф.

Торфяные залежи имеются в различных районах СССР. Особенно важно то, что богатейшие торфяные массивы находятся в крупнейших промышленных районах со значительным удельным весом топливопотребления. Многие из этих районов находятся на очень большом расстоянии от основных топливных баз страны (Московская и Ленинградская области, Горьковский край, Урал и др.).

Преимуществом торфа перед высокосортными и сернистыми углями является сравнительно небольшая зольность и почти полное отсутствие серы в нем, а недостатком — высокая влажность, превышающая даже очень большую влажность подмосковного угля и, тем более, уральских бурых углей.

Торф мало транспортабелен. Нагрузка на ось при перевозке торфа в четырехосных специализированных вагонах на 20—25% ниже, чем для подмосковного угля. Наиболее рационально торф может быть использован на месте добычи. Следует также отметить, что под котлами большой мощности сжигание кускового торфа затруднительно.

Современные достижения в области газификации низкосортных топлив распространяются также и на торф. Выше уже приводились данные о газификации торфа на смешанный генераторный газ в генераторе фирмы AVG.

В 1929 и 1930 гг. в Чехо-Словакии и в Австрии производились опыты газификации торфа в генераторах двойного водяного газа, которые показали возможность получать двойной водяной газ из торфа.

На заводе Шкода (Чехо-Словакия) из 1 т торфа с $W = 24\%$ получалось $800 \text{ м}^3/\text{т}$ газа калорийностью $2450\text{—}2939 \text{ кал}/\text{м}^3$ при напряженности генератора $300 \text{ кг}/\text{м}^2 \text{ час}$. Опыты в Австрии показали выход газа на торф с $W = 17\%$ $600 \text{ м}^3/\text{т}$ с теплотворной способностью до $3150 \text{ кал}/\text{м}^3$ ¹.

Изучение этих опытов дало основание Ленинградскому филиалу Инсторфа прийти к заключению о возможности получения из 1 т воздушносухого торфа в зависимости от содержания влаги до 800 м^3 газа калорийностью около $3000 \text{ кал}/\text{м}^3$.

Технологические принципы такого генератора и режим его работы аналогичны генератору двойного водяного газа на под-

¹ Проф. Климов, Проблема газификации и металлургии на торфе, стр. 20.

московном угле, и в соответствии с этим производительность его может колебаться в тех же пределах 50—55 т торфа в сутки.

При масштабах газификации, определяющихся потребностями такого мощного потребителя, какими могут являться московские теплоэлектроцентрали, проблема продолжает оставаться усложненной как со стороны числа газогенераторов, которое должно быть установлено, так и в части экономической подобно тому, что получается при газификации подмосковного угля.

2. ДОМЕННАЯ ПЛАВКА НА ТОРФЕ

Стремления использовать торф в качестве доменного топлива при выплавке чугуна привели к тому, что домна стала рассматриваться и как аппарат для газификации.

Уже опытные работы по выплавке чугуна на воздушносухом кусковом торфе, проведенные в 1932 г. на Косогорском металлургическом заводе, показав возможность нормального протекания доменного процесса, обратили в то же время внимание специалистов на газовую сторону дела.

Калорийность колошниковых газов при работе на торфе получалась в среднем $1500 \text{ кал}/\text{м}^3$ в отличие от доменных газов при выплавке металла на минеральном коксе, калорийность которых достигает лишь $900\text{—}1000 \text{ кал}/\text{м}^3$.

Значительно более высокая калорийность колошниковых газов при ведении доменного процесса на торфе получается за счет обогащения швельгазами, образующимися в верхней части домны, которую в этом случае уподобляют швельшахте газогенератора¹.

При указанных опытах выход газа составлял $1500 \text{ м}^3/\text{т}$ воздушносухого торфа, и таким образом выхода, как и калорийность, совпадают с газификацией торфа на смешанный генераторный газ в газогенераторах со швельшахтой.

Из табл. 19 легко усмотреть, что доменный процесс на торфе дает газа на каждую тонну выплавленного чугуна по теплоценности в 2,2 раза больше, чем при работе на минеральном коксе,

ТАБЛИЦА 19

Топливо	Выход газа на 1 т чугуна в м ³	Калорийность 1 м ³ газа в кал	Суммарная теплоценность газа в кал
При работе на торфе	5 750	1 500	8 600 000
" " на минеральном коксе	3 980 ²	977 ²	3 880 000

¹ См. Сборник материалов комиссии при президиуме Мособлисполкома по выплавке чугуна на торфе, стр. 230.

² См. проф. Франкфурт, Энергетика заводов черной металлургии, стр. 24.

с тем дополнительным преимуществом, что теплотворная способность отдельного кубометра в первом случае в 1,5 раза выше. В смысле использования газа в том или ином процессе более высокая теплотворная способность, как известно, имеет немаловажное значение.

Наконец, важнейшим моментом, привлекающим к себе внимание в домне с точки зрения интересов газификации, является ее производительность по газу. Даже с учетом того обстоятельства, что при работе на натуральном торфе полезный объем доменной печи по сравнению с коксовой домной в известной мере лимитирован, производительность ее по газу будет, однако, примерно в восемь раз больше производительности генератора двойного водяного газа. Но недостаточная калорийность торфодоменного газа, хотя и значительно более высокая, чем при работе домны на минеральном коксе, ограничивала радиус использования этого газа, который в силу неэкономичности дальнего транспортирования его мог рассматриваться лишь с точки зрения использования его на месте добычи.

3. ДОМЕННЫЙ ПРОЦЕСС НА ТОРФЕ НА ОБОГАЩЕННОМ КИСЛОРОДОМ ДУТЬЕ. ДОМНА-ГЕНЕРАТОР

Важнейшей составной частью воздушного газа, снижающей его теплотворную способность, является азот — этот неизбежный спутник горячего дутья при всяком газогенераторном процессе.

Расход кислорода для сжигания 1 т углерода до CO_2 составляет 2,7 т. Но для того чтобы ввести в печь такое количество кислорода, неизбежно при обычных условиях ввести еще 10 т азота. При сжигании углерода до CO , представляющем собой процесс получения воздушного газа, что имеет место также и в доменных печах, приведенные цифры снижаются до 1,35 т кислорода и 5 т азота (без учета потерь). Кроме того, азот, проходя через печь, значительно снижает температуру в ней¹.

Следовательно, повышение концентрации кислорода в дутье, или, что то же самое, снижение содержания азота, должно иметь весьма благоприятные последствия.

ТАБЛИЦА 20

	Содержание в %						
	21	26	28	40	50	75	100
O_2 в дутье	21	26	28	40	50	75	100
CO в газе	34,7	41,2	43,8	57,1	66,7	85,7	100
N_2 "	65,3	58,8	56,2	42,9	33,3	14,3	0
Теплотворная способность газа в кал/м^3	1 050	1 250	1 330	1 732	2 023	2 600	3 043

¹ См. материалы комиссии при президиуме Мособлисполкома по выплавке чугуна на торфе, стр. 135.

Подробные вычисления и исследования газификации посредством воздуха, обогащенного кислородом, произвело Американское Bureau of Mines² (табл. 20).

Максимальный эффект, как показывает табл. 20, дает применение чистого кислорода, но получение его сопряжено с очень большими затратами, и поэтому приходится ориентироваться на воздух, обогащенный кислородом, так называемый «воздух Линде»; в этой форме кислород является наиболее дешевым.

Идею применения обогащенного кислородом дутья в доменном процессе у нас, в СССР, впервые выдвинул и осуществил в опытной установке в Чернореченском химическом комбинате Институт азота, руководимый проф. П. А. Чекиным.

Основная цель, которая при этом преследовалась, — получить газ, который был бы пригоден для синтеза аммиака, — была удачно разрешена. При 60% концентрации кислорода в дутье получается газ следующего химического состава: 14,5% CO_2 ; 52,5% CO ; 5,1% CH_4 ; 1,3% C_2H_4 ; 13% H_2 и 13,6% N_2 с полезной теплотворной способностью 2 560 кал/м^3 газа.

После конверсии CO , отмывки CO_2 и удаления углеводородов из этого газа в нем останется азот и водород в соотношении, необходимом для синтеза аммиака, — 1 : 3 (NH_3).

Таким образом домна превращается в аппарат, в котором одновременно совершаются три производственных процесса: 1) коксование торфа, 2) выплавка чугуна и 3) получение газа, пригодного для последующего производства синтетического аммиака.

Для целей синтеза, как мы видели, важен определенный состав газа, а не калорийность. Для энергетических целей важна именно калорийность газа, которая может быть повышена прежде всего удалением углекислоты путем отмывки водой под давлением. В этом случае колошниковый газ может достигнуть калорийности, равной 2 960 кал/м^3 , что соответствует теплотворной способности двойного водяного газа из подмосковного угля (торфа).

Помимо изменения состава колошникового газа и повышения его теплотворной способности другое особенно важное значение кислородного дутья в доменном процессе заключается еще в том, что повышенная концентрация кислорода ускоряет реакции восстановления элементов по сравнению с обычным доменным процессом и ускоряет реакции газификации топлива.

Опытные работы на чернореченской домне показали, что процесс коксования торфа в домне длится всего лишь 5 час., при нормальном времени для коксования торфа в специальных коксовых установках 16 час.

Быстрое коксование торфа в Черноречье обусловливается по мнению лиц, проводивших испытания, следующим: 1) коксованием торфа в присутствии катализаторов, каковыми являются

² См. Муллерт и Дрюэз, Технические газы, производство их и применение, стр. 235.

окислы железа и известь; 2) температурным режимом печи; 3) коксованием торфа в среде, богатой CO^1 , а последнее является прямым следствием обогащенного кислородом дутья (табл. 20). Следует еще указать, что применение обогащенного кислородом дутья в доменном процессе исключает необходимость подогрева дутья, технологически обусловленного при обычном воздушном дутье. В соответствии с этим отпадает надобность в кауперах и в расходе колошникового газа для подогрева воздуха.

Все это дало основания домену рассматривать как газогенератор непрерывного действия с жидким шлакоудалением, при котором получается возможность значительно повысить (по сравнению с обычными газогенераторами) напряжение сечения.

Академик Павлов, оценивая результаты опытов в Черноречье, между прочим, указывает на то, что чернореченская печь не может и не должна быть сравниваема с обычными доменными печами, ее нужно рассматривать как нечто среднее между газогенератором и доменной или как комбинацию доменной печи с генератором очень высокой производительности.

Сугубое подчеркивание весьма авторитетным металлургом особенного значения доменной печи как газогенератора, которая при работе на обогащенном кислородом дутье дает возможность получать из низкосортного топлива (торфа) газ, приближающийся по теплотворной способности к водяному газу, а после удаления CO_2 — к двойному водяному газу, при производительности по газу, в 8—9 раз превосходящей производительность генератора двойного водяного газа с периодическим процессом газования, — все это дает серьезные основания весьма положительно оценить домену с точки зрения интересов газификации.

Опытами на Надеждинском заводе доказана также возможность газификации бурых углей в доменных печах с одновременной выплавкой чугуна. Но эти опыты, как и позднейшие в 1934 г. в Реже, показали, что бурый уголь в натуральном виде непригоден для газификации в домне-генераторе, так как он рассыпается в печи в мелочь, замусоривает горн, чем нарушает процесс газификации и вызывает расстройство хода доменной печи. Процесс может идти на брикетированном угле.

Брикетирование является, разумеется, фактором, усложняющим экономику. Но преимуществом является возможность использования при этом отсевов мелочи, которая для газификации в обычном генераторе совершенно непригодна. Крупность зерна для газогенератора, например, двойного водяного газа, 20—50 мм. Это означает, что для газификации данным методом подмосковного угля значительная часть добычи исключается из баланса углей, могущих быть использованными для этой цели, что видно из следующей характеристики по сортам угля, например, Бобриковского месторождения этого бассейна.

¹ См. материалы комиссии при президиуме Мособлисполкома по выплавке чугуна на торфе, стр. 157.

Распределение добычи угля по отдельным сортам в процентах к общей добыче (брутто):

Уголь марки К	18,5%	размер фракции от 50 до 125 мм
" " О	18,5%	" " " 20 " 50 "
" " МС	28,5%	" " " 0 " 20 "
" " РМ	27%	" " " 0 " 50 "
Глина	2,5%	
Колчедан	5%	

Таким образом с точки зрения возможности расширения баланса углей, пригодных для газификации, домна-генератор представляет значительный интерес для газификации и бурого (подмосковного) угля. Никаких, однако, опытных работ в этом направлении в отличие от торфа до сих пор не производилось.

Поэтому при данных условиях как о реальности для газификации в домне-генераторе речь может идти лишь пока о торфе.

Следует также указать, что домна-генератор не обуславливает обязательно одновременной выплавки металла. Последнее имеет, главным образом, экономическое значение, ибо дает возможность значительно улучшить экономику самой газификации распространением затрат на попутно получаемый весьма важный для народного хозяйства металл.

Попутная выплавка чугуна не вызывает лишних эксплуатационных расходов. Это объясняется тем, что хотя при добавке руды и флюсов растут расходы по рабсиле, воде, транспорту и пр., но одновременно заметно сокращаются расходы по дутью, обогащенному кислородом, и электроэнергии. Происходит это потому, что в первом случае всю CO и CO_2 газа необходимо образовать за счет кислорода воздуха, вместе с которым в домену подается второй компонент воздуха — инертный азот; во втором случае в домену поступает руда (Fe_2O_3), у которой оба компонента активны: железо идет в чугун, а кислород — в газ, этим уменьшается необходимость подачи дутья в домену. Процесс в домне-генераторе в части выплавки чугуна идет, главным образом, за счет того физического тепла, которое бесполезно далее теряется при газоочистке.

В табл. 21 приведены относительные величины, отражающие влияние на экономичность процесса противоположно действующих факторов, при ведении процесса в домне, работающей на торфе и обогащенном кислородом дутье до 60% O_2 с выплавкой металла или только на газ¹.

Большой удельный вес кислорода в сумме эксплуатационных затрат, испытывающих на себе влияние того факта: используется ли домна только как газогенератор непрерывного действия с жидким шлакоудалением или же в домне одновременно происходит и процесс плавки металла, приводит к тому, что возрастание затрат в последнем случае по всем прочим статьям не только покрывается по уже известным нам причинам сокра-

¹ По материалам промздания Коломенского торфо-доменного комбината (две домны).

ТАБЛИЦА 21

Издержки производства	I с выплавкой чугуна (тыс. руб.)	II газификация (тыс. руб.)	I ко II в %
Зарплата	376	348	108
Кислород	1 453	1 693	86
Транспорт	302	260	116
Очистка газа	829	813	102
	2 960	3 114	95

щением расходов по обогащенному кислородом дутью, но приводит даже к суммарной экономии.

Происходит это потому, что дополнительные затраты на зарплату, транспорт и очистку газа имеют удельный вес, значительно меньший, чем экономия на дутье.

По проектным данным Коломенского торфо-доменного комбината производительность домны по торфу предусматривается в пределах 170 000—175 000 т в год. Выход колошникового газа на 1 т торфа воздушносухого при дутье, обогащенном кислородом до 60% O₂, — 910 м³/т.

При производительности генератора двойного водяного газа 50—55 т в сутки относительная пропускная способность домны-генератора будет в

$$\frac{175\,000}{55 \cdot 360 \text{ сут.}} = 8,75 \text{ раза больше.}$$

Это значит, что домна-генератор при данных условиях для масштабов газификации, соответствующих потребностям, например, московских теплоэлектроцентралей, дает возможность заменить 384 рабочих генератора двойного водяного газа 44 домнами объема, соответствующего специфическим условиям работы домны на торфе.

В табл. 22 приводятся капиталовложения при двух и четырех домнах, предусматриваемых промзаданием опытного Коломенского газодоменного комбината.

Вариант в четыре домны влечет за собой снижение капиталовложений на один агрегат по приведенным в табл. 22 разделам затрат на 25,5%. Это является результатом весьма незначительного увеличения стоимости кислородной установки (на 19%) для четырех домн по сравнению с двумя домнами. Столь же незначительная разница и в части объектов подсобного производства (13%). Капиталовложения в доменный цех также сокращаются: число домн увеличивается вдвое, а капиталовложения, как показывает таблица, увеличиваются только в 1,65 раза. В результате капитальные затраты по одному агрегату составляют

ТАБЛИЦА 22

Капиталовложения

Наименование цехов торфо-доменного завода	I вариант при сооружении двух домн	II вариант при сооружении четырех домн	Эффект в результате увеличения мощности вдвое (четыре домны вместо двух) в %
	в тыс. руб.		
Доменный цех	4 242	7 200	165
Газоочистка	1 380	2 620	190
Кислородная установка	3 985	4 720	119
Электрическое оборудование	1 096	1 993	182
Объект подсобных производств	1 859	2 100	113
Котельная и теплофикационная сеть	1 000	1 600	160
	13 562	20 233	149
Капиталовложения на один агрегат (округленно)	6 780	5 060	74,5

ТАБЛИЦА 23

Эксплуатационные расходы	Сумма в тыс. руб.	В % к итогу	
		к общей сумме	без торфа
Торф 3 900 000 т · 18 р. 81 к. ¹	73 300	60,5	—
Кислород	14 200	11,8	29,8
Очистка газа	8 950	7,4	18,7
Электроэнергия 63,5 млн. квтч · 2,5 коп. за 1 квтч	1 580	1,3	3,2
Транспорт	2 850	2,4	6,0
Амортизация, текущий и специальный ремонт по доменному цеху	8 250	6,8	17,3
Зарплата с начислением по доменному цеху	8 700	7,2	18,2
Прочие	3 200	2,6	6,8
Всего	121 030	100	100

5 060 000 руб., а установка в 44 домны потребовала бы, таким образом, капиталовложений

$$5\,060\,000 \cdot 44 = 223\,000\,000 \text{ руб.}$$

¹ Исходим из дорогостоящего кускового машинно-формовочного торфа. Переход, например, на гидроторф (возможность чего не исключена), добыча которого значительно более механизирована, может значительно снизить стоимость торфа.

В табл. 23 приведены годовые эксплуатационные расходы при работе торфо-доменной станции исключительно на газ (без выплавки металла)¹.

Затраты на кислород занимают первое место после торфа, на долю которого приходится 60% от общей суммы расходов по эксплуатации. В структуре эксплуатационных затрат за вычетом торфа стоимость кислорода составляет почти 30%. Если к этому добавить, что с кислородом связывается еще 23% от общей суммы капиталовложений, то станет очевидно значение кислорода в экономике газификации торфа в домне на обогащенном кислородом дутье.

4. ЭЛЕКТРОЛИЗ ВОДЫ И МЕТОД ГЛУБОКОГО ОХЛАЖДЕНИЯ В РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМЫ КИСЛОРОДА

Применение кислорода в технологических процессах в больших количествах выдвинуло задачу перед кислородной промышленностью — дать аппаратуру соответствующей производительности и экономичности.

Применительно к поставленной задаче можно говорить о двух основных источниках кислорода и в зависимости от этого о двух методах получения кислорода.

1. Вода, в которой, как известно, один атом кислорода связывает два атома водорода и разложение которой на составные элементы может быть достигнуто электролизом.

2. Воздух, в котором азот и кислород находятся в объемном соотношении 4:1 и разделение которого достигается методом глубокого охлаждения.

Электролиз воды, дающий идеально чистый водород и кислород, требует большого расхода электроэнергии — около 5 квтч на 1 м³ водорода. Поэтому электролитический метод признается целесообразным лишь в том случае, когда, во-первых, разложением воды преследуется получение водорода, на применении которого базируются важнейшие отрасли современной синтетической химии (синтетический аммиак, синтетический бензин и т. д.), и, во-вторых, когда есть возможность базировать электролиз на дешевой гидроэлектроэнергии. При наличии этих условий, кстати заметим, кислород — другой компонент воды — большей частью все же не принимается во внимание, и затраты по электролизу целиком переносят лишь на водород.

Таким образом для решения кислородной проблемы электролиз воды признается почти исключенным.

Следует, однако, заметить, что односторонний взгляд на электролиз с точки зрения интересов лишь потребности в водороде сильно ограничивает применение электролиза и для этой цели. Вопрос об экономичности метода совершенно иначе стоял бы

¹ В основу положены материалы промзадания Коломенского газодомного комбината, подвергшиеся изменениям, обусловленным тем, что производственная мощность, из которой мы исходим, в 11 раз больше.

в том случае, если бы оба компонента воды — водород и кислород — нашли себе применение.

Комбинирование в пределах, не ограниченных рамками частного капиталистического хозяйства, дает возможность в условиях советской системы хозяйства пересмотреть привычный взгляд и на условия применения электролиза.

Комбинирование газификации больших масштабов, основанной на применении кислорода (торфо-доменный процесс на обогащенном кислородом дутье), с химическими производствами, основанными на водороде, дает возможность через электролиз создать ряд крайне интересных технологических связей, упрощающих всю систему производств в комбинатском комплексе.

Схематически такой комбинат представляется в следующем виде:

1. Электролиз воды и получение водорода и кислорода. Масштаб производства может определяться либо по водороду, либо по кислороду в зависимости от того, будет ли признаваться определяющим производством в комбинате газификация или химические производства.

В конкретных условиях осуществления газоснабжения московских теплоэлектроцентралей на базе торфяного массива «Оршинский мох» газификацией торфа в домне-генераторе с повышенной концентрацией кислорода в дутье производительность электролитического завода, очевидно, целесообразно было бы определить от потребности в кислороде.

2. Водород используется в некоторой части для гидрогенизации смолы, отхода при газификации торфа, с целью получения, главным образом, бензина, а в остальной решающей части водород используется для производства синтетического аммиака (NH₃).

3. Получающиеся в процессе газификации смолы высококалорийные гидрогенизационные газы используются для обогащения колошникового газа торфо-доменного процесса, предназначенного для дальнего транспортирования.

4. Азот для синтеза аммиака может быть получен разделением воздуха методом глубокого охлаждения; причем масштаб электролитического производства может быть рассчитан таким образом, чтобы потребность в кислороде для газификации частично удовлетворялась за счет второго компонента разложения воздуха — кислорода. Объемное соотношение азота и кислорода в воздухе, с одной стороны, и обусловленное соотношение азота и водорода при производстве синтетического аммиака, с другой стороны, предполагают сравнительно небольшой отход кислорода в этой части.

Произведенный нами ориентировочный расчет показывает, что осуществление такой системы производств вокруг основного ядра — газификации торфа в домне-генераторе с годовой производительностью 3 900 000 т торфа (масштаб газификации, обусловленный потребностями московских теплоэлектроцентралей в 1939 г.) — дает возможность получить газ калорийностью

2560 кал/м³ по 2,63 коп. за 1 м³ при использовании домны в качестве аппаратуры для газификации с одновременной выплавкой металла (табл. 24).

ТАБЛИЦА 24

Показатели	В тыс. руб.	Удельный вес в %
А. Годовые затраты		
1. По торфо-доменному заводу	103 720	42
2. Дополнительные затраты по выплавке металла (руда, флюсы и пр.)	21 600	8,8
3. По заводу синтетического аммиака на базе электролитического водорода	104 910	42,5
В том числе:		
а) электроэнергия (по 2,5 коп. за 1 квтч) ¹	79 310	
б) амортизация и ремонт	22 700	
4. По заводу гидрогенизации смолы ¹ (без стоимости смолы)	15 730	6,7
Всего	245 960	100
Б. Выход продукции		
1. Синтетический аммиак 240 000 т · 300 руб. за 1 т	72 000	29,2
2. Бензин 152 000 т Керосин 32 000 т Всего 184 000 т · 150 руб. за 1 т	27 600	11,4
3. Отходы		
а) уксусная кислота 33 400 т · 200 руб. за 1 т	6 680	2,7
б) фенолят 21 200 т · 350 руб. за 1 т	7 500	3
4. Чугун 600 000 т · 65 руб. за 1 т	39 000	15,9
Всего	152 780	62,2
Газ колошниковый 3 540 млн. м ³ Q _н ^p = = 2560 кал/м ³ Стоимость 1 м ³ газа	93 180 2,63 коп.	37,8

Таким образом электролиз воды отнюдь не должен быть отнесен к числу химерических идей при решении проблемы кислорода даже в том случае, когда стоимость электроэнергии принимается в 2,5 коп. за 1 квтч, как мы это сделали в данном

¹ В данном случае водород для гидрогенизации получается за счет гидрогенизационных газов, и затрата электроэнергии на электролиз рассчитана лишь применительно к получению водорода для производства синтетического аммиака.

случае, т. е. исходим из перспективной стоимости электроэнергии тепловых станций.

Остается не учтенным такой, например, мыслимый вариант, как работа по принудительному графику, подчиненному суточным колебаниям электрической нагрузки энергосистемы, откуда электролитическое производство питается электроэнергией.

Не участвуя в данном случае в максимуме нагрузки или участвуя в нем с пониженным против нормального коэффициентом попадания в максимум, подобный электроемкий потребитель не потребовал бы для себя специальной генерирующей мощности (в соответствующей ее доле), и следовательно, стоимость энергии для нужд такого потребителя-регулятора оказалась бы близкой к топливной слагающей. Все прочие элементы себестоимости электроэнергии переносятся в этом случае на счет потребителей, требующих обязательного участия в максимуме¹.

Значение этого фактора станет особенно понятно, если напомним, что стоимость электроэнергии составляет около 75% от общей стоимости синтетического аммиака электролитическим способом, что легко заключить из табл. 24, а топливная слагающая в стоимости 1 квтч электроэнергии равна 0,6 от общей ее стоимости.

ТАБЛИЦА 24а

Наименование цехов	Производительность 240 000 т синтетического аммиака в год	
	Капиталовложения (в тыс. руб.) ²	
	Электролитический метод получения водорода	Получение водяного газа из подмосковного угля парокислородным дутьем с последующей конверсией СО
Генераторный	—	19 840
Сероочистка	—	10 810
Турбокомпрессия	—	9 500
Конверсия	—	8 700
Очистка от СО ₂	—	11 780
Разделение конвертированного газа	—	25 650
Разделение воздуха для дозирования N ₂	10 060	30 100
Компрессия высокого давления	24 000	13 700
Синтез	27 900	27 900
Электролитический, включая умформерную подстанцию	90 000	—
Всего	151 960	157 980

¹ См. журнал «Электричество» № 14, 1934, стр. 6.

² По данным Гипроазота.

Интересно еще несколько остановиться на сравнительной экономичности получения синтетического аммиака на основе электролитического водорода с точки зрения первоначальных затрат.

В части прямых первоначальных затрат электролитический метод имеет даже преимущество перед обычным вариантом получения водорода для синтеза методом газификации с последующей конверсией окиси углерода, являющейся в этом случае потенциальным источником водорода (табл. 24а).

Разница в пользу электролитического метода увеличивается еще на сумму свыше 11 млн. руб. за счет того, что в этом случае второй компонент разложения воды — кислород — используется для обогащения дутья в домны, уменьшая этим на указанную сумму капиталовложения в комбинат.

Другой из двух названных основных источников получения кислорода — воздух, разделение которого на составные элементы достигается, как уже указывалось, методом глубокого охлаждения.

Метод глубокого охлаждения, разработанный и осуществленный Линде и основанный на первоначальном сжижении газов и последующей их ректификации, был в дальнейшем конструктивно улучшен немецким конструктором М. Френкелем в части теплообмена путем замены трубчатых теплообменников аппаратами типа Каупера, применяемыми в доменном производстве¹.

Аппараты Френкеля особенно пригодны там, где требуется не чистый кислород, а обогащенный кислородом воздух.

Промышленная практика работы по системе Линде-Френкель показала, что в этом случае значительно снижается удельный расход энергии и удешевляется стоимость установки, т. е. в конечном счете снижается себестоимость кислорода.

Удельный вес кислородной установки в капитальных затратах торфо-доменного комбината рассматриваемой мощности равен 23% (табл. 22), что составляет 46 млн. руб. от рассчитанной суммы первоначальных затрат².

По новейшим данным Института азота, основанным на спроектированной и смонтированной им установке для получения обогащенного кислородом воздуха, стоимость может быть значительно снижена.

По этим данным³ установка для получения обогащенного кислородом воздуха производительностью в пересчете на содержание 60% O₂ 10 750 м³/час потребует затрат на оборудование 1 500 000 руб. и здания — 100 000 руб.

При часовой потребности торфо-доменного комбината рас-

считываемой мощности 128 500 м³/час дутья, обогащенного до 60% O₂, число потребных агрегатов составит

$$\frac{128\,500}{10\,750} = 12 \text{ агрегатов.}$$

С учетом резерва принимаем 14 × 1 600 000 руб. 22 400 000 руб.
Монтаж 15% от стоимости оборудования 3 600 000 „

Всего 26 000 000 руб.

Рассчитанный по данным табл. 22 размер капиталовложений, таким образом, может быть снижен на 20 млн. руб. Это должно заметно отразиться и на стоимости получаемого обогащенного кислородом воздуха.

Но расчеты Института азота показывают также значительно меньший расход электроэнергии — другой решающий элемент в структуре себестоимости получения обогащенного кислородом дутья (96 квтч на 1 000 м³ дутья с 42% кислорода); принимаем коэффициент увеличения при обогащенном дутье до 60% O₂ равным 1,5 и расход электроэнергии равным (96 · 1,5) 144 квтч.

ТАБЛИЦА 25

Ориентировочная стоимость 1 000 м³ обогащенного дутья до 60% кислорода

Эксплуатационные расходы	По материалам промздания Коломенского комбината		Исправленные показатели, базирующиеся на данных ГИА	
	Сумма в рублях	В % к итогу	Сумма в рублях	В % к итогу
Электроэнерг. 212 квтч × 2,5 коп. за 1 квтч .	5,30	41,7	—	—
Электроэнерг. 144 квтч × 2,5 коп. за 1 квтч .	—	—	3,60	50,7
Зарплата	0,93	7,3	0,70	9,9
Амортизация	3,86	30,4	1,51	21,4
Текущий ремонт	2,00	15,8	0,92	13,0
Прочие	0,62	4,8	0,36	5,0
	12,71	100	7,09	100

Итак, стоимость обогащения дутья кислородом может быть снижена почти на 44% (табл. 25). И экономика газификации торфа в домне-генераторе имеет основания в соответствии с приведенными расчетами быть значительно улучшенной как по линии первоначальных затрат, так и эксплуатационных расходов.

¹ См. проф. Чекин и др., Домна на кислородном дутье, стр. 104.

² Данные, построенные на материалах промздания Коломенского газодоменного комбината.

³ См. проф. Чекин и др., Домна на кислородном дутье, стр. 104.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧНОСТЬ ГАЗИФИКАЦИИ ПОДМОСКОВНОГО УГЛЯ И ТОРФА

Экономичность газификации зависит: 1) от характера и качества топлива; 2) от аппаратуры, в которой топливо газифицируется; 3) масштаба газификации; 4) коэффициента использования расчетной производительности установки и, наконец, 5) от улавливания и использования отходов.

Мы видели, например, что слабая физическая структура подмосковного угля и его способность рассыпаться в печи в мелочь и замусоривать горн исключают возможность в отличие от торфа газифицировать его в натуральном виде в такой высокопроизводительной аппаратуре, как домна-генератор.

Газификация в генераторе двойного водяного газа чрезвычайно усложняет проблему прежде всего со стороны числа газогенераторов, которое необходимо установить вследствие относительно низкой их производительности.

В нашем примере, которым мы задались и которым определяется масштаб газификации, соответствующий часовой потребности теплоэлектростанций в газе по максимуму, эквивалентной около 330 т условного топлива, число генераторов, которое должно быть установлено, выражается цифрой 424 с учетом технического резерва. Площадка для размещения газогенераторной станции с таким числом генераторов со всей прочей аппаратурой (котельной, пароперегревателями, системой очистки, охлаждения и пр.) должна занять огромное пространство. Техничко-производственное управление таким предприятием чрезвычайно усложнено.

Газификация торфа в домне-генераторе на обогащенном кислородом дутье требует 44 рабочих домны и сверх того технический резерв — цифра также довольно внушительная. Но следует прежде всего иметь в виду, что речь здесь идет, как уже вскользь отмечалось, не о привычных размерах современных коксовых домен, а о домнах-генераторах, значительно меньших в соответствии с особенностями работы на торфе и процессом коксования топлива в самой домне (324 м³ полезного объема). Кроме того, нельзя упускать из виду, что такое число домен дает возможность одновременно производить и значительное количество металла. В соответствии с этим мы вправе отнести на собственно газификацию значительно меньшее число домен по стоимости.

Выплавка металла при газификации торфа в домне-генераторе, не требующая дополнительных капиталовложений, связана лишь со следующими дополнительными затратами (см. табл. 26).

Кроме того, как мы уже знаем (табл. 21), возрастает зарплата на 8%, расходы по транспорту — на 16% и по очистке газа — на 2%. Но, с другой стороны, по уже выясненным при-

Дополнительные затраты на 1 т газифицируемого торфа при одновременном получении литейного чугуна¹

Элементы затрат	Цена за 1 т в рублях	Количество в т	Сумма в рублях
Руда курской магнитной аномалии	16,30	0,296	4,83
Марганцевая руда	19	0,0041	0,08
Известняк	6	0,0642	0,39
Всего			5,30

чинам расход кислорода уменьшается и соответственно сокращаются затраты по этой статье на 14%.

В результате в соответствии с данными табл. 21, 23 и 26 годовые эксплуатационные затраты при газификации торфа в домне-генераторе с одновременной выплавкой литейного чугуна определяются следующим образом:

ТАБЛИЦА 27

Издержки производства	В тыс. руб.
Торф 3 900 000 т · 18 р. 81 к. за 1 т	73 000
Руда и флюсы	21 600
Зарплата	9 500
Электроэнергия	1 580
Кислород	12 200
Транспорт	3 320
Очистка газа	9 030
Амортизация, текущий ремонт и специальный ремонт по доменному цеху	8 250
Прочие	3 200
	141 680

В зависимости от качества газифицируемого топлива, его элементарного состава и от особенностей технологического процесса его переработки получают те или иные отходы. При газификации всякого битуминозного топлива образуется смола.

¹ Руда Курской магнитной аномалии принята из расчета 2 т на 1 т чугуна. Остальные удельные расходы — по данным промзаведания Коломенского комбината.

Современные газогенераторы со швельшахтой дают возможность получать первичную смолу более ценную, чем смола высокотемпературной переработки топлива.

Первичной смолой Тренклер называет все смолы, которые были получены непосредственно при переработке топлива как при сухой перегонке, так и газификации, — последние, если они отводятся при температуре их получения наиболее быстрым и осторожным способом, предотвращающим их последующее разложение.

Газификация сернистых топлив дает газ, загрязненный сернистыми соединениями. Смола, как и сернистые соединения, должны быть удалены из газа. Уже давно было обнаружено, что охлаждение газа ведет к конденсации из него смолы и воды, что влекло за собой загрязнение газопроводов и их засорение.

Выше уже указывалось, что сероводород, образующийся в значительном количестве при газификации сернистого топлива (например, подмосковного угля), при соединении с железом газопровода дает сернистое железо, отлагающееся в виде больших наслоений, мешающих движению газа. Это, кроме того, представляет большую опасность в том отношении, что газ быстро воспламеняется в случае проникновения в трубу воздуха.

Ведение процесса очистки с улавливанием отходов газификации представляет значительный экономический интерес. Само собой разумеется, что степень экономической эффективности этой операции в условиях советского хозяйства в отличие от капиталистического, где это определяется такими случайными факторами, как рыночная конъюнктура, будет определяться народнохозяйственной целесообразностью, а последняя в свою очередь определяется потребностью в этих продуктах, с одной стороны, и затратами на их производство, с другой стороны.

С этой точки зрения улавливание серы является бесспорно целесообразным, так как сера прежде всего — продукт дефицитный. Кроме того, по нашим подсчетам полученная таким путем

ТАБЛИЦА 28

Отходы газификации

Наименование отходов	Генераторы двойного водяного газа. Подмосковный уголь	Домны-генераторы. Торф
	в тыс. руб.	
1. Смола (60 руб. за 1 т)	12 600	15 000
2. Сера (200 руб. за 1 т)	7 870	—
3. Уксусная кислота (200 руб. за 1 т)	—	6 680
4. Фенолята (350 руб. за 1 т)	—	7 500
Всего	20 370	29 180

элементарная сера даже в том случае, если на нее отнести всю стоимость по очистке газа от сернистых соединений, оказывается примерно на 30% ниже стоимости специально добываемой минеральной серы.

Улавливание и утилизация побочных продуктов газификации при неизбежности производить очистку значительно улучшает экономику газификации.

В табл. 28 приведены суммарные данные об отходах, их стоимости при газификации подмосковного угля в генераторе

ТАБЛИЦА 29

Показатели	Газификация торфа в домне-генераторе		Газификация подмосковного угля в генераторах двойного водяного газа	
	без выплавки металла	с выплавкой литейного чугуна	без крекирования смолы газ $Q_p^H = 2960 \text{ кал/м}^3$	обогащенный газ крекированием смолы $Q_p^H = 3270 \text{ кал/м}^3$
Капиталовложения (в млн. руб.)	203	203	177,2 ²	170
Эксплуатационные расходы без вычета стоимости отходов (в млн. руб.)	121	141,6	104 ²	96,3
Побочные продукты:				
а) Химпродукты ¹ (в млн. руб.)	29,2	29,2	20,4	7,9
б) Литейный чугун 600 000 т × × 65 руб. за 1 т	—	39	—	—
Всего стоимость побочных продуктов (в млн. руб.)	29,2	68,2	20,4	7,9
Эксплуатационные расходы нетто за вычетом стоимости побочных продуктов (в млн. руб.)	91,8	73,4	83,6	88,4
Генератор двойного водяного газа на подмосковном угле к домне-генератору на торфе в %:				
а) без выплавки металла	100	—	90,8	96,3
б) с выплавкой литейного чугуна	—	100	114	120
Годовой выход газа (в млн. м ³)	3 540	3 540	3 060	2 770
Калорийность газа (в кал/м ³)	2 560	2 560	2 960	3 270
Стоимость 1 м ³ газа (в коп.)	2,59	2,07	2,73	3,19
“ 1 мккал (в руб.)	10,02	8,10	9,21	9,75

¹ См. табл. 28.

² Повышение капитальных вложений и эксплуатационных расходов в данном случае объясняется тем, что, не используя улавливаемую смолу для обогащения газа, необходимо при заданной потребности в газе по теплоценности восполнить недостающее вследствие этого количество газа газификацией дополнительного количества топлива (470 000 т) и установить дополнительное число агрегатов (18 генераторов).

ТАБЛИЦА 30

Экономика газификации при различных коэффициентах использования
производственной мощности оборудования

Показатели	Домны-генераторы (44 рабочих агрегата)		Генераторы двойного водяного газа (388 ра- бочих агрегатов)	
	при коэф- циенте исполь- зования 1,0	при коэф- циенте исполь- зования 0,5	при коэф- циенте исполь- зования 1,0	при коэф- циенте исполь- зования 0,5
А. Капиталовложения (в млн. руб.)	203	203	177,2 ¹	177,2 ¹
Б. 1. Эксплуатационные расходы брутто (в млн. руб.)	259,1	141,6	180,1	104,0
2. Домна-генератор к ге- нератору двойного водя- ного газа в %	144,0	136,0	100	100
В. Побочные продукты производства:				
1. Химические (в млн. руб.)	58,4	29,2	40,8	20,4
2. Металл (литейный чу- гун)				
а) 1 200 000 т · 65 (в млн. руб.)	78	—	—	—
б) 600 000 т · 65 руб. (в млн. руб.)	—	39	—	—
Всего стоимость побоч- ных продуктов (в млн. руб.)	136,4	68,2	40,8	20,4
Г. 1. Эксплуатационные расходы нетто за выче- том отходов (в млн. руб.)	122,7	73,4	139,3	83,6
2. Домна-генератор к ге- нератору двойного водя- ного газа (в %)	88	87,7	100	100
Д. Годовой выход газа (в млн. м ³)	7 080	3 540	6 120	3 060
Калорийность газа Q_n^p .	2 560	2 560	2 960	2 960
Е. Капиталовложения на 1 т условного топлива (в руб.)	78	156	68	136
Ж. Стоимость газа:				
а) 1 м ³ (в коп.)	1,733	2,07	2,27	2,73
б) 1 мккал (в руб.)	6,76	8,10	7,62	9,21
Эффект от повышения коэффициента использова- ния оборудования (в %) .	83,5	100	82,6	100

¹ Без крекирования смолы для обогащения газа.

двойного водяного газа и торфа в домне-генераторе в масштабах, соответствующих получению 1 300 000 т условного топлива в виде газа в год.

Сравнительная экономичность газификации двух видов низкосортного топлива (подмосковный уголь и торф) двумя различными методами показана в табл. 29 в суммарных показателях, отражающих предыдущие подробные расчеты.

Коэффициент использования производственной мощности газогенераторной станции зависит в основном от особенностей графика потребителя газа. С этой точки зрения теплоэлектроцентрали, как уже указывалось, являются исключительно неблагоприятным потребителем. Разрыв между среднегодовым часовым расходом топлива и пиковым, совпадающим с максимально низкой температурой зимнего дня (-30°C), определяется отношением примерно 1:2. Таким образом мощность газогенераторной станции, рассчитанная на пиковую нагрузку теплоэлектроцентралей, будет иметь коэффициент использования порядка 0,5.

Повышение коэффициента использования установленной мощности газогенераторной станции оставляет неизменными фиксированные расходы в виде отчислений на амортизацию, ремонт и пр. В малой степени или почти не меняются эксплуатационные расходы в части зарплаты, что находится в прямой зависимости от степени механизации и автоматизации технологического и производственного процессов.

Прямо пропорционально росту использования производительности оборудования возрастают лишь затраты на сырье и материалы.

Доведение коэффициента использования до расчетной производительности снижает, как показывает табл. 30, стоимость газа на 17—18%.

Еще больше этот фактор отражается на размере капитальных затрат, приходящихся на единицу продукции (1 т условного топлива). В отличие от эксплуатационных расходов капиталовложения на единицу продукции уменьшаются прямо пропорционально росту коэффициента использования расчетной мощности.

Значение этого фактора, естественно, усиливается при газификации в домне-генераторе с выплавкой металла, поскольку мы здесь имеем в смысле выхода продукции случай двуединого использования аппаратуры — газификация торфа и выплавка чугуна. И всякий разрыв между расчетной мощностью и фактическим использованием с соответственным сокращением выхода продукции уменьшает не только годовой выход газа, но, как видно из табл. 30, и годовую продукцию металла.

Возвращаясь к вопросу о сравнительной экономичности газификации торфа и подмосковного угля, необходимо прежде всего заметить, что данные табл. 29 дают конкретное цифровое выражение приведенному в главе VI положению о том, что газификация торфа в домне-генераторе на обогащенном кисло-

родом дутье с выплавкой металла влияет положительно на экономичность процесса; причем расчеты убедили, что экономика газификации значительно улучшается. Стоимость торфо-доменного газа в этом случае, при одинаковых масштабах производства газа по теплоценности, на 14—20% ниже стоимости двойного водяного газа из подмосковного угля в зависимости от того, происходит ли обогащение газа за счет крекирования отходящей смолы или последняя для этой цели не используется. Такое соотношение получается при повышенной стоимости кислорода (обогащенного кислородом дутья до 60% O₂), принятой в основных приведенных расчетах.

По данным Института азота стоимость обогащенного кислородом дутья получается ниже на 44%. При удельном весе в общей сумме годовых эксплуатационных расходов (брутто) стоимости кислорода, составляющем 11,8%, стоимость торфо-доменного газа может быть снижена еще и за счет этого фактора примерно на 5%, и сравнительная экономичность, таким образом, еще больше повысится.

Народнохозяйственная эффективность газификации в домне-генераторе с одновременной выплавкой металла этим, однако, не исчерпывается. Остается еще не учтенным тот факт, что при данном методе газификации домна, служащая для трех целей: для коксования торфа, для выплавки металла и газификации, уменьшает народнохозяйственные затраты на сумму, равную первоначальным затратам в доменный цех металлургии и коксовое производство на количество металла, соответствующее выходу его при заданном масштабе газификации, выходе газа из 1 т торфа и удельном расходе торфа на 1 т выплавляемого данным методом чугуна.

В соответствии с данными табл. 30 это означает 1 200 000 т чугуна в год при полном использовании производственной мощности оборудования и 600 000 т — при коэффициенте использования, равном 0,5.

Принимая стоимость оборудования доменного и коксового производства 150 руб. на 1 т выплавляемого чугуна, сумма капиталовложений, которая потребовалась бы для завода производительности 1 200 000 т чугуна, равна 180 млн. руб., а для 600 000 т — 90 млн. руб.

Если, таким образом, из показанной в табл. 30 суммы капитальных затрат для торфо-доменного комбината (44 домны) в 203 млн. руб. вычесть нормальную сумму капиталовложений в доменный и коксовый цехи, то на долю чисто газового производства и всех побочных продуктов кроме металла пришлось бы при коэффициенте использования оборудования, равном 0,5, 113 млн., а при коэффициенте использования, равном единице, 23 млн. руб. Следовательно, с учетом и этого фактора получение газа торфо-доменным процессом приобретает огромные преимущества и со стороны капитальных затрат, которые при принятом нами масштабе производства газа для сравниваемого варианта

получения двойного водяного газа из подмосковного угля составляют 177 млн. руб.

Эффективность газификации торфо-доменным процессом проявляется еще в одном отношении.

А. Для производства 1 т чугуна в обычных условиях, на каменноугольном коксе и воздушном подогреваемом в кауперах необогащенном кислородом дутье, требуются затраты энергоресурсов:

Кокса (в пересчете на уголь) ¹ 1,7 · 7 000 кал/кг . . .	11 900 000 кал
Доменного газа на производство кокса (1 320 м ³ × × 980 кал/м ³ на отопление коксовых печей и улавливание побочных продуктов)	1 290 000 "
Доменного газа для воздуходувной станции и на- грева воздуха в кауперах 2 090 м ³ · 980 кал/м ³	2 050 000 "
Электроэнергии по коксовому и доменному произ- водству 62 квтч · 0,65 кг условного топлива × × 7 000 кал/кг	303 000 "
Всего	15 543 000 кал

Отходы (брутто):

Доменный газ 3 960 м ³ · 980 кал/м ³	3 880 000 кал
Коксовый газ 448 м ³ · 4 000 "	1 790 000 "
Коксовый орешек и мелочь 561 кг условного топлива × × 7 000 кал/кг	392 000 "
Смола 25 кг · 9 000 кал/кг	225 000 "
Бензол 9 кг · 10 000 "	90 000 "
Всего отходов	6 377 000 кал

Энергетические затраты за вычетом отходов 9 166 000 кал

Б. Для производства 1 т чугуна на торфе и на дутье, обогащенном кислородом до 60% O₂, требуется следующая затрата энергоресурсов:

Расход

Торф 6,77 т · 2 900 кал/кг	19 600 000 кал
Электроэнергия :	
а) на получение кислорода 268 квтч · 0,65 · 7 000 кал/кг	1 220 000 "
б) на прочие нужды 113 квтч · 0,65 · 7 000 кал/кг	555 000 "
Всего	21 370 000 кал

Отходы

Колошниковый газ 910 м ³ /т Q _н ^р = 2 560 кал/м ³ ,	
что равно :	
6,77 · 910 · 2 560	15 700 000 кал
Смола 417 кг · 9 000 кал/кг	3 760 000 "
Всего отходов	19 460 000 кал
Энергетические затраты за вычетом отходов	1 910 000 кал

¹ Принимается по данным проф. Франкфурта «Энергетика черной металлургии» выход металлургического кокса 71,5% от загруженного угля, т. е. на

	Энергетические затраты				Двойной водяной газ из подмосковного угля (2960 кал/м ³)			
	Торфо-доменный газ (2560 кал/м ³)				При коэффициенте использования, равном 1,0		При коэффициенте использования, равном 0,5	
	При коэффициенте использования, равном 1,0	При коэффициенте использования, равном 0,5			в натуральных единицах	в мгкал	в натуральных единицах	в мгкал
	в натуральных единицах	в мгкал	в натуральных единицах	в мгкал	в натуральных единицах	в мгкал	в натуральных единицах	в мгкал
Производство газа								
1. Торф (2900 кал/кг)	4 800 000 т	13 900 000	2400 000 т	6 950 000	—	—	—	—
2. Подмосковный уголь (2980 кал/кг)	—	—	—	—	9 140 000 т	27 400 000	4 570 000 т	13 700 000
3. Электроэнергия	458 000 000 квтч	2 085 000	229 000 000 квтч	1 042 000	694 000 000 квтч	3 160 000	347 000 000 квтч	1 580 000
Всего . . .	—	15 985 000	—	7 992 000	—	27 716 000	—	13 858 000

Приведенные данные показывают, что в домне-генераторе, работающей на торфе и на дутье, обогащенном кислородом до 60% O₂, суммарные энергетические затраты на 1 т чугуна ниже на 7 256 000 кал.

Учитывая, что из 1 т торфа калорийностью 2900 кал/кг в торфо-доменном процессе выход газа составляет 910 м³, получается, что в этом процессе энергетические затраты при выплавке каждой тонны металла ниже тех же затрат при получении такого же металла на каменноугольном коксе и обычном дутье на такое число калорий, за счет которых из торфа в тех же условиях торфо-доменного процесса можно получить

$$\frac{910 \text{ м}^3 \cdot 7\,256\,000 \text{ кал}}{2\,900\,000 \text{ кал}} = 2\,270 \text{ м}^3 \text{ газа с } Q_n^p = 2\,560 \text{ кал/м}^3.$$

Отсюда следует, что при полном использовании мощности оборудования, сопряженном с выплавкой 1 200 000 т в год металла (литейного чугуна), количество газа, которое получается, таким образом, «без сырья» равно $1\,200\,000 \cdot 2\,270 = 2\,730\,000\,000 \text{ м}^3$ газа с $Q_n^p = 2\,560 \text{ кал/м}^3$, а при коэффициенте использования производственной мощности оборудования, равном 0,5, получается соответственно 1 365 млн. м³, т. е. около 38,5% в обоих случаях.

Необходимы следующие пояснения в части методики составления табл. 31:

1 т кокса расходуется угля 1,4 т, а расход кокса на 1 т чугуна 1,217 т (при содержании золы 12% и серы 2%).

1. Расход торфа исчислен в соответствии с установленной особенностью газификации в домне-генераторе с одновременной выплавкой металла, благодаря которой 38,5% газа получается «без сырья».

2. Перевод электроэнергии на мегакалории произведен из расчета, что на получение 1 квтч расходуется 0,65 кг условного топлива.

Из этой таблицы легко установить, что газификация торфо-доменным процессом при заданном масштабе производства газа потребовала бы затраты энергоресурсов 0,575 от того количества, которое понадобилось бы при осуществлении этой задачи газификацией подмосковного угля в газогенераторах двойного водяного газа.

В абсолютных величинах это означает, что экономия в народном хозяйстве энергетических ресурсов составляет свыше 11,7 млн. мгкал или 5,8 млн. мгкал в зависимости от масштаба производства в соответствии с коэффициентом использования производственной мощности оборудования. В переводе на условное топливо это составляет для первого случая 1 680 000 т, а для второго — 840 000 т в год.

Расчетная производительность по газу в принятых нами установках, как уже отмечалось, различная по объему, одинакова по теплотенности ввиду разной калорийности.

Из сопоставления годовой производительности этих установок по газу в пересчете на мегакалории с суммарными энергетическими затратами выведен в табл. 32 энергетический к. п. д. газификации торфа в домне-генераторе с выплавкой металла, с одной стороны, и подмосковного угля в генераторе двойного водяного газа — с другой.

ТАБЛИЦА 32

Коэффициент полезного действия при газификации торфа в домне-генераторе и подмосковного угля в генераторе двойного водяного газа

Показатели	Торфо-доменный газ $Q_n^p = 2\,560 \text{ кал/м}^3$		Двойной водяной газ $Q_n^p = 2\,960 \text{ кал/м}^3$	
	при коэффициенте использования, равном 1,0	при коэффициенте использования, равном 0,5	при коэффициенте использования, равном 1,0	при коэффициенте использования, равном 0,5
Выход газа (в млн. м ³)	7 080	3 540	6 120	3 060
Калорийность	2 560	2 560	2 960	2 960
Всего мегакалорий	18 150 000	9 075 000	18 150 000	9 075 000
Расход энергетических ресурсов (в мгкал)	15 985 000	7 992 000	27 716 000	13 858 000
Коэффициент полезного действия	1,14	1,14	0,655	0,655

Полученный к. п. д. газификации торфа в домне-генераторе на обогащенном кислородом дутье является совершенно необычным. Мы здесь сталкиваемся с таким случаем, который правильно было бы охарактеризовать, как народнохозяйственный к. п. д. совмещенного протекания процесса газификации торфа и выплавки металла.

Но если даже отвлечься от влияния фактора выплавки металла, то и в этом случае газификация в домне-генераторе на обогащенном кислородом дутье дает к. п. д., значительно более высокий, чем газификация подмосковного угля в генераторах двойного водяного газа—0,77 и 0,655 (в обоих случаях без учета смолы).

ГЛАВА VIII

ДАЛЬНЕЕ ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ГАЗА

1. ДАЛЬНИЕ ГАЗОПРОВОДЫ ЗА ГРАНИЦЕЙ

Дальнее газоснабжение стало развиваться свыше 20 лет назад, но только последние примерно пять лет перед мировым экономическим кризисом являются годами бурного развития дальнего газоснабжения.

Еще в 1925 г. в США постройка газопровода протяженностью 100—150 км была значительным событием. Период 1929—1931 гг. можно рассматривать как период значительного развития трубопроводов. В течение этого времени длина трубопроводов естественного газа в США увеличилась на 30%. Основой успеха

развития газовой промышленности в США, и в том числе дальнего транспортирования газа, явилось завоевание промышленного потребителя, удельный вес которого в общем потреблении природного газа особенно возрастал примерно с 1923 г.

О масштабах развития и темпах легко судить по размерам капиталовложений последних лет.

США представляют собой, как уже указывалось, страну гигантского развития газовой промышленности, причем относится это не только к естественному газу, добыча которого достигает громадных размеров, но в значительной мере и к генераторному газу.

По данным статистики газовой промышленности¹ капиталовложения в промышленность естественного газа США в 1930 г. составляли 1 930 млн. долларов, а в промышленность генераторного газа—3 250 млн. долларов. Значительно большие капитальные вложения в промышленность генераторного газа при значительно меньшем объеме производства его по сравнению с естественным газом объясняются особенностями получения того и другого газа.

Ни одна из отраслей промышленности США не потребовала такого роста капиталовложений и не отличалась таким темпом нарастания за последние годы, как газовая промышленность, в частности, в отношении естественного газа. За 1930 г. капиталовложения в эту отрасль достигли 230 млн. долларов, а за 1931 г. возросли даже до 350 млн. долларов².

Помимо богатства самих газовых месторождений в США решающую роль в широком развитии добычи и потребления естественного (и искусственного) газа сыграла техника передачи на далекие расстояния. Действительно, использование естественных газов в США началось уже давно, даже раньше, чем нефти, но ограничивалось потреблением на месте или транспортированием на весьма близкие расстояния. Не так давно целый ряд нефтяных промыслов, имея попутно с добычей нефти большие количества газа, не могли их использовать из-за отсутствия потребителей в ближайших окрестностях. Следствием этого было то, что большие количества газа выпускались в воздух или сжигались как ненужный отброс тут же на месте.

С развитием техники сооружения газопроводов высокого давления открылись широкие возможности передачи газа на весьма большие расстояния.

По данным журнала «Gas Age Record» от 23/1 1932 г. длина трубопроводов в США для естественного газа около 196 000 км, в том числе магистралей — 80 000 км, а искусственного газа — около 180 000 км.

Максимальное развитие добычи природного газа и дальнего транспортирования связывается в значительной мере с открытием огромных газоносных площадей в Техасе, Оклогаме и Ка-

¹ «Gas Age Rekord», т. 69, № 4, 1932

² «Gas Age Rekord», 1932 г., 14/V.

лифорнии. Уже в 1927 г. в одном только штате Калифорния перемещено 3 500 млн. м³ газа по дальним газопроводам.

Характерной особенностью периода форсированного развития дальнего транспортирования газа является строительство газопроводов, подающих газ на весьма большие расстояния.

ТАБЛИЦА 33

Начальный и конечный пункты газопроводов	Газопроводы		
	Длина в км	Диаметр в мм	Стоимость в млн. долларов
Кетлман — Хил (Сан-Франциско) . . .	450	560	15
Лордо — Монтерри (Мексика)	250	300	4
Пенхендл — Денвер	510	560—500	22
Монроэ — Атланта	725	560—500	30

Рекордом газопроводного строительства является сравнительно недавно законченная сооружением газопроводная магистраль Амарилло-Чикаго протяжением около 1 600 км с пропускной способностью 8 млн. м³ в сутки.

По данным «Oil and Gas Journal» № 37, 1934 г. постройка новых газопроводов почти прекратилась.

В Канаде построен газопровод из Турнер-Валлей (газовое месторождение) до Винипега длиной 800 км, его пропускная способность 6 млн. м³ в сутки.

Из европейских стран значительное развитие получило дальнейшее транспортирование газа в Германии. Рурская сеть начала развиваться еще до войны. Эта деятельность была направлена к более эффективному использованию излишков коксового газа. Большое значение имело образование о-ва «Рургаз», расширившего первоначальную сеть и предполагающего собрать все излишки газа в Руре с целью снабдить газом для промышленных и бытовых нужд не только Рур, но значительно большую часть Германии. Уже проложены трубопроводы от Рура до Гамбурга на севере и по направлению к югу — через Кельн к Кобленцу. Проектируется прокладка других газопроводов, которые будут расширяться к югу Германии и к Берлину. В 1933 г. через газопроводы «Рургаз» общей протяженностью 1 000 км перекачивалось 1 077 млн. м³ в год.

Независимая от «Рургаз» Магдебургская система по трем газопроводам, на север, юг и запад, протяженностью 350 км транспортирует около 1 млн. м³ в сутки¹.

Устанавливается определенная взаимозависимость и взаимовлияние между ростом потребления газа и развитием газопроводов дальнего транспортирования: рост потребления газа вызы-

вает к жизни дальние газопроводы, а развитие сети газопроводов дальнего транспортирования газа стимулирует рост потребления.

Американская практика с ее развитой сетью газопроводов быстро опровергла точку зрения, что газ — топливо местного значения.

2. ТЕХНИКА И ЭКОНОМИКА ДАЛЬНОГО ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Технические предпосылки, заключающиеся в технике изготовления трубопроводов и сварки труб, создали условия для перемещения газа под наиболее экономичным давлением.

Транспортирование большого количества газа на большие расстояния под высоким давлением в трубопроводах с соединительными муфтами связано с опасностями и большими потерями.

Лишь тогда, когда стали изготавливать стальные трубопроводы, сваренные внахлестку или впритык, стало возможно перемещать газ на далекие расстояния. Сварные соединения, когда они хорошо сделаны, устраняют утечку, связанную с колебаниями. Стальные трубы отличаются, однако, одним серьезным недостатком — большой склонностью к наружной коррозии, что, впрочем, может быть предупреждено соответствующей изоляцией.

Транспорт газа от места выработки его (добычи) к пунктам потребления является весьма сложной и ответственной отраслью газовой промышленности.

Экономика транспортирования газа является функцией ряда переплетающихся факторов. Важнейшими из них кроме количества газа в единицу времени, на которое рассчитывается транспортирующая система, и протяженности газопровода является диаметр газопровода, находящийся в непосредственной зависимости от расчетного начального и конечного давления в газопроводе. Помимо этого экономичность транспортирования зависит также от калорийности перекачиваемого газа в той мере, в какой при заданном количестве мегакалорий, которое должно быть перемещено газопроводом, число куб. метров, подлежащих перекачке в расчетную единицу времени, будет находиться в прямой зависимости от калорийности транспортируемого газа. Наконец, элементом, влияющим на экономику транспортирования, является удельный вес газа, зависящий в свою очередь, как известно, от химического состава его: плотность газа, отношение его удельного веса к воздуху, входит составным элементом в эмпирическую формулу для расчета диаметра газопровода.

При заданном расчетном количестве газа и протяженности газопровода решающую роль в определении экономики транспортирования играет давление, под которым газ перекачивается. Разностью квадратов давления в начале и конце газопровода или, точнее, корнем квадратным из этой разности, определяется диаметр газопровода. От давления же, как и от количества перекачиваемого газа, зависят как мощность компрессорной

¹ См. «Engineering», т. 138, № 3586, 1934.

станции, так и расход электроэнергии — решающая составная часть эксплуатационных расходов. Наконец, в зависимости от принятого давления и диаметра газопровода, которыми в свою очередь определяется толщина стенки, будет находиться затрата металла на газопровод. Следует еще особо упомянуть значительную роль, которую в экономике дальнего газоснабжения играет коэффициент использования расчетной пропускной способности газонесущей системы.

В связи с транспортированием в США на большие расстояния колоссальных количеств газа и максимального распространения газопроводов высокого давления американская практика выдвинула целый ряд формул для определения диаметра газопровода повышенного и высокого давления.

Наибольшим распространением пользуется формула Веймоутса, как наиболее согласующаяся с опытом и имеющая достаточную теоретическую базу.

К убеждению о наибольшей приемлемости этой формулы пришли на основании ряда опытов, произведенных в США над трубопроводами большого протяжения, результаты которых приводятся в табл. 34, показывающей процент отклонения факти-

ТАБЛИЦА 34¹

Название формулы	куб. фут. в час.	% отклонения
Кокс	184 500	— 16,5
Рикс	204 700	— 7,4
Тоул	213 000	— 3,6
Питсбург	204 000	— 7,7
Олифон	208 000	— 5,9
Инвин	206 000	— 6,8
Веймоутс	222 000	+ 0,5

ческой пропускной способности от расчетной, полученной по различным формулам.

Более поздние испытания, произведенные в США в 1929/1930 г. над 29 газопроводами общим протяжением 1 220 км при диаметрах от 150 до 500 мм, подтвердили, что наиболее точные результаты при всех условиях дает формула Веймоутса, по которой исчисленный дебит расходится с фактическим всего на 1—3%, в то время как остальные формулы дают расхождение, доходящее до 30—40%².

Формула Веймоутса, пересчитанная в метрическую систему, имеет следующий вид:

$$Q = 20,209 \cdot D \frac{8}{3} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\gamma TL}}$$

¹ См. журнал «Нефтяное хозяйство» № 9, 1926 г., ст. Степанова.

² См. Гурфинкель, Газовое дело, стр. 379.

где Q — расход газа в $m^3/час$;

D — диаметр в $см$;

p_1 и p_2 — абсолютное начальное и конечное давление в $ат$;

L — длина в $км$;

γ — плотность газа по отношению к воздуху;

T — абсолютная температура.

Эта формула положена в основу приводимых ниже расчетов газопроводов.

Определяющим элементом стоимости газопровода является вес металла, который при заданной протяженности газопровода и расчетном количестве и качестве (химическом составе) перекачиваемого газа зависит от давления в трубе, которым в свою очередь, как уже указывалось, определяется ее диаметр.

ТАБЛИЦА 35

Диаметр газопровода в $см$

p_1 в $ат$	2 560 кал/ m^3	2 960 кал/ m^3	3 270 кал/ m^3	4 200 кал/ m^3
10	$D = 176$	$D = 162$	$D = 145$	$D = 135$
15	$D = 151$	$D = 140$	$D = 125$	$D = 115$
20	$D = 135$	$D = 125$	$D = 112$	$D = 101$

В табл. 35 отражена зависимость диаметра газопровода от давления и калорийности газа при одинаковом конечном давлении ($p_2 = 2 ат$) и расчетном часовом количестве газа, равном в пересчете на условное топливо 330 т/час¹, и протяженности газопровода 160 км.

Роль давления достаточно наглядно иллюстрируется табл. 35. И с точки зрения затраты металла, а стало быть, и стоимости труб, повышение давления с 10 до 20 ат, например, при газе с наименьшей из рассматриваемых калорийностей (2 560 кал/ m^3) дает такой же эффект, как перекачивание газа с $Q_n^p = 4 200$ кал/ m^3 при 10 ат.

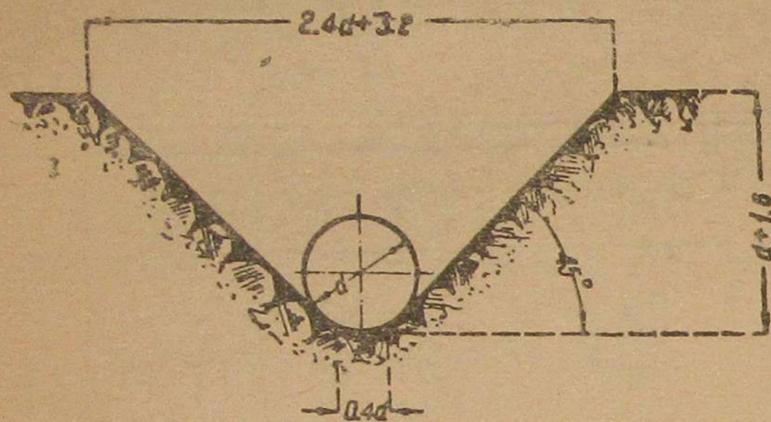
Было бы, однако, неверно сделать отсюда какой-либо решающий вывод, так как другой элемент экономики транспортирования — компрессия — резко меняет эти соотношения к невыгоде низкокалорийного газа.

Максимальное сокращение диаметра трубы влечет за собой переход от 10 к 15 ат и гораздо меньше влияние последующего повышения давления; причем с ростом калорийности газа эффект от дальнейшего повышения давления имеет тенденцию снижаться. В то время как с переходом от 10 к 15 ат диаметр сокращается на 20—25 см, дальнейшее сжатие газа до 20 ат сокра-

¹ Это соответствует пропускной способности газопровода, рассчитанного на пиковую потребность московских теплоэлектроцентралей в топливе в 1939 г. при максимально низкой температуре наружного воздуха ($-30^\circ C$).

щает диаметр уже лишь на 13—16 см с соответственным отражением на стоимости газопровода. Объясняется это тем, что разность квадратов начального и конечного давления, от которых зависит диаметр газопровода, в первом случае, т. е. при переходе от 10 к 15 ат, возрастает в 2,3 раза, а при давлении в 20 ат разность квадратов начального и конечного давления будет уже лишь в 1,8 раза больше, чем при 15 ат. А так как стоимость газопровода определяется в основном диаметром, то это обстоятельство соответственно отражается и на стоимости газопровода.

Все важнейшие элементы стоимости газопровода определяются диаметром трубы. От диаметра газопровода в значительной мере зависит стоимость рытья канавы для укладки труб. Обычно газопроводы прокладываются в земле на некоторой глубине, которая для климатических условий центра СССР, Урала и т. п. должна быть принята 1,6 м. Этим почти полностью устраняется влияние колебаний



Фиг. 3. Возможный профиль канавы при прокладке газопровода.

температуры и предотвращается утечка газа. В этом случае высота канавы определяется из следующих величин (фиг. 3):

Среднее арифметическое расчетных данных канавы =

$$= \frac{2,4D + 3,2 + 0,4D}{2} = 1,4D + 1,6.$$

Высота канавы — $h = (D + 1,6)$ метров.

Наклон края канавы к вертикали составляет 45° .

Объем вынутой земли канавы на 1 пог. м определяется в этом случае по формуле:

$$V = [(1,4D + 1,6) \cdot (D + 1,6)] \text{ куб. метров.}$$

Таким образом стоимость 1 пог. м земляных работ (рытье канавы и засыпка) есть функция диаметра газопровода и с увеличением последнего также повышается.

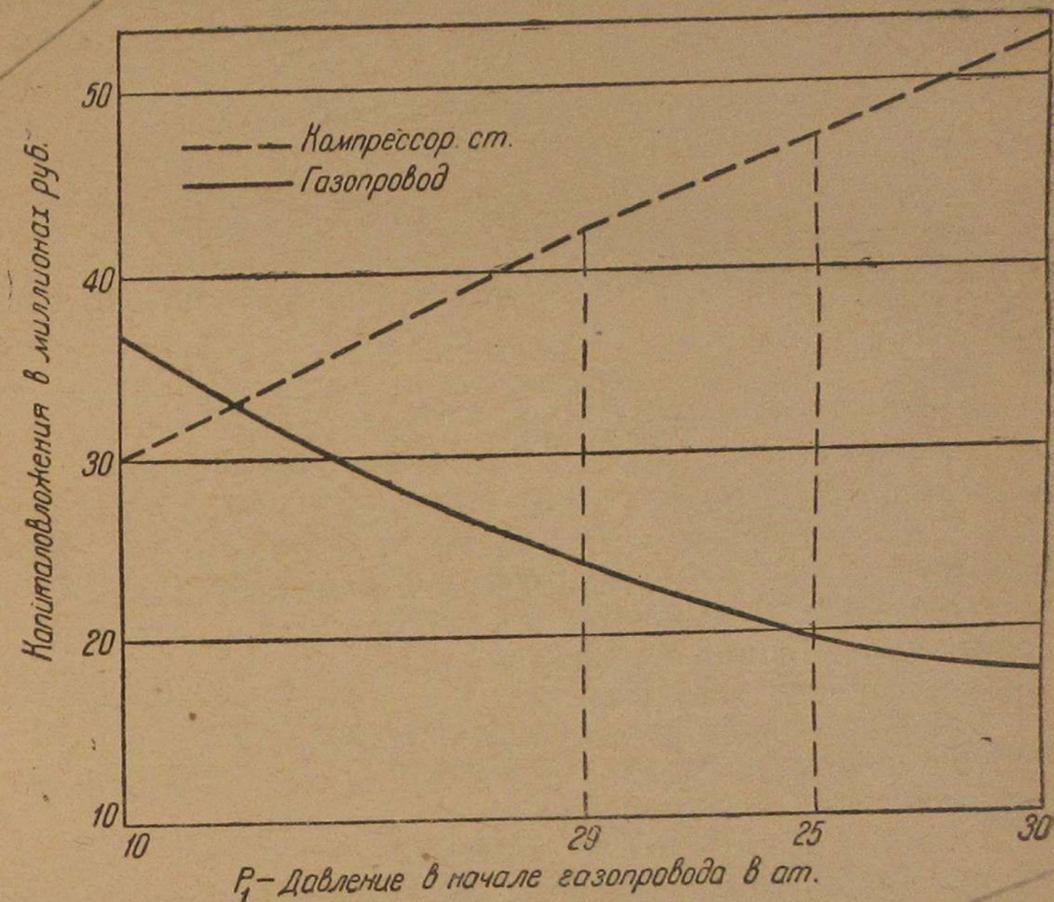
В прямой зависимости от диаметра трубы будет находиться также и стоимость изоляции.

Опасность коррозии исключает возможность прокладки незащищенных стальных труб, и поэтому приходится прибегнуть к тем или иным способам изоляции. Существует множество способов покрытия труб, начиная с простой окраски и кончая обмот-

кой в 2, 3, 4 слоя специальной пропитанной маслом или парафином лентой. Последний способ более сложный, но зато наиболее надежный.

Наконец, диаметр газопровода влияет, по вполне понятным причинам, и на стоимость сварки труб.

Изготовление труб без швов с электрической сваркой, как уже указывалось, сыграло решающую роль в развитии дальнего



Фиг. 4. Противоположное влияние повышения давления на размер капиталовложений в газопровод и компрессорную станцию.

транспортирования газа прежде всего в стране гигантского развития газопроводов большой протяженности — США.

Электросварка стала быстро развиваться в самые последние годы. Раньше сварку труб большого диаметра считали неприемлемой, теперь это мнение не имеет сторонников. Опыт США показал крупные преимущества электросварки в деле прокладки трубопроводов. До сентября 1928 г. в США не было ни одного трубопровода, сваренного электричеством, протяженностью своей превышающего 60 км, и только за период с сентября 1928 г. по сентябрь 1929 г. общее протяжение трубопроводов, сваренных электричеством, составило 4 556 км.

Быстрое развитие электросварки объясняется большими удобствами при самой работе и относительной дешевизной.

Сокращению диаметра газопровода вследствие применения высокого давления при дальнем транспортировании газа и со-

ответственному уменьшению стоимости газопровода противостоит возрастание стоимости компрессии. Мощность компрессорной станции зависит кроме давления в конце сжатия от секундного расхода газа.

Установка компрессоров с промежуточным охлаждением сжимаемого газа как в холодильнике, так и в рубашках дает возможность принимать сжатие газа близким к изотермическому.

Работа изотермического сжатия находится из следующего выражения:

$$L_{изот} = 10\,000 \cdot 2,303 \lg \frac{p_k}{p_n} \text{ кгм/м}^3 \text{ газа,}$$

где p_k — конечное давление сжатия газа в *ат*;

p_n — начальное давление газа.

Мощность компрессорной станции определяется по следующей формуле:

$$N_p = 1,1 \frac{L \cdot V_{расч}}{75 \cdot 0,75 \cdot 1,36} \text{ квт,}$$

где V — секундный расход газа в $\text{м}^3/\text{сек}$;

L — потребная работа при сжатии 1 м^3 газа в кгм ;

0,75 — произведение изотермического и механического к. п. д.;

1,1 — переводной коэффициент от компрессора к мотору.

Таким образом при заданном количестве газа, подлежащего компремированию, расчетная мощность компрессорной станции будет возрастать пропорционально увеличению давления.

Противоположное влияние давления на экономику транспорта газа в части капиталовложений видно из фиг. 4.

То, что путем повышения давления достигается в снижении стоимости газопровода, теряется на компрессорной станции.

ТАБЛИЦА 36

Капитальные затраты (в млн. руб.)

Начальное давление в газопроводе в <i>ат</i>	$Q_n^p=2\,560 \text{ кал/м}^3$			$Q_n^p=2\,960 \text{ кал/м}^3$			$Q_n^p=3\,270 \text{ кал/м}^3$			$Q_n^p=4\,200 \text{ кал/м}^3$		
	Газопровод	Компрессия	Всего									
10	43,5	39,6	83,1	36,8	34,8	71,6	28,9	31,6	60,5	26,9	18,1	45
15	32,1	46,2	78,3	27,8	39,6	67,4	24,9	38,0	62,9	21,7	29,6	51,3
20	25,9	53,0	78,9	24,2	44,6	68,8	18,8	41,2	60,0	15,3	33,0	48,3

Табл. 36 подтверждается, что противоположное влияние на экономику дальнего транспортирования газа фактора давления нивелируют суммарные капиталовложения в газопровод и компрессорную станцию. Это, однако, как будет показано ниже, справедливо до известного предела протяженности газопровода.

Из табл. 36 легко также усмотреть, что сумма, на которую уменьшается стоимость газопровода вследствие перехода от давления в 10 *ат* к 15 *ат*, превышает рост необходимых вложений в компрессорную станцию. При дальнейшем повышении давления наблюдается противоположное: удорожание компрессорной станции превышает экономию на газопроводе. Но это характерно, главным образом, для газов невысококалорийных при всех прочих равных условиях.

Наконец, табл. 36 отражает огромное значение, какое для экономики транспортирования газа представляет калорийность его.

Однако полное представление об относительной экономичности транспортирования при различных давлениях можно получить, лишь включив в анализ еще и эксплуатационные расходы.

При сравнительно небольших колебаниях суммарных капитальных затрат решающим фактором при выборе оптимального давления являются эксплуатационные расходы.

Экономика эксплуатации газопроводов дальнего транспортирования газа под давлением определяется из следующих элементов:

- 1) отчисления на амортизацию и ремонт газопровода;
- 2) обслуживания газопровода (сторожа, ремонтные бригады);
- 3) отчислений на амортизацию и ремонт компрессорной станции;
- 4) обслуживания компрессорной станции;
- 5) расхода электроэнергии на компремирование.

Амортизация и ремонт составляют примерно 0,9 от общей суммы эксплуатационных затрат по газопроводу (по трубам), а остальное приходится на обслуживание; причем незначительные колебания в соотношении этих двух частей стоимости эксплуатации газопровода (в пределах 3—4%) зависят от расчетного давления, в зависимости от которого меняется стоимость газопровода, а стало быть, и размер отчислений на амортизацию и ремонт. Что же касается затрат на обслуживание, то они при неизменной протяженности газопровода остаются постоянными.

Решающим разделом в структуре эксплуатационных расходов при дальнем транспортировании газа является компрессия. Помимо более высоких норм отчислений на амортизацию и ремонт по сравнению с газопроводом (примерно вдвое) здесь выше затраты и по обслуживанию. Однако главной статьей расхода является затрата электроэнергии на компрессию.

Минимум 42,0% из суммарных эксплуатационных расходов при наименьшем из рассматриваемых давлений и 52% при наибольшем из них, как показывает табл. 37, падает на электро-

Эксплуатационные расходы по дальнему транспортированию газа и удельный вес стоимости электроэнергии, затрачиваемой на компрессию

Начальное давление в газопроводе в ат	$P_H = 2\ 580\ \text{кал/м}^3$			$Q_H^P = 2\ 960\ \text{кал/м}^3$			$Q_H^P = 3\ 270\ \text{кал/м}^3$			$Q_H^P = 4\ 200\ \text{кал/м}^3$		
	Суммарные эксплуатационные расходы в тыс. руб.	Стоимость электроэнергии в тыс. руб.	Удельный вес электроэнергии в суммарных эксплуатационных расходах в %	Суммарные эксплуатационные расходы в тыс. руб.	Стоимость электроэнергии в тыс. руб.	Удельный вес электроэнергии в суммарных эксплуатационных расходах в %	Суммарные эксплуатационные расходы в тыс. руб.	Стоимость электроэнергии в тыс. руб.	Удельный вес электроэнергии в суммарных эксплуатационных расходах в %	Суммарные эксплуатационные расходы в тыс. руб.	Стоимость электроэнергии в тыс. руб.	Удельный вес электроэнергии в суммарных эксплуатационных расходах в %
10	14 400	6 260	43,5	12 600	5 300	42	12 200	5 720	47,0	10 700	5 050	47,0
15	16 600	8 120	49,0	14 500	6 900	47,5	13 400	6 500	48,5	12 100	5 550	46,0
20	18 400	9 600	52,0	16 500	8 300	50	14 200	7 350	52	13 000	6 200	47,5

энергию — этот решающий элемент в стоимости транспорта газа, который растет прямо пропорционально росту давления, под которым газ перемещается.

Суммарные капиталовложения в газопровод и компрессию отражены на фиг. 5 почти горизонтальной прямой. При этом условия сравнительная экономичность более высоких давлений при дальнем транспортировании газа будет определяться почти исключительно суммарными затратами по эксплуатации транспортирующей системы, которые являются наименьшими при минимальном из рассматриваемых давлений.

Единственным преимуществом более высокого давления будет меньшая затрата металла на газопровод. Но и с этой точки зрения повышение давления выше 15 ат было бы нецелесообразно. Ибо, как уже выяснено было раньше, максимальное сокращение диаметра газопровода, следовательно, и расхода металла связано с переходом от 10 к 15 ат; дальнейшее повышение давления дает уже относительно значительно меньший эффект.

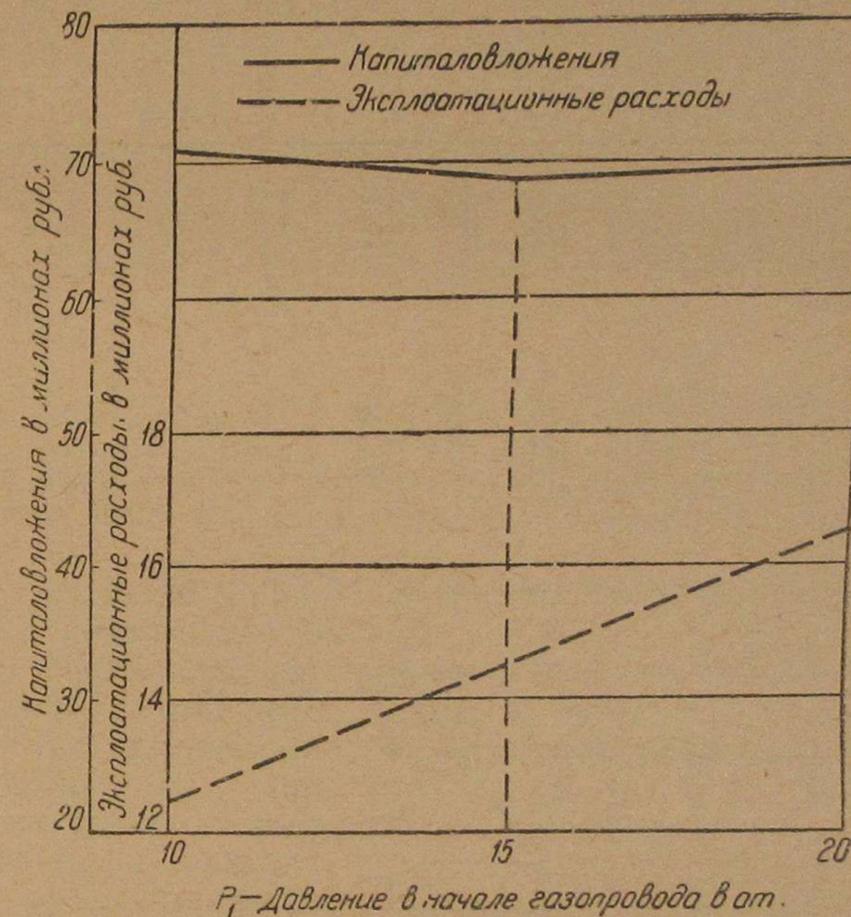
При постоянном конечном давлении в газопроводе всякое дальнейшее повышение начального давления будет характеризоваться все уменьшающимся отношением разности квадратов начального и конечного давления, вследствие чего относительное сокращение диаметра газопровода будет падать с переходом к более высоким давлениям.

Следует, однако, иметь в виду, что сделанные выводы остаются справедливыми лишь в ограниченных пределах протяженности газопровода дальнего транспортирования, — 150—200 км (фиг. 6 и 7).

Уже при длине газопровода 300 км и равном расчетном количестве газа начальное давление в 15 ата приобретает относительную конкурентоспособность не только с точки зрения за-

траты металла, которая при заданных масштабах¹ сокращается на 63 000 т, но и по стоимостным показателям первоначальных и эксплуатационных затрат.

При перемещении газа на 400—500 км расчетное давление в начале газопровода ниже 15 ат является уже определенно неэкономичным. Наряду со значительным уменьшением затраты металла по сравнению с 10 ат сильно сокращаются первоначальные затраты при сравнительно небольшом увеличении расходов



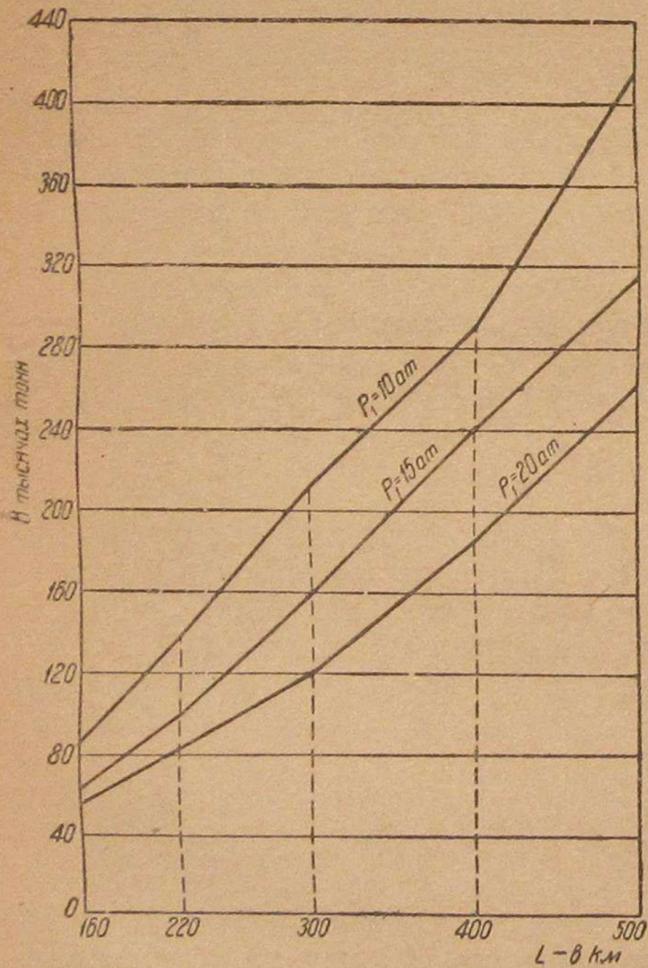
Фиг. 5. Суммарные капиталовложения и эксплуатационные расходы по газопроводу и компрессии.

по эксплуатации. Для этих протяженностей конкурентоспособность приобретает уже давление в 20 ат, так как при относительном уменьшении роста эксплуатационных расходов первоначальные затраты в газопровод и компрессию сокращаются в таком же размере, как при переходе от $p_1 = 10\ \text{ат}$ к $p_1 = 15\ \text{ат}$, а потребность в металле уменьшается еще на несколько десятков тысяч тонн.

Что же, однако, влечет за собой указанные смещения оптимума давления при изменении протяженности? Основной при-

¹ 785 000 м³/час газа $Q_H^P = 2\ 960\ \text{кал/м}^3$, что соответствует калорийности двойного водяного газа, а также торфо-доменного газа на обогащенном кислородом дутье по удалении из него CO₂.

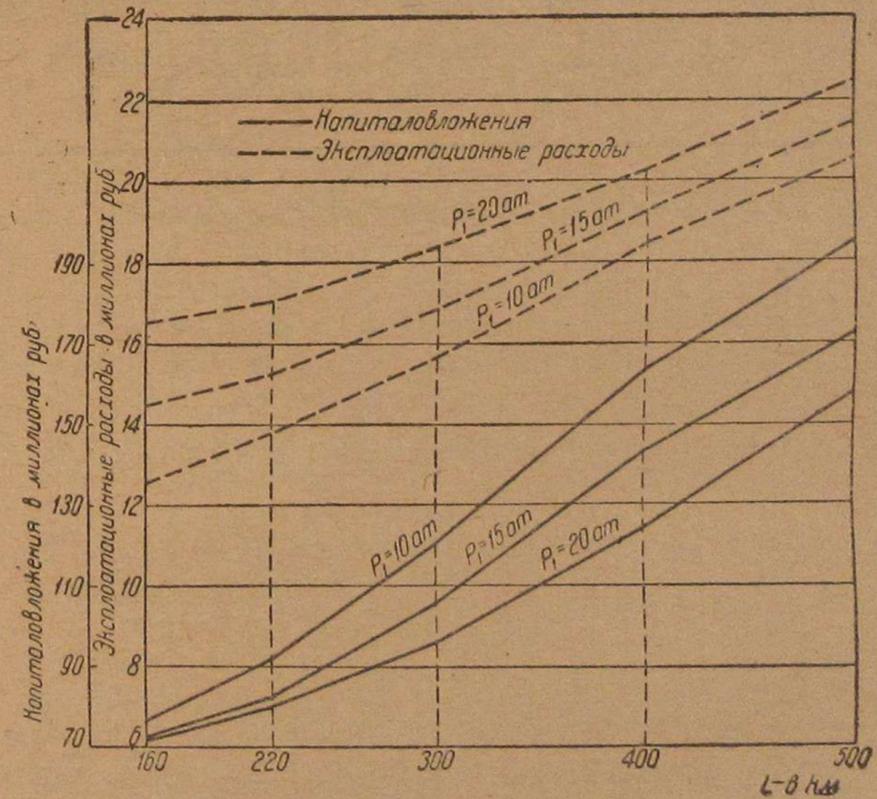
P_1 в ат	Капитало вложения										Эксплоатаци онные затраты														
	$L = 160$ км					$L = 220$ км					$L = 300$ км					$L = 400$ км					$L = 500$ км				
	Газопровод			Компрессия в млн. руб.	Всего в млн. руб.	Газопровод			Компрессия в млн. руб.	Всего в млн. руб.	Газопровод			Компрессия в млн. руб.	Всего в млн. руб.	Газопровод			Компрессия в млн. руб.	Всего в млн. руб.	Газопровод			Компрессия в млн. руб.	Всего в млн. руб.
	Диаметр в см	Вес металла в тыс. т	Стоимость в млн. руб.			Диаметр в см	Вес металла в тыс. т	Стоимость в млн. руб.			Диаметр в см	Вес металла в тыс. т	Стоимость в млн. руб.			Диаметр в см	Вес металла в тыс. т	Стоимость в млн. руб.			Диаметр в см	Вес металла в тыс. т	Стоимость в млн. руб.		
10	162	88	36,8	34,8	71,6	174	138	57	34,8	91,8	182	212	85,8	34,8	120,6	187	290	129,3	34,8	164,1	200	414	160,5	34,8	195,3
15	140	63,8	27,8	39,6	67,4	148	101	42,9	39,6	82,5	157	159	66,3	39,6	105,9	166	240	101,8	39,6	141,4	174	315	132,8	39,6	172,4
20	125	57	24,2	44,6	68,8	132	82,5	36	44,6	80,6	141	120	52,1	44,6	96,7	150	186	79,8	44,6	124,4	155	262	113,5	44,6	158,1
10	—	—	2,6	10,0	12,6	—	—	3,8	10	13,8	—	—	5,7	10	15,7	—	—	8,6	10,0	18,6	—	—	10,6	10,0	20,6
15	—	—	2,1	12,4	14,5	—	—	2,9	12,4	15,3	—	—	4,5	12,4	16,9	—	—	7,0	12,4	19,4	—	—	9,0	12,4	21,4
20	—	—	1,9	14,7	16,6	—	—	2,5	14,7	17,2	—	—	3,7	14,7	18,4	—	—	5,6	14,7	20,3	—	—	7,6	14,7	22,3



Фиг. 6. Затрата металла на газопровод.

чиной является то, что при Q (расчетном количестве перемещаемого газа) постоянной стоимость компрессии является величиной, не зависящей от L (длины газопровода), последняя меняется лишь в зависимости от давления (табл. 38).

Табл. 38, как равно и фиг. 7, дают основание сделать следующий вывод: всякому расчетному количеству газа при дальнейшем транспортировании соответствует какая-то определенная протяженность газопровода, при которой противоположное влияние повышения давления на первоначальные затраты — уменьшение стоимости газопровода и увеличение стоимости компрессорной станции — уравновешивает суммарные капиталов-



Фиг. 7. Влияние протяженности газопровода на экономику транспортирования газа.

вложения. Транспортирование газа на более далекие расстояния вследствие непрерывного нарастания стоимости газопровода при неизменной сумме первоначальных затрат в компрессию и при-

водит ко все большему смещению оптимума в сторону более высоких давлений.

Экономичность дальнего транспортирования газа в большой мере зависит еще от следующих двух факторов: 1) от расчетного количества газа и 2) от коэффициента использования расчетной пропускной способности транспортирующей системы.

Приведенные конкретные величины до сих пор базируются во всех рассмотренных случаях на определенном часовом расходе газа, соответствующем часовой потребности московских теплоэлектростанций в 1939 г. при максимально низкой температуре зимнего дня (-30°C).

В табл. 39 приводятся относительные величины, характеризующие колебания в размере капитальных затрат и стоимости транспортирования, которые падают на единицу объема или условного веса (1 т условного топлива) транспортируемого газа при различном расчетном Q .

ТАБЛИЦА 39

Относительные величины при давлении $p_1 = 20$ ат и $p_2 = 2$ ат, $L = 160$ км (I вариант принят за 100)

Варианты	Газ 2 560 кал/м ³		Газ 3 270 кал/м ³		Газ 4 200 кал/м ³	
	Газо-провод в %	Всего (газо-провод + компрессия) в %	Газо-провод в %	Всего (газо-провод + компрессия) в %	Газо-провод в %	Всего (газо-провод + компрессия) в %
А. капитальные затраты на 1 т условного топлива						
I $Q=1,00$	100	100	100	100	100	100
II $Q=0,66$	118	106	123	112	132	111
III $Q=0,50$	132	111	140	116	159	122
IV $Q=0,25$	193	135	220	146	250	146
Б. Эксплуатационные расходы на 1 т условного топлива						
I $Q=1,00$	100	100	100	100	100	100
II $Q=0,66$	122	102	128	104	136	105
III $Q=0,50$	141	105	150	107	167	112
IV $Q=0,25$	219	114	250	119	280	116

I отправной вариант исходит из расчетного часового количества газа $Q_n^p = 2\,560$ кал/м³ — 900 000 м³/час; $Q_n^p = 3\,270$ кал/м³ — 700 000 м³/час; $Q_n^p = 4\,200$ кал/м³ — 550 000 м³/час. II вариант рассчитан применительно к двум третям этого количества, III вариант — применительно к половине, а IV вариант исходит из расчетного часового расхода газа, равного лишь одной четверти от отправного.

Источником большей экономичности транспортирующей системы большей расчетной пропускной способности является газопровод. В то время как потребная мощность компрессорной станции при данном давлении, до которого газ должен быть сжат, а равно и потребность в электроэнергии для этой цели являются величинами, находящимися в прямой пропорциональной зависимости от расчетного количества газа, пропускаемого через компрессоры в единицу времени, факторы, определяющие затраты на газопровод, действуют по иным зависимостям, вследствие которых получаются следующие диаметры газопровода для рассматриваемых вариантов:

ТАБЛИЦА 40

Диаметр газопровода при различных вариантах расчетного количества транспортируемого газа

Варианты	К а л о р и й н о с т ь г а з а					
	2 560 кал/м ³		3 270 кал/м ³		4 200 кал/м ³	
	D в см	В % к I варианту	D в см	В % к I варианту	D в см	В % к I варианту
I = 1,0	135	100	112	100	101	100
II = 0,66	115	85	96	85	88	88
III = 0,50	105	78	86	77	79	78
IV = 0,25	83	62	67	60	62	61

А все прочие существенные элементы в структуре стоимости газопровода, как-то: рытье канавы, укладка и засыпка труб, изоляционные работы, сварка — определяются, как уже выяснено было, в значительной мере диаметром газопровода.

Вариант транспортирующей системы с расчетным часовым расходом газа, вдвое меньшим, чем отправной, имеет диаметр газопровода, равный 0,78 от диаметра сравниваемого газопровода. При IV варианте с расчетным количеством газа, в четыре раза меньшим, чем в отправном, диаметр трубы будет меньше только на 38—40%.

Экономический эффект от изменения в приведенных пределах расчетного количества газа получается довольно ощутительный; причем выгодность закономерно усиливается по мере роста калорийности транспортируемого газа и одинаково, но в разных отношениях, распространяется как на капитальные, так и на эксплуатационные затраты. Важно также подчеркнуть, что эффективность трактуемого фактора нарастает прогрессивно. Как видно из табл. 39, например, для газа 3 270 кал/м³ капитальные затраты будут на 16% выше при половинной расчетной пропускной способности, а при расчетной пропускной способности системы, равной 0,25, капитальные затраты будут уже выше на 46%, то же наблюдается и в отношении эксплуатационных расходов.

Наконец, последний вывод, который должен быть сделан на основе этих данных о влиянии расчетного количества на экономичность транспортирующей системы, сводится к тому, что значение этого фактора будет тем сильнее, чем больше будет протяженность газопровода при всех прочих равных условиях.

Коэффициент использования расчетной пропускной способности газонесущей системы целиком зависит от характера нагрузки у потребителя. В этом смысле теплоэлектроцентрали, как уже упоминалось выше, должны быть отнесены к числу наименее благоприятных потребителей. Диаметр газопровода, как и мощность компрессорной станции, рассчитывается подобно газогенераторной станции на максимальную нагрузку, соответствующую среднечасовой нагрузке теплоэлектроцентралей при температуре наружного воздуха -30°C , при среднегодовой часовой нагрузке, близкой к 0,5 от расчетной.

Указанным соотношением между расчетной пропускной способностью транспортирующей системы и среднегодовым расходом газа и определяется теоретически степень экономичности при данном коэффициенте использования.

Практически, однако, удается значительно ослабить влияние этого неблагоприятного фактора в части эксплуатационных затрат путем использования избыточной пропускной способности для снижения рабочего давления. Это дает возможность при расчете потребности в электроэнергии исходить из такого рабочего давления в газопроводе, которое будет колебаться в зависимости от нагрузки транспортирующей системы и как среднегодовое будет равно для данного случая примерно половине от расчетного.

Таким образом приведенные выше основы для расчета потребной мощности приобретают в этом случае следующий вид:

Работа изотермического сжатия

$$L_{изот} = 10\,000 \cdot 2\,303 \lg \frac{p_k^{раб}}{p_n} \text{ кгм/м}^3 \text{ газа.}$$

Формула для расчета расхода электроэнергии:

$$N = 1,1 \frac{L_{изот} \cdot V_{среднегод}}{75 \cdot 0,75 \cdot 1,36} \cdot 8\,760,$$

т. е. при расчете расхода электроэнергии принимается во внимание не V расчетный в секунду, а V среднегодовой.

Приведенные в табл. 41 расход и стоимость электроэнергии рассчитаны применительно к торфо-доменному газу на обогащенном кислородом дутье ($2\,560 \text{ кал/м}^3$) и двойному водяному газу ($2\,960 \text{ кал/м}^3$); причем вариант с ухудшенным коэффициентом использования соответствует реальным условиям газоснабжения теплоэлектроцентралей, а второй — неким идеальным условиям.

Поскольку, однако, столь низкий коэффициент использования транспортирующей системы, как, впрочем, и всей системы газо-

Давления в ат	Газ 2 560 кал/м ³				Газ 2 960 кал/м ³			
	Годовой расход электроэнергии (в млн. квтч)				Годовой расход электроэнергии (в млн. квтч)			
	При коэффициенте использования пропускной способности, равном 0,5		При полном использовании расчетной пропускной способности		При коэффициенте использования пропускной способности, равном 0,5		При полном использовании расчетной пропускной способности	
	В млн. квтч	Стоим. в млн. руб.	В млн. квтч	Стоим. в млн. руб.	В млн. квтч	Стоим. в млн. руб.	В млн. квтч	Стоим. в млн. руб.
$p_1 = 10$	248	6,2	842	21,0	212	5,3	730	18,2
$p_1 = 15$	325	8,1	1 030	25,7	276	6,9	855	21,4
$p_1 = 20$	384	9,6	1 190	29,8	332	8,3	947	23,6

снабжения, характерный для теплоэлектроцентралей, не является имманентным свойством самой газификации, то действительную экономичность газификации можно вывести еще, учитывая и иной более благоприятный характер нагрузки у потребителя. Это могло бы иметь место, как уже указывалось, при газификации, например, промышленных предприятий, график нагрузки которых отличается преимущественно отсутствием сколько-нибудь заметных сезонных и внутрисуточных колебаний.

Определяющая роль компрессии в экономике дальнего транспортирования газа под высоким давлением имеет и в рассматриваемом вопросе о коэффициенте использования пропускной способности огромное значение.

Из табл. 41 видно, что при полном использовании расчетной мощности транспортирующей системы расход электроэнергии возрастает примерно втрое. Происходит это потому, что избыточная пропускная способность при коэффициенте использования 0,5 способствует сокращению потребности в электроэнергии с двух сторон: во-первых, расчетная емкость газопровода при заданном расчетном давлении представляет собой как бы удвоенное сечение по отношению к фактическому количеству газа, которое перемещается в единицу времени, и вследствие этого фактическая работа сжатия уменьшается; во-вторых, секундный расход газа ($V_{сек}$), на который рассчитывается потребность в электроэнергии на компримирование, будет в этом случае (при коэффициенте 0,5) вдвое меньше.

Все это приводит к сокращению стоимости компримирования газа при худшем из двух вариантов использования расчетной

¹ Стоимость электроэнергии здесь, как и всюду, принимается 2,5 коп. за 1 квтч.

ТАБЛИЦА 42

Давления в ат	Капиталовложения (газ $Q_n^p = 2960$ кал/м ³)			
	Сумма (газопровод + компрессия)		На 1 т условного топлива	
	При коэффициенте использования, равном 0,5	При коэффициенте использования, равном 1,0	При коэффициенте использования, равном 0,5	При коэффициенте использования, равном 1,0
	В млн. руб.		В руб.	
$p_1 = 10$	71,6	71,6	55,5	27,75
$p_1 = 15$	67,4	67,4	52,3	26,15
$p_1 = 20$	66,8	66,8	51,8	25,9
Эксплуатационные расходы (газ $Q_n^p = 29$ кал/м ³)				
$p_1 = 10$	12,6	25,5	9,76	9,91
$p_1 = 15$	14,5	29,6	11,25	11,50
$p_1 = 20$	16,6	31,9	12,85	12,35

производительности транспортирующей системы примерно в три раза.

В результате, как показывает табл. 42, стоимость транспортирования, падающая на 1 т условного топлива (7 000 тыс. кал), оказывается почти равной для обоих случаев, не взирая на то, что годовое количество газа, перемещаемое при коэффициенте использования 0,5, по вполне понятным причинам, в два раза меньше. И решающим здесь является различный расход электроэнергии на компримирование газа в обоих случаях, отраженный в табл. 41.

Иначе коэффициент использования отражается на первоначальных затратах, которые при заданных исходных расчетных данных остаются фиксированными вне зависимости от коэффициента фактического использования, и поэтому, чем выше этот последний, тем меньшей величиной капиталовложения распространяются на каждую единицу объема или веса перемещаемого газа.

3. ЗНАЧЕНИЕ КАЛОРИЙНОСТИ ГАЗА

Значение калорийности газа определяется в первую очередь характером его использования.

В химической промышленности, где газ рассматривается почти исключительно как источник водорода или водорода и окиси углерода (для получения синтетических нефтепродуктов методом Фишера и Тропша, метанола), калорийность газа значе-

ния не имеет. Наоборот, содержание в газе наиболее высококалорийных горючих компонентов — углеводородов (метана и др.), крайне нежелательно. Так, например, при производстве синтетического аммиака потери азотоводородной смеси в выхлопных газах в процентах от смеси, поступающей на синтез, составляют¹:

При содержании 0,5% CH ₄	6%
„ 1,0% CH ₄	16%
„ 1,5% CH ₄	24%

Это вынуждает к тщательной очень дорогостоящей очистке.

Калорийность газа часто не играет роли также и в тех случаях, когда требуется высокая температура пламени (нагревательные печи, сварка и пр.). Здесь максимальная температура горения не всегда следует за калорийностью, что видно из следующего:

ТАБЛИЦА 43

Температура пламени по Швиру²

Газы	Средняя теплотворная способность в кал/м ³	Теоретическая температура горения в °С
Окись углерода (CO)	3 034	2 030
Водород (H ₂)	2 570	1 970
Метан (CH ₄)	8 562	1 830
Газ коксовых печей	4 234	1 835
Генераторный газ	1 445	1 450
Водяной газ	2 590	1 850
Двойной водяной газ	3 040	1 825

За вычетом генераторного газа, наименьшей калорийности которого вследствие большого содержания в нем негорючих элементов (азот) соответствует наименьшая из сравниваемых теоретическая температура пламени, все прочие газы при сопоставлении с водяным, калорийность которого относительно ниже других полноценных газов, отличаются менее высокой температурой пламени, хотя теплотворная способность их значительно выше, чем водяного газа. Это получает свое подтверждение в содержании горючих компонентов водяного газа, состоящего на 90% из CO и H₂ с наивысшей теоретической температурой пламени.

Из горючих составных частей газов естественных и генераторных безбалластных или с малым содержанием балласта, с которыми на практике большей частью приходится сталкиваться, помимо CO и H₂ чаще всего приходится иметь еще дело с метаном (CH₄), большее или меньшее содержание которого в газе значительно влияет на калорийность последнего.

¹ По материалам к проекту Окского азотно-тукового комбината.

² См. Муллерт и Дрюэз, Технические газы, производство их и применение, стр. 296.

Из прочих помимо метана углеводородов лишь газы, получающиеся расщеплением нефтепродуктов и смол, отличаются наибольшим содержанием таковых:

ТАБЛИЦА 44

Газы	Американский нефтяной газ в %	Германский масляный газ из масла бурогоугольной смолы в %
CO ₂	0	0,4— 1,0
O ₂	0,4	0,5
CO	1,2— 2,3	2,5
CH ₄ , C ₂ H ₆	32,8—43,6	46 —50,9
C _m H _n	45,4—54,2	28,3—33
H ₂	5 — 9,8	14,3—15
N ₂	2,5— 4,4	2,0— 3,5

Но метан, как мы видели, при калорийности, в 2,8—3,3 раза большей, чем CO и H₂, имеет теоретическую температуру горения на 140—200° более низкую. Это делает газ с максимальным содержанием окиси углерода и водорода (водяной газ) наиболее желательным в тех случаях, где требуется высокая температура пламени.

К преимуществам газа такого химического состава относится также и то, что CO и H₂ требуют в несколько раз меньшего количества воздуха для горения по сравнению с метаном:

1 объем газа	Требует воздуха для горения объемов
CO	около 2,5
H ₂	" 2,5
CH ₄	" 16,0

Совершенно иное значение имеет калорийность газа в быту, где теплотворная способность газа играет решающую роль. Именно поэтому здесь применяется газ с большим содержанием углеводородов (светильный, коксовальный, природный, карбюрированный водяной).

В отличие от требований, предъявляемых к газу как химическому сырью или технологическому топливу, к газу как энергетическому топливу не предъявляется таких жестких требований: калорийность, как и химический состав газа в этом случае, не обусловлена технически.

Но независимо от характера потребления газа вопрос калорийности приобретает серьезное экономическое значение в тех случаях, когда газ приходится передавать на большие расстояния.

Фиг. 8, составленная по данным табл. 36 и 37, дает представление об экономическом эффекте, зависящем от калорийности

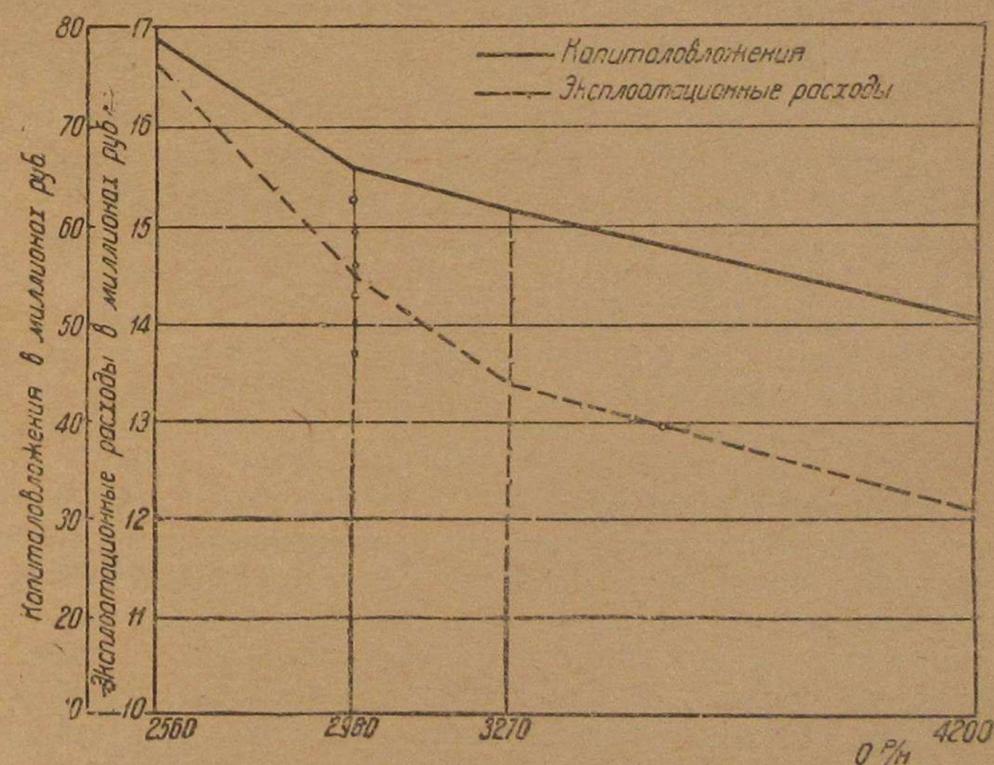
газа при дальнем транспортировании. А табл. 44а, составленная по тем же данным, отражает этот эффект в относительных величинах.

ТАБЛИЦА 44а

Экономическая роль калорийности газа при дальнем транспортировании (газ $Q_n^p = 2560$ кал/м³ принят за 100)
 $p_1 = 15$ ат; $p_2 = 2$ ат; $L = 160$ км

Газ в кал/м ³	Капиталовложения в %	Эксплуатационные расходы в %
2560	100	100
2960	85,4	87,5
3270	80,5	81,0
4200	65,5	73,0

Газ, полученный в домне-генераторе из торфа на обогащенном кислородом дутье, — 2560 кал/м³ — требует при дальнем



Фиг. 8. Капиталовложения и эксплуатационные расходы при дальнем транспортировании газа в зависимости от его калорийности.

транспортировании (160 км) капиталовложений почти на 15% и эксплуатационных расходов на 12,5% больше, чем двойной водяной газ (2960 кал/м³).

Так называемый стандартный газ (4200 кал/м³) при аналогич-

ных условиях транспортирования имел бы преимущества перед торфо-доменным газом в части первоначальных затрат около 35% и двойным водяным — около 20%, а в части расходов эксплуатационных соответственно — 27 и 14,5%. Цифры, как мы видим, и абсолютно и относительно заслуживающие весьма серьезного внимания.

В тех, однако, случаях, где газ из процесса получается недостаточно высокой калорийности и повышение последней возможно только за счет того или иного способа обогащения, экономическая целесообразность более высокой калорийности не является безусловной, а будет зависеть от конкретных условий и экономики обогащения.

4. Экономичность обогащения газа

Источники, за счет которых калорийность газа может быть повышена, могут быть двух родов:

1. Когда обогащение происходит без помощи посторонних карбюрирующих средств.

2. Когда обогащение производится за счет привносимых извне карбюрирующих веществ.

В первом случае средством обогащения может служить прежде всего смола, получающаяся из данного же процесса газификации.

Смола, как мы видели, образуется при газификации всякого битуминозного топлива. Работа в газогенераторах со швельшахтой дает возможность, во-первых, получить смолу не разложенной, так как процесс образования ее протекает при низкотемпературном коксовании в швельшахте, в отличие от смол пирогенитического разложения, что имеет место в коксовых печах, в установках для получения светильного газа и в газогенераторах при горячем ходе; во-вторых, газогенераторы со швельшахтой предохраняют от потери углеводородов при воздушном дутье.

Крекирование смолой может производиться в горячих слоях топлива в самом генераторе или в специальной камере с насадкой (крекере), которая нагревается газами горячего дутья.

Буроугольная смола отличается гораздо лучшей, чем каменноугольная смола, способностью крекироваться.

Большое в данном случае значение имеет уже отмечавшаяся выше гораздо большая реактивность кокса из бурых углей, чем из каменных.

Проф. Франк установил, что в буроугольном коксе имеется большинство катализаторов для проведения термической реакции углеводородов.

Эта хорошая реактивность проявляется помимо уже указанного выше быстрого наступления реакции водяного газа — и в ускорении процессов крекирования при расщеплении паров смолы.

В газогенераторе двойного водяного газа, спроектированном

Газогенератором для подмосковного угля, одновременно с образованием швельгаза происходит выделение из угля швельсмолы, которая далее в парообразном состоянии удаляется из газогенератора вместе с газами. Швельсмола конденсируется и выделяется в охлаждающих газ устройствах.

В этом газогенераторе крекирование смолы осуществимо в самом генераторе следующим образом: уловленная при охлаждении смола подогревается до температуры 60—70° С и по смолопроводу подается для крекирования и карбюрации газа в газогенератор. Выход крекинг-газа в результате расщепления смолы составляет 0,55 м³/кг смолы. Швельсмолы из подмосковного угля получается, как уже указывалось, 6% на рабочее топливо, следовательно, выход крекинг-газа на 1 кг угля составляет

$$0,55 \cdot 0,06 = 0,033 \text{ м}^3/\text{кг угля.}$$

Крекинг-газ состоит, главным образом, из метана и некоторой части непредельных углеводородов. При этих условиях теплотворная способность газа может быть повышена за счет самокарбюрирования смолой на 310 кал/м³ газа.

ТАБЛИЦА 45

Отражение на экономике дальнего транспортирования двойного водяного газа, повышения его калорийности путем обогащения крекированием собственной смолы

Показатели	Двойной водяной газ из подмосковного угля		
	Необогащенный $Q_n^p = 2960 \text{ кал/м}^3$	Обогащенный посредством крекирования смолы $Q_n^p = 3270 \text{ кал/м}^3$	Эффект обогащения (влияние повышения калорийности на экономичность транспортирования)
	в млн. руб.		
I. Капиталовложения:			
1. В газопровод . . .	42,9	39,6	3,3
2. В компрессию . . .	39,6	36,4	3,2
Всего . . .	82,5	76,0	6,5
II. Эксплуатационные расходы:			
1. По газопроводу . .	2,99	2,7	0,29
2. По компрессии . .	12,40	10,7	1,70
Всего . . .	15,39	13,4	1,99

Эффективность обогащения, показанная в табл. 45, рассчитана применительно к рассматриваемому нами конкретному примеру газоснабжения московских теплоэлектроцентралей в 1939 г. в масштабах, соответствующих среднечасовой потребности при температуре -30°C . Протяженность газопровода 220 км. Расчетное давление в газопроводе — $p_1 = 15 \text{ ат}$; $p_2 = 2 \text{ ат}$.

Снижение стоимости транспортирования газа в результате обогащения на 13%, что означает для данного конкретного случая ежегодную экономию около 2 млн. руб., представляет собой эффект от обогащения, весьма осязательный с точки зрения непосредственных интересов газоснабжения.

Народнохозяйственная целесообразность — единственно правильный критерий, которым следует руководствоваться, вряд ли совпадает, однако, в данном случае с непосредственными интересами газоснабжения; причем такое направление использования смолы будет тем менее экономически оправдано, чем выше качество смолы.

Смола, получающаяся в процессе газификации в генераторах двойного водяного газа (со швельшахтой), по своим физическим и химическим качествам не отличается от смолы, полученной в специальных установках для низкотемпературного полукоксования, и, таким образом, будет обладать качествами первичной смолы.

Наличие швельшахты, как уже упоминалось, дает возможность получить неразложившиеся смолы. Образующиеся пары смолистых веществ удаются в этом случае отвести от топливного слоя без последующего нагревания.

Но смола подмосковного угля отличается целым рядом недостатков: 1) высокое содержание воды; 2) незначительный выход бензина и легких масел при разгонке; 3) высокое содержание фенолов; 4) высокая температура застывания.

ТАБЛИЦА 46

Характеристика швельсмолы из подмосковного угля¹

Показатели	Побединский	Оболенский
Содержание воды (в %)	30—40	30—40
„ угольной пыли (в %)	3—4	3—4
При разгонке в колбе . . .		
Вюрца получено:		
Бензина до 200° (в %)	18,1	20,6
Керосина до 300° (в %)	30,8	27,8
Фракции до 350° (в %)	15,08	16,5
„ выше 350° до кокса (в %)	22,35	33,4
Остаток + потери (в %)	13,82	1,7

¹ См. „Деструктивная гидрогенизация топлив“, стр. 39.

Все фракции нестойкие. Бензиновая фракция показывает высокое содержание фенолов — 15%. Керосиновая фракция содержит фенолов 30,2%. Бензин ввиду отсутствия фракции, кипящей до 100° , и большого содержания фенолов, а также значительного содержания серы не может быть использован. Керосин, отличающийся теми же недостатками, что и бензин при еще более высоком проценте фенолов, может быть использован как топливо после отбора парафина.

Все это, разумеется, сильно снижает качество смолы подмосковного угля.

Однако вопрос о наиболее рациональном использовании не может быть ограничен только прямой разгонкой смолы; его следует рассмотреть еще в свете новейших методов получения высококачественных нефтепродуктов, в первую очередь — бензина. Это обусловливается гигантским ростом потребления нефтепродуктов в нашей стране.

Современные научные и технические достижения разрешают проблему получения нефтепродуктов синтетическим путем из различных видов топлива.

При этих условиях использовать такое количество смолы, которое при рассматриваемых масштабах газификации должно составить примерно 225 000 т в год, для обогащения газа с приведенным выше эффектом при транспортировании было бы нерационально.

Дефицитность нефтепродуктов, особенно в районах, далеко отстоящих от нефтяных баз, приводит к реальной постановке вопроса о получении и в СССР моторного топлива синтетическим путем методом гидрогенизации либо смолы, получаемой путем специально для этой цели осуществляемого полукоксования, либо непосредственной деструктивной гидрогенизацией угля.

Работами Бергиуса теоретически доказана, технически разработана и ныне практически осуществлена проблема получения искусственного жидкого топлива методом деструктивной гидрогенизации. Сущность идеи гидрогенизации в основном сводится к тому, что при нагревании угля до $350\text{—}400^{\circ}$ в атмосфере водорода под давлением 200 ат происходит заметное поглощение водорода, причем в результате более или менее значительная часть угля превращается в жидкие продукты. На практике оказалось необходимым еще, во-первых, смешивать размельченный уголь с маслом и образовывать пасту, ибо лишь в таком виде оказалось возможным перекачивать угольную массу насосом, и, во-вторых, вести процесс с участием катализатора.

Этот способ получения легкого моторного топлива считают универсальным в том смысле, что им может быть достигнуто желаемое превращение почти любого высокомолекулярного углеродосодержащего вещества.

Легче, чем твердый уголь, гидрогенизируется смола. При этом отпадает необходимость пользоваться тяжелой смесью молотого угля с маслом. Кроме того, расход водорода — одного из важ-

нейших элементов в структуре стоимости синтетического моторного топлива — уменьшается при гидрогенизации смолы примерно в два раза по сравнению с гидрогенизацией угля. Наконец, процесс деструктивной гидрогенизации смол выгодно отличается от деструктивной гидрогенизации угля еще и тем, что в первой ступени процесса, где происходит присоединение водорода (гидрирование), время пребывания перерабатываемого сырья (угля) составляет 2,5—3 час., а при гидрогенизации смол — только 10—25 мин., благодаря чему капиталовложения в эту часть оборудования, вполне понятно, соответственно ниже.

При выборе, однако, между гидрогенизацией смолы, в том случае, когда для получения этой смолы требуется пройти специальную стадию полукоксования, и непосредственным гидрированием угля может оказаться необходимым иной раз предпочесть прямое гидрирование угля из-за того, что при полукоксовании вследствие небольшого выхода смолы из 1 т угля (6—8%) для получения, например, 200 000 т моторного топлива, принимая выход 60% от сырья, потребовалось бы прополукоксовать

$$\frac{200\,000 \cdot 100}{7 \cdot 0,60} = 4\,800\,000 \text{ т угля.}$$

При этом получилось бы около 3 млн. т полукокса, сбыт которого, в особенности в тех случаях, когда будет полукоксоваться низкосортное топливо вроде подмосковного угля, будет наталкиваться на ряд затруднений. Объясняется это тем, что все, что снижает качество угля (зола, сера за исключением влаги), при полукоксовании в повышенном проценте переходит в полукокс. В то же время при гидрогенизации угля потребовалось бы в худшем случае едва 400 000 т угля в качестве сырья.

В лаборатории высоких давлений Ленинградского химико-технологического института производились опыты гидрогенизации первичной смолы подмосковного (бобриковского) угля¹, загрязненной угольной пылью. Полученные результаты показывают, что в условиях проведения опыта гидрирование под давлением дает возможность из тяжелой фракции (250—410°) получить до 47% (от гидрируемой смолы) моторного топлива, перегоняемого до 250°. Повторное гидрирование жидкого остатка (с температурой кипения выше 250°) дает выход 35%, что в переводе на первоначально пущенную в процесс смолу составляет 18,5%. Таким образом общий выход моторного топлива составляет 65,5% по весу от взятой в переработку тяжелой фракции (250—410°) смолы.

Этой фракции при разгонке смолы было 32,1%, следовательно, выход моторного топлива в пересчете на всю смолу составит 21%. К этому следует прибавить фракцию, перегоняющуюся в пределах 180—250° в количестве 13,6% от смолы, которая

¹ См. журнал «Химия твердого топлива» № 10, 1931.

после очистки ее 5% H₂SO₄ представляла весьма стабильную бесцветную жидкость, т. е. вполне пригодное моторное топливо. Сюда же следует добавить еще 1,1% легкой фракции, перегоняющейся до 150°. Все это дает в сумме около 37% легкого моторного топлива в пересчете на смолу.

В проблеме рационального использования смолы подмосковного угля, отличающегося, как уже известно, большим содержанием серы, гидрогенизация смолы, также богатой серой, приобретает особенное значение. Протекание процесса гидрогенизации под большим давлением в присутствии металлических окислов (катализатора) дает возможность получить бензин, очищенный от серы и пригодный к употреблению в моторах вместо нефтяного бензина.

Таким образом даже самая низкокачественная смола (с большим содержанием воды, угольной пыли, серы), какой является смола из подмосковного угля, дает возможность при данных масштабах газификации извлечь из отходящей смолы $225\,000 \cdot 0,37 = 83\,250$ т легкого высокоценного дефицитного моторного топлива.

ТАБЛИЦА 47

Характеристика разгонки смолы (первичной) в %

Фракции	Подмосковного угля (Бобриковского месторождения) ¹	Челябинского угля ²
H ₂ O	19	5
Легкая фракция до 150°	1,1	5,5
Средняя " 150—250°	13,6	59,5
Тяжелая " 250—410°	32,1	21,0 (250—350°)
Пек >410°	27,9	7,0
Потери при разгонке	6,3	2,0
	100	100

Можно утверждать на основании сравнительных данных табл. 47, что в условиях газификации местных топлив, дающих более высококачественную швельсмолу (челябинский уголь), следует рассчитывать на значительно больший выход моторного топлива, и нерациональность использовать отходящую смолу для целей обогащения газа станет еще более очевидной.

Народнохозяйственная эффективность переработать смолу на легкие моторные топлива будет в том или ином случае тем большей, чем выше качество смолы, чем больше потребность

¹ По данным лаборатории ЛХТИ (см. журнал «Химия твердого топлива» № 10, 1931).

² По данным опытов полукоксования челябинского угля, производившихся в 1932 г. газопирогенной лабораторией ВТИ.

в моторном топливе и чем дальше данный район отстоит от нефтяных баз страны.

Рассмотрим еще вариант наименее экономически целесообразного использования смолы — вместо мазута. Исходя из стоимости 1 т мазута в районе потребления 55—60 руб. за 1 т, суммарная стоимость отходящей швельсмолы будет равна

$$225\,000 \cdot 55 \text{ руб. за } 1 \text{ т} = 12\,500\,000 \text{ руб.}$$

ТАБЛИЦА 48

Источники экономии	Эксплуатационные расходы	Капиталовложения
	в млн. руб.	
Экономия на производстве газа	8,3 ¹	12,7 ²
Экономия на транспортировании	2,0	6,5
Всего . . .	10,3	19,2

Табл. 48 учитывает всю сумму факторов, определяющих прямо и косвенно экономию, связанную с повышением калорийности за счет расщепления смолы, в данной системе газоснабжения. Но даже сопоставление с наименее рациональным из вариантов использования смолы убеждает в неэффективности этого метода обогащения.

Этим самым, таким образом, уже предрешается вопрос об экономической нецелесообразности повышения калорийности газа за счет привносимых извне карбюрирующих средств, поскольку в таких случаях речь идет либо о смоле же, теми или иными путями полученной извне, либо о нефтяном масле.

Без помощи посторонних средств калорийность газа может быть повышена еще путем удаления балластной части газа в виде CO₂.

Удаление углекислоты из газа производится промывкой чистой водой под давлением 16—20 ат в водяных скрубберах с насадкой из колец Рашига.

Вода нагнетается в промыватели при помощи насосов высокого давления и проходит насадку противотоком к газу. По

¹ Эта сумма получается в результате учета дополнительного количества газа, образующегося от расщепления смолы 310 кал на 1 м³ газа. При годовом выходе 3 000 млн. м³ газа получается: 3 000 · 10⁶ · 310 = 930 000 мгкал по ~ 9 руб. за 1 мгкал.

² Сокращение капиталовложений должно явиться результатом соответственного уменьшения расчетной производственной мощности газогенераторной станции.

выходе из скрубберов отработанная вода направляется в турбину Пельтона, смонтированную на одном валу с электромотором и насосом. Этим путем удается рекуперировать примерно 40% всей энергии, затраченной на нагнетание воды¹.

Экономичность повышения калорийности газа путем удаления CO₂ указанным методом определяется следующими факторами:

1. Содержанием углекислоты в газе. Для отмывки CO₂ не играет особой роли, мало или много ее в газе, так как расход воды и давление всегда зависят от заданного конечного содержания углекислоты в газе².

Отсюда следует, что, чем выше содержание CO₂ в исходном газе, при отсутствии технической обусловленности добиться полного удаления ее из газа, в отличие от того, что требуется при производстве, например, синтетического аммиака, тем больше будет коэффициент повышения калорийности газа в результате удаления CO₂ и тем выше должна быть экономичность.

2. Дальностью перемещения обогащаемого газа. Чем больше протяженность газопровода, тем выше будет при всех прочих равных условиях сравнительная экономичность операции вымывания углекислоты в сопоставлении с эффектом от повышенной калорийности в экономике транспортирования газа.

3. Давлением, под которым находится газ, из которого должна быть удалена углекислота. Экономический смысл данного метода обогащения газа усиливается в том случае, когда газ предназначен для дальнего транспортирования под высоким давлением. Сжатый до определенной степени для целей транспортирования газ, пропущенный через скрубберы, в которых происходит вымывание углекислоты, теряет лишь часть давления в соответствии с изменением объема. Таким образом работа сжатия получает двойное использование.

ТАБЛИЦА 49

Отражение на экономике дальнего транспортирования газа повышения калорийности его путем удаления CO₂

Показатели	Газ $Q_H^P = 2\,560 \text{ кал/м}^3$		Газ $Q_H^P = 2\,960 \text{ кал/м}^3$		Эффект от повышения калорийности	
	L=160 км	L=220 км	L=160 км	L=220 км	L=160 км	L=220 км
Капиталовложения (в млн. руб.)	78,4	94,2	69,2	82,7	-9,2	-11,5
Эксплуатационные расходы (в млн. руб.)	16,6	17,24	14,45	15,34	-2,15	-1,9

¹ См. Маляревский и Голованов, Синтез аммиака, стр. 51.
² См. журнал «Химстрой» № 7, 1934, стр. 422.

Данные табл. 49 получены применительно к торфо-доменному газу с исходным содержанием CO_2 — 14,5%, а после отмывки — 1%.

В результате удаления CO_2 плотность газа также понизилась (0,817 против 0,91). Таким образом сравнительные данные табл. 49 отражают в себе влияние двух факторов, являющихся следствием удаления углекислоты из газа: повышения калорийности и понижения удельного веса.

ТАБЛИЦА 50

Газы	Обозначение	Молекулярный вес	Вес 1 л газа в г	Удельный вес (воздух = 1) при 0° и 760 мм рт. ст.
Оксид углерода	CO	28	1,2504	0,907
Водород	H_2	2,016 (2)	0,0899	0,0696
Углекислота	CO_2	44	1,9767	1,529
Метан	CH_4	16,03	0,7168	0,555
Этан	C_2H_6	30	1,3562	1,049
Этилен	C_2H_4	28,03	1,2603	0,975
Азот	N_2	28,08	1,2505	0,967

Углекислота отличается максимальным удельным весом из всех приведенных в табл. 50 чаще всего встречающихся газов.

Плотность газа, как уже указывалось выше, входит составной частью в формулу, по которой рассчитывается диаметр газопровода, и чем выше плотность газа при всех прочих равных условиях, тем больший должен быть диаметр трубы (табл. 51).

ТАБЛИЦА 51

При расчетном Q для всех случаев 900 000 м³/час, протяженности газопровода 160 км, $p_1 = 20$ ат и $p_2 = 2$ ат

Плотность газа	Диаметр газопровода в см
0,91	135
0,817	132
0,60	125
0,55	123

Но влияние уменьшения плотности газа не имеет самостоятельного значения и является лишь, так сказать, «побочным продуктом» обогащения газа данным методом (удалением CO_2).

Основным побудительным мотивом является увеличение теплотворной способности единицы объема. И основная доля эффекта, приведенного в табл. 49, получается за счет повышения калорийности.

Из перечисленных выше условий, определяющих экономичность операции вымывания углекислоты в рассматриваемом случае, неблагоприятным является невысокий процент CO_2 в газе; положительное заключается в том, что сжатие газа до необходимого давления, под которым газ должен находиться при соприкосновении с абсорбентом в скрубберах, производится независимо от этой операции, и специального расхода энергии для этой цели не требуется.

Экономика обогащения торфо-доменного газа
 $Q_n^p = 2560$ кал/м³ за счет удаления CO_2 до 2960 кал/м³

А. Капиталовложения (в млн. руб.)

1. Оборудование

а) Насосная станция	2,1
б) Скрубберы	1,0
в) Трубы и пр.	0,4

Всего 3,5

2. Здания 0,8

Всего 4,3

Б. Эксплуатационные

расходы (в млн. руб.) 6,75

Эксплуатационные расходы в подавляющей части состоят из затрат на электроэнергию и воду — всего около 6 млн. руб., т. е. 90% от общих ежегодных эксплуатационных расходов по удалению CO_2 из газа.

Повышение калорийности газа в данном конкретном случае путем вымывания CO_2 будет неэкономично и исключительно вследствие весьма высоких затрат на электроэнергию.

Это получается даже при том условии, когда с помощью устанавливаемой на одном валу с электромотором и насосом водяной турбины Пельтона, как мы это имеем в данном случае, удастся рекуперировать 40% энергии сжатия отработанной воды.

Ежегодная экономия около 2 млн. руб. на стоимости транспортирования при обеих рассчитанных протяженностях газопровода и 9—11 млн. руб. — на первоначальных затратах (табл. 49) с лихвой перекрывается одними лишь эксплуатационными затратами по удалению углекислоты.

Здесь остается еще не учтенным одно обстоятельство, которое делает еще менее экономически целесообразным указанный способ обогащения газа.

Использование давления газа, сжатого для дальнего транспортирования и рассчитанного для определенных условий, приводит в результате удаления углекислоты и изменения вслед-

На 1 000 л колошникового газа

Первоначальный состав в л	После конверсии 80% СО и удаления CO ₂ в л	Состав газа после кон- версии СО и удаления СО ₂ в %
CO ₂ — 145 СО — 525 СН ₄ — 51 С ₂ Н ₄ — 13 Н ₂ — 130 N ₂ — 136	CO ₂ — СО — 105 СН ₄ — 146 С ₂ Н ₄ — 13 Н ₂ — 130 N ₂ — 136	CO ₂ — СО — 19,8 СН ₄ — 27,6 С ₂ Н ₄ — 2,4 Н ₂ — 24,6 N ₂ — 25,6
1 000	530	100

рый в данном случае принят 80%, т. е. потеря газа по теплоценности равна $29 \cdot 0,8 \approx 23\%$.

Таким образом с точки зрения экономичности конвертированием СО в СН₄ (метанированием) достигаются два результата, действующие в противоположном направлении: с одной стороны, объем газа резко уменьшается, что обещает значительный эффект при дальнейшем транспортировании газа, но с другой стороны, общая калорийность газа при этом также уменьшается на весьма ощутительную величину.

По расчетам Института азота стоимость конверсии 80% СО в СН₄ вместе с удалением СО₂, что в данном случае, при значительном образовании СО₂ при протекании реакции конверсии СО, уже станет неизбежным (без компрессии для целей вымывания углекислоты) должна составить 7 руб. за 1 000 м³ торфодоменного газа¹. При этом предполагается, что необходимое

ТАБЛИЦА 53

Отражение на экономике дальнего транспортирования торфодоменного газа повышения калорийности путем искусственного метанирования

Транспортирование на 160 км. $p_1 = 15$ ат, $p_2 = 2$ ат	Газ $Q_H^p =$ $= 560$ кал/м ³	Газ $Q_H^p =$ $= 3 923$ кал/м ³	Эффект от повышения калорийности путем искусственного метани- рования с последующим вымыванием СО ₂
1. Капиталовложения (в млн. руб.)	78,4	50,6	27,8
2. Эксплуатационные расходы (в млн. руб.)	16,6	9,6	7,0

¹ См. «Доменная плавка на торфе», изд. Комиссии по выплавке чугуна на торфе, стр. 277.

ствие этого объема газа к известной потере давления, которая должна быть восстановлена, либо транспортирующая газ система должна быть соответственно рассчитана со всеми отсюда неблагоприятными для данного способа обогащения экономическими последствиями.

Неэкономичность этого способа обогащения остается, однако, справедливой лишь для условий, близких к положенным в основу приведенных нами конкретных расчетов.

То обстоятельство, что стоимость вымывания углекислоты зависит не столько от исходного содержания ее в газе, сколько от степени очистки от остатка СО₂ после отмывки, дает основания заключить, что при более высоком содержании СО₂ в исходном газе данный метод обогащения может оказаться эффективным.

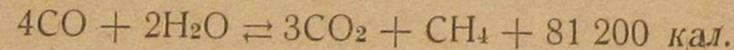
В том же направлении будет влиять большая протяженность газопровода с тем лишь ограничением, что значение этого фактора скажется почти исключительно на капитальных затратах в газопровод. Более высокое содержание СО₂ в исходном газе через уменьшение объема в результате обогащения сокращает, во-первых, не только первоначальные затраты по газопроводу, но и по компрессии и кроме этого, что особенно важно, уменьшает расход электроэнергии на компримирование, снижая соответственно стоимость эксплуатации газоносной системы.

Обогащение газа без помощи карбюрирующих средств извне может быть еще достигнуто путем искусственного метанирования.

Такое предложение, основанное на методе синтеза метана, разработанном Сабатье, выдвинуто у нас Институтом азота.

Искусственное метанирование газа происходит вследствие воздействия водяного пара на СО в присутствии катализатора.

Основная реакция, протекающая при этом при температуре 300° С, следующая:



Из приведенной реакции конвертирования СО в СН₄ видно, что из 4 м³ СО суммарной теплоценностью $(3\,034 \cdot 4) = 12\,136$ кал получается 1 м³ СН₄—8 562 кал, т. е. меньше на 29%.

Рассмотрим пример обогащения данным методом торфодоменного (колошникового) газа, предположив, что реакция идет на 80% в отношении СО.

Теплотворная способность этого газа после удаления СО₂ 3 923 кал/м³ (табл. 52), т. е. коэффициент увеличения теплоплотности в сопоставлении с исходным газом равен 1,525, что имеет огромное значение при перемещении газа на большие расстояния.

Но увеличенная теплоплотность сопровождается при данном методе потерей калорий, которая определяется, во-первых, разностью между калорийностью четырех объемов СО и получающегося одного объема СН₄, что, как выше установлено, составляет 29%, и, во-вторых, процентом конвертирования СО, кото-

тепло для процесса метанирования получается путем утилизации тепла реакции, которая, как показано выше, протекает с выделением тепла.

Данные табл. 53, рассчитанные применительно к рассматриваемому нами всюду конкретному примеру дальнего газоснабжения московских теплоэлектростанций, предполагают перемещение по магистрали указанной протяженности торфо-доменного небогащенного ($2\,560 \text{ кал/м}^3$) газа $3\,500 \text{ млн. м}^3$ в год.

Стоимость обогащения методом конверсии (искусственным метанированием) 80% CO этого газа в CH_4 с последующим вымыванием CO_2 , исходя из упомянутых данных Института азота — 7 руб. за $1\,000 \text{ м}^3$ газа, составляет

$$\frac{3\,500 \cdot 10^6 \cdot 7}{1\,000} = 24\,500\,000 \text{ руб.}$$

Другой фактор, характеризующий экономику обогащения искусственным метанированием, заключается в том, что теряющиеся в процессе 23% газа по теплоценности должны быть так или иначе воссозданы; иными словами, потребуется дополнительная мощность газогенераторной станции, что сопряжено с дополнительными капиталовложениями, которые даже превысят экономию в этой части на транспортирующей системе.

Итак, конкретные расчеты, оценивающие влияние различных факторов, определяющих экономичность данного метода обогащения, приводят к убеждению в совершенной нецелесообразности прибегнуть к такому способу повышения калорийности газа.

Этот вывод усугубляется еще тем, что, как нетрудно заметить, нами здесь совсем не учтены капиталовложения, связанные с неизбежным вымыванием CO_2 после осуществления процесса искусственного метанирования.

Если даже принять во внимание, что в условиях газификации торфо-доменным процессом конвертирование CO в CH_4 может, как полагает Институт азота, совершаться в самой домне-генераторе, то вымывание CO_2 уже во всяком случае потребовало бы капиталовложений, здесь не учтенных.

Но вопрос о калорийности еще должен быть рассмотрен не только в части искусственного обогащения газа тем или иным путем, но и в отношении достижения большей калорийности в самом процессе генерации газа.

В зависимости от аппаратуры, в которой топливо газифицируется, технологических условий ведения процесса, применяемых газифицирующих средств, наконец, рода и качества топлива получится газ большей или меньшей калорийности.

Но каждый из этих методов получения газа и способов ведения технологического процесса имеет свою специфическую экономику. И с этой точки зрения экономика транспортирования теряет свое самодовлеющее значение и должна рассматриваться как составная часть всей системы газификации.

Из табл. 49 легко заключить, что транспортирование двойного водяного газа калорийностью $2\,960 \text{ кал/м}^3$ по сравнению с торфо-доменным с $Q_n^p = 2\,560 \text{ кал/м}^3$ потребует при равной протяженности газопровода и давления в нем почти на 15% меньше капиталовложений, и стоимость транспортирования будет на $12,5\%$ ниже.

В абсолютных цифрах это составляет применительно к масштабам газификации, соответствующим условиям газоснабжения московских теплоэлектростанций в 1939 г., около 11 млн. руб. по первоначальным затратам и $2,0 \text{ млн. руб.}$ ежегодной экономии по эксплуатационным расходам.

ТАБЛИЦА 54

	Производство	Транспорт	Всего
А. Эксплуатационные затраты (в млн. руб.)¹			
Газ $Q_n^p = 2\,560 \text{ кал/м}^3$ (торфо-доменный на обогащенном кислородом дутье)	73,4	16,6 ²	90
Газ $Q_n^p = 2\,960 \text{ кал/м}^3$ (двойной водяной)	83,6	14,5 ²	98,1
Б. Капиталовложения (в млн. руб.)			
Газ $Q_n^p = 2\,560 \text{ кал/м}^3$ (торфо-доменный на обогащенном кислородом дутье)	203	78,3 ²	281,3
Газ $Q_n^p = 2\,960 \text{ кал/м}^3$ (двойной водяной)	177,2	67,4 ²	244,6

Суммарные эксплуатационные затраты по всей системе газоснабжения (генерация газа и транспортирование по дальнему газопроводу) оказываются при газе более высокой калорийности на $8,1 \text{ млн. руб.}$ больше (табл. 54). Преимущества этого газа перед газом меньшей калорийности в части капиталовложений, выражающиеся суммой $36,7 \text{ млн. руб.}$, теряют свое значение перед столь значительной разницей в суммарной стоимости производства и транспортирования. Менее 5 лет эксплуатации всей газоснабжающей системы, основанной на торфо-доменном

¹ За вычетом отходов, в том числе и стоимости металла при производстве торфо-доменного газа (табл. 30).

² См. табл. 37, а по капиталовложениям — табл. 36.

процессе с меньшей калорийностью газа, дает такую экономию, которая с лихвой способна перекрыть более высокие капитальные затраты, по сравнению с двойным водяным газом, отличающимся более высокой калорийностью.

Однако газ более высокой калорийности в данном конкретном случае лишен и указанных преимуществ в отношении капиталовложений еще и по другой причине: здесь не учтено, что первоначальные затраты в торфо-доменную газогенераторную станцию в соответствии с тем, что домна-генератор не только газифицирует торф, но одновременно выплавляет и металл, не должны быть отнесены полностью на один лишь газ (см. главу VII (стр. 90).

К такому же выводу мы должны были бы прийти, если, предположим, аппаратура, на которой можно было бы получить газ наивысшей из рассматриваемых нами калорийностей ($4\ 200\ \text{кал}/\text{м}^3$), отличалась бы высокой стоимостью при относительно более низкой производительности, чем более высокопроизводительная аппаратура с меньшими первоначальными затратами и более выгодной в эксплуатации, но производящей газ со значительно меньшей калорийностью.

Всякие подобные случаи могут бесконечно варьироваться, и только точные расчеты в каждом конкретном случае могут дать ответ на интересующий нас вопрос. Верным остается, несомненно, тот общий вывод, что экономика транспортирования с точки зрения значения калорийности газа должна рассматриваться в неразрывной связи с экономикой получения самого газа.

5. ПРОБЛЕМА РЕЗЕРВА ПРИ ДАЛЬНЕМ ТРАНСПОРТИРОВАНИИ ГАЗА

При дальнем газоснабжении приходится считаться еще с одним обстоятельством, влияние которого тем сильнее, чем больше протяженность газопровода и расчетное количество газа, перемещаемое по данной системе. Речь идет о мыслимой аварии газопровода, опасность которой вынуждает при проектировании системы дальнего транспортирования газа предусмотреть эту возможность, чтобы не поставить в будущем потребителей газа в затруднительное положение.

При решении этого вопроса мыслимы два пути:

1. Обычный путь создания газового резерва сооружением газгольдеров емкостью, соответствующей теоретически и практически установленному числу часов, на которые газопровод будет выключен на ремонт в случае аварии.

2. Менее привычный путь обеспечить бесперебойность подачи газа потребителям — иметь резервную трубу, которая принимает на себя всю нагрузку во время аварии одного газопровода. Само собой разумеется, что в этом случае целесообразно проложить газопроводы в двух разных канавах.

Необходимо подчеркнуть, что выбор того или иного пути при решении этого вопроса не всегда может решаться только

сравнительной экономичностью прокладки параллельного газопровода и сооружения газгольдера на аварийную емкость.

Прежде всего решать такой вопрос не следует изолированно от других существенных вопросов. Газопровод, который преимущественно прокладывается под землей, является, несомненно, более надежным сооружением, чем газгольдер, не только в смысле обычной безопасности.

Хотя сухие газгольдеры, о которых, как увидим из дальнейшего, только и может идти речь при колоссальных емкостях, обусловленных рассматриваемым нами примером газоснабжения теплоэлектроцентралей, имеют известные преимущества при внимательном наблюдении за ними перед мокрыми газгольдерами в смысле безопасности, они, тем не менее, также не могут быть признаны совершенно безопасными. Последние годы отмечены рядом взрывов сухих газгольдеров: в Бреславле, Познани, Нейкирхене. Но и в смысле оборонном, что, само собой разумеется, также не должно упускаться из виду, сооружение газгольдеров целесообразно всячески ограничить.

Газгольдеры при современной военной технике и способах ведения войны будут, несомненно, весьма привлекательной точкой для неприятельского нападения. Таким образом всемерное сокращение газгольдерной емкости, в особенности вблизи густонаселенных пунктов, а тем более — важных промышленных и политических центров, должно поэтому рассматриваться, как уже указывалось, не только с точки зрения экономической.

О значении, которое в случае, подобном газоснабжению московских теплоэлектроцентралей, приобретает проблема аварийного резерва, легко судить по следующему:

Аварийная емкость газгольдеров определяется из расчета, что для ремонта газопровода (учитывая наличие вблизи ремонтных мастерских, входящих составной частью в стоимость газопровода, смотровых колодцев, также предусматриваемых при сооружении газопровода через каждые 10 км для наблюдения за исправным состоянием газопровода и возможности благодаря этому быстро обнаружить место аварии) потребуется 5 час. По теории вероятности приходится также считаться с тем, что авария может произойти в период максимальной нагрузки у потребителя.

Для рассматриваемого примера газоснабжения московских теплоэлектроцентралей это означало бы следующую аварийную емкость газгольдеров:

1) для торфо-доменного газа на обогащенном кислородом дутье, $Q_n^p = 2\ 560\ \text{кал}/\text{м}^3$, при расчетном часовом расходе около $900\ 000\ \text{м}^3/\text{час}$

$$900\ 000 \cdot 5 = 4\ 500\ 000\ \text{м}^3;$$

2) для двойного водяного газа из подмосковного угля, $Q_n^p = 2\ 960\ \text{кал}/\text{м}^3$, при расчетном часовом расходе газа $785\ 000\ \text{м}^3/\text{час}$

$$785\ 000 \cdot 5 = 3\ 925\ 000\ \text{м}^3.$$

Существуют два основных типа газгольдеров — мокрые и сухие.

Мокрый газгольдер представляет собой в основном железный колокол, погруженный в бассейн с водой. При этом давление находящегося в колоколе газа должно быть достаточно, чтобы заставить колокол свободно плавать в воде.

Такой, однако, тип мокрого газгольдера со сплошным колоколом является наиболее примитивным. Более совершенным типом мокрого газгольдера является телескопический с цилиндрическими кольцами — «телескопами». Особенностью этого типа газгольдеров является то, что по мере выдвижения цилиндров из бассейна с водой они, повисая на колоколе, увеличивают его вес, а следовательно, и давление, под которым должен находиться газ.

Таким образом телескопический тип газгольдера является газгольдером с переменным давлением.

Весьма серьезным недостатком мокрых газгольдеров является опасность замерзания воды и, следовательно, нарушения всей работы газгольдера.

Особую остроту, вполне понятно, этот вопрос приобретает в странах и местах с суровым климатом и продолжительной холодной зимой, как мы это имеем в СССР и, в частности, в ее Центральном районе. В таких случаях газгольдеры окружаются зданием.

Кубатура здания для газгольдера превышает кубатуру самого газгольдера на 30—40%. А при газгольдерах большой емкости это в ряде случаев означало бы очень высокие первоначальные затраты на здание, зачастую приближающиеся к стоимости газгольдера.

С 1921 г. начинается быстрое распространение сухих газгольдеров сначала в Германии, а потом в других странах.

Газгольдеры этого типа в США начали строить с 1924 г.

В сухих газгольдерах отсутствует бассейн с водой, а вместо колокола имеется поршень,двигающийся в широкой трубе. Поршень лежит на газе, т. е. вес поршня равен давлению, производимому на поршень снизу газом¹. Преимуществом этого типа газгольдеров перед телескопическим является постоянное давление в нем, так как вес поршня постоянен.

Первой стала строить сухие газгольдеры фирма МАН в Германии.

В 1925 г. появляется новая система сухого газгольдера, разработанная тоже германской фирмой Кленне (Klönne), устраняющая ряд конструктивных недостатков системы МАН. Кленновские газгольдеры также стали быстро завоевывать рынок большинства промышленных стран.

Обе существующие системы сухих газгольдеров — система МАН и система Кленне — по принципу работы и основным конструктивным положениям очень сходны между собой.

¹ См. Гурфинкель, Газовое дело, стр. 271.

Корпус сухого газгольдера системы МАН представляет собой многогранную призму; системы Кленне — цилиндр.

Снизу корпус имеет приклепанное днище, сверху — укрепленную на фермах крышку. Газопровод для подвода и отвода газа подводится сбоку у дна корпуса. Шайба внутри корпуса перемещается по мере поступления или отвода газа в вертикальном направлении вверх или вниз.

Одним из существенных преимуществ сухих газгольдеров является, между прочим, простота и сравнительное совершенство решения задачи защиты от коррозии внутренних поверхностей газгольдера: здесь «краской» служит смазочный материал — смола — в газгольдерах МАН и вазелин — в газгольдерах Кленне.

При мокрых газгольдерах вопросы защиты металлических поверхностей в достаточной степени сложны.

Институтом химического машиностроения произведены ориентировочные подсчеты сравнительного веса металла для мокрых и сухих газгольдеров одинаковых емкостей в пределах от 30 000 до 200 000 м³, которые показывают следующее:

ТАБЛИЦА 55

Емкость в м ³	Стоимость сухого газгольдера в % от стоимости мокрого
5 000	140—150
7 000	130—140
10 000	120—130
15 000	110—120
20 000	105—110
25 000	100—105
30 000	90—100
50 000	80—90
70 000	65—75

Сухой газгольдер (системы Кленне) емкостью в 5 000 м³ стоит еще примерно в 1,5 раза дороже мокрого газгольдера той же емкости; при 25 000—30 000 м³ емкости устанавливается равноценность, а с дальнейшим ростом емкости сухие газгольдеры требуют относительно все меньшую сумму капиталовложений (табл. 55). Объясняется это тем, что стоимость оборудования шайбы сухого газгольдера, имея большой удельный вес в общей его стоимости, изменяется непропорционально изменению суммарного веса затрачиваемого металла. Для газгольдеров небольших емкостей стоимость шайбы в процентном отношении значительно выше, чем для газгольдера большой емкости.

Из табл. 56 легко видеть, что, если бы при необходимости иметь газгольдерную емкость на 400 000 м³ установили четыре агрегата по 100 000 м³ каждый вместо одного на 400 000 м³, получился бы перерасход металла на конструкции почти на 50%, а полная стоимость установки (металлические конструкции + фундамент) оказалась бы дороже больше чем в 2,5 раза (на

ТАБЛИЦА 56

Вес металлических конструкций, кубатура фундаментов и их стоимость для сухих газгольдеров низкого давления

Емкость в м ³	Металлические конструкции ¹		Фундамент ¹		Полная стоимость в руб.
	Вес в т	Стои- мость в руб.	Кубатура в м ³	Стои- мость в руб.	
1 000	80,0	104 000	65	9 750	113 750
2 000	110,0	143 000	70	10 500	153 500
3 000	135,0	176 000	80	12 000	188 000
4 000	164,2	214 000	90	13 500	227 500
6 000	194,8	259 000	100	15 000	274 000
8 000	244,8	318 000	115	17 300	335 300
10 000	275,0	357 000	125	18 800	375 800
15 000	355,0	461 000	145	21 800	482 800
20 000	406,0	528 000	150	22 500	550 500
30 000	525	683 000	170	25 500	708 500
50 000	710	923 000	205	30 800	953 800
75 000	900	1 170 000	310	46 500	1 216 500
100 000	1 080	1 400 000	340	51 000	1 451 000
150 000	1 365	1 770 000	385	57 700	1 827 700
200 000	1 680	2 570 000	447	67 000	2 637 000
300 000	2 280	2 960 000	468	70 200	3 030 200
350 000	2 590	3 360 000	484	72 500	3 432 500
400 000	2 890	3 760 000	496	74 500	3 834 500

164%). Выгодность аккумулирования больших емкостей в одном агрегате достаточно очевидна.

Итак, газгольдеры, даже наиболее экономичные (сухие, низкого давления, больших емкостей), требуют очень больших капиталовложений и сверх того являются весьма металлоемкими сооружениями. А высокими первоначальными затратами обуславливается уже и соответственная стоимость эксплуатации, которая в основном в этом случае определяется отчислениями на амортизацию.

ТАБЛИЦА 57

Показатели	Газгольдеры для газа калорийностью	
	2 560 кал/м ³	2 960 кал/м ³
Капиталовложения (в млн. руб.)	44,45	38,1
Эксплуатационные расходы (в млн. руб.)	2,65	2,3
Затрата металла (в тыс. т)	33,6	29,1

¹ Стоимость сухих газгольдеров низкого давления определяется из стоимости металлических конструкций — 1 300 руб. за 1 т и стоимости фундамента — 150 руб. за 1 м³.

Создание аварийного резерва при решении, например, проблемы газоснабжения московских теплоэлектроцентралей путем сооружения сухих газгольдеров низкого давления потребовало бы в зависимости от калорийности газа, которым снабжались бы теплоэлектроцентрали (торфо-доменным газом $Q_n^p = 2\,560$ кал/м³, или двойным водяным газом $Q_n^p = 2\,960$ кал/м³), первоначальных затрат 38—44 млн. руб., эксплуатационных — 2,3—2,65 млн. руб. в год и металла на металлические конструкции — 29 000—34 000 т (табл. 57). Но вряд ли менее важным является то обстоятельство, что где-то вблизи такого важного центра — политического, административного и хозяйственного, каким является Москва, находилась бы группа газгольдеров суммарной емкостью 4—4,5 млн. м³ газа.

Внимание невольно привлекается к другому из мыслимых путей решения проблемы газового резерва (аварийного) — прокладка параллельного газопровода.

Идея такого способа решения проблемы аварийного резерва бесспорно заманчива.

В смысле безопасности такого сорта «подземный газгольдер» имеет, несомненно, все преимущества перед любым надземным. Неэкономические соображения, следовательно, безусловно против газгольдеров.

Какова же, однако, экономика системы газоснабжения, разрешающая проблему аварийного резерва прокладкой второго газопровода?

Прежде всего следует иметь в виду, что «подземный газгольдер» в виде второй трубы отнюдь не должен рассматриваться как газохранилище и даже — не как резервный газопровод в буквальном смысле слова. Оба газопровода являются рабочими, и в нормальных условиях рассматриваются как удвоенное сечение, через которое перекачивается расчетное количество газа с соответственным отражением на экономике транспортирования. И в том случае, если один из них выбывает из строя, другой принимает на себя всю нагрузку. При неизменном расчетном количестве перемещаемого газа и расчетном давлении наличие параллельного газопровода дает возможность иметь в нормальных условиях рабочее давление, соответствующее сечению, в два раза большему, чем расчетное. Таким образом фактическая работа сжатия газа значительно уменьшается и соответственно сокращается расход электроэнергии на компримирование газа.

Экономичность варианта, при котором вопрос о газовом резерве решается прокладкой параллельного газопровода (II вариант), возрастает с ростом расчетного давления, под которым газ перемещается (табл. 58). В части суммарных первоначальных затрат это является следствием, главным образом, уже неоднократно подчеркивавшейся выше основной зависимости между расчетным давлением в газопроводе и его диаметром.

Но при прокладке одного газопровода, т. е. до включения в анализ вопроса о газовом резерве мы наталкивались на компрессию,

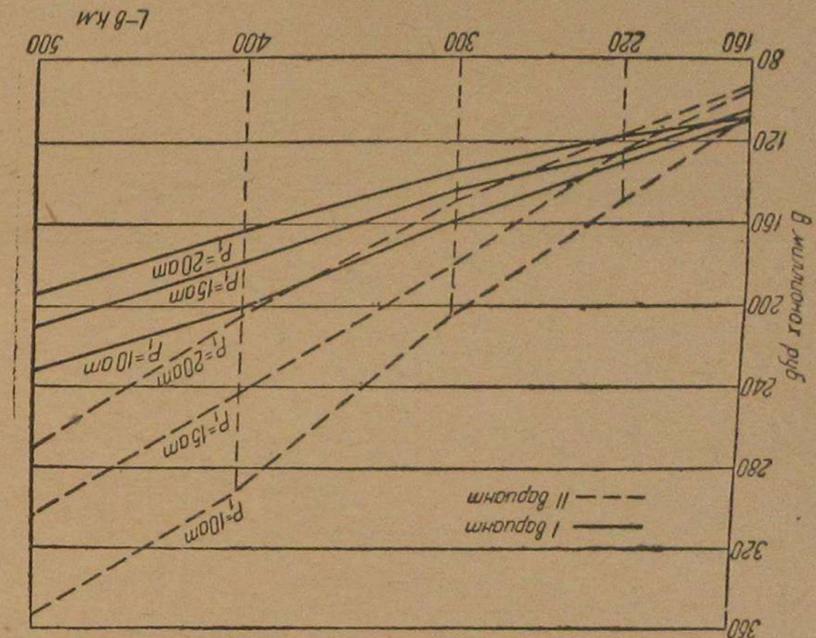
ТАБЛИЦА 58

Сравнительная экономичность дальнего транспортирования ($L = 220$ км) двойного водяного газа — $Q_H^p = 2960$ кал/м³ — при двух вариантах решения проблемы аварийного резерва

Показатели	Начальное давление в газопроводах		
	10 ат	15 ат	20 ат
А			
Капиталовложения (в млн. руб.)			
I вариант (один газопровод)			
а) Транспорт (газопровод + компрессия)	91,8	82,5	80,6
б) Газгольдеры	38,1	38,1	38,1
Всего	129,9	120,6	118,7
II вариант (два газопровода)			
а) Транспорт (газопровод + компрессия)	148,8	125,4	116,6
II вариант в % к I варианту	115	104	98
Б			
Эксплуатационные затраты (в млн. руб.)			
I вариант (один газопровод)			
а) Транспорт (газопровод + компрессия)	13,8	15,3	17,1
б) Газгольдеры	2,3	2,3	2,3
Всего	16,1	17,6	19,4
II вариант (два газопровода)			
а) Транспорт (газопровод + компрессия)	12,3	13,4	15,0
II вариант в % к I варианту	76,5	76	77,5
В			
Затрата металла (в тыс. т)			
I вариант (один газопровод)			
а) Транспорт	138	101	82,5
б) Газгольдеры	29	29	29
Всего	167	130	111,5
II вариант (два газопровода)			
Транспорт	276	202	165
II вариант в % к I варианту	165	155	148

как на фактор, нейтрализующий эффект от повышенного расчетного давления (фиг. 4 и 5).

При решении вопроса о газовом резерве прокладкой двух газопроводов стоимость газопровода, естественно, возрастает вдвое, но первоначальные затраты в компрессорную станцию остаются неизменными, и потому эффективность применения более высокого давления увеличивается. Так как в этом случае выпадают еще и газгольдеры, то в результате, как показывает табл. 58, II вариант уже при $p_1 = 15$ ат имеет сумму первоначаль-



Фиг. 9. Суммарные капиталовложения при двух вариантах решения проблемы аварийного резерва при дальнем транспортировании газа.

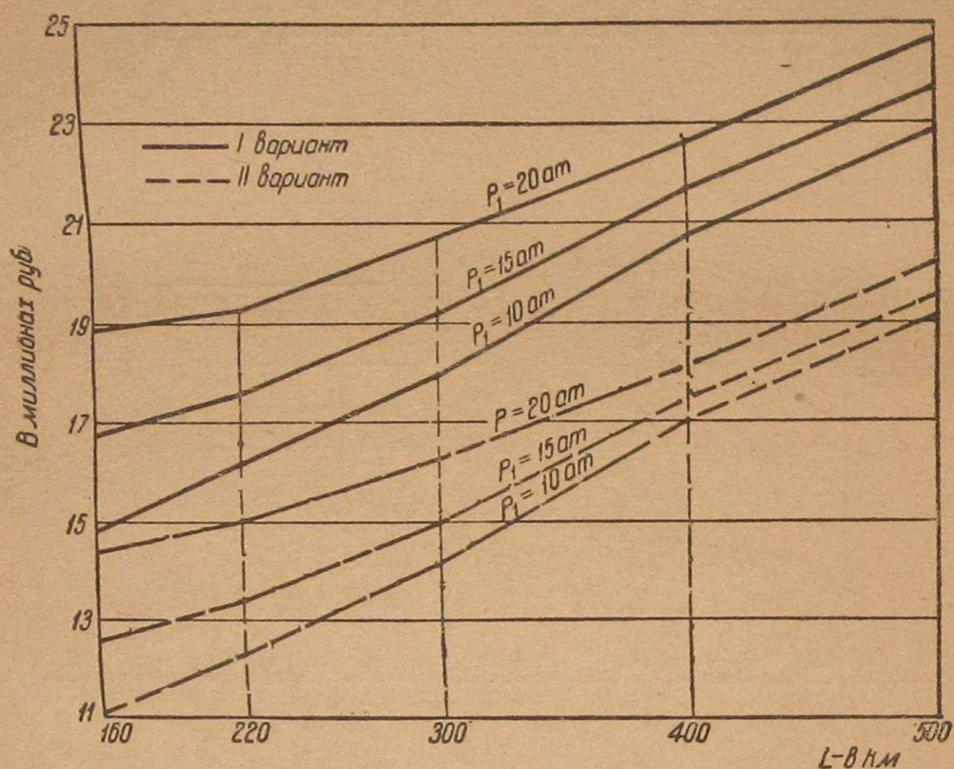
ных затрат, почти равную с I вариантом, а при 20 ат — даже несколько меньшую.

Другой основной фактор, определяющий сравнительную экономичность двух способов решения проблемы газового резерва, — эксплуатационные затраты — оказывается при II варианте (два газопровода) на 23—24% ниже, нежели в том случае, когда вопрос о резерве на случай выбытия из строя газопровода решается сооружением газгольдеров на соответствующую аварийную емкость.

Объясняется это тем, что удельный вес газопровода в эксплуатационных затратах составляет от 15 до 27% в зависимости от каждого из рассматриваемых расчетных давлений: чем выше давление, тем меньше значение газопровода в суммарных затратах по его эксплуатации (газопровод + компрессия). Отсюда следует, что прокладка параллельного газопровода отражается на суммарных эксплуатационных затратах лишь этим сравнительно небольшим процентом; причем абсолютно размер дополнительных эксплуатационных затрат транспортирования, обусловленных прокладкой параллельного газопровода, оказывается

выше стоимости эксплуатации газгольдера на очень небольшую сумму лишь при расчетном начальном давлении в газопроводе 10 ат, а при более высоких давлениях эти дополнительные затраты по газопроводу ниже, чем эксплуатационные затраты по газохранилищу.

Однако важнейшим элементом в стоимости эксплуатации газоснабжающей системы, который в этой части затрат делает согласно данным табл. 58 более экономичным вариант, разрешающий проблему газового резерва прокладкой параллельного



Фиг. 10. Суммарные годовые эксплуатационные расходы при двух вариантах решения проблемы аварийного резерва при дальнем транспортировании газа.

газопровода (II вариант), является компрессия. Здесь за счет использования, как уже указывалось, в нормальных условиях удвоенного сечения удается иметь рабочее давление, значительно более низкое, чем при I варианте с соответственным отражением на стоимости электроэнергии.

Остается лишь один фактор — затрата металла, дающий преимущество варианту, предусматривающему газгольдеры в качестве способа обеспечения бесперебойности подачи газа потребителям. Расход металла на трубы при прокладке двух газопроводов будет, разумеется, выше, и разница между I и II вариантами будет тем больше, чем ниже расчетное давление, под которым транспортируется газ.

Анализ всех факторов, определяющих экономику дальнего транспортирования газа при двух мыслимых способах решения проблемы газового резерва, показал:

1) при протяженности газонесущей магистрали около 200 км прокладка параллельного газопровода с точки зрения сравнительной стоимостной экономической характеристики имеет преимущества перед вариантом, предполагающим решить проблему резерва сооружением газгольдеров надлежащей емкости;

2) преимущества эти увеличиваются с ростом расчетного давления;

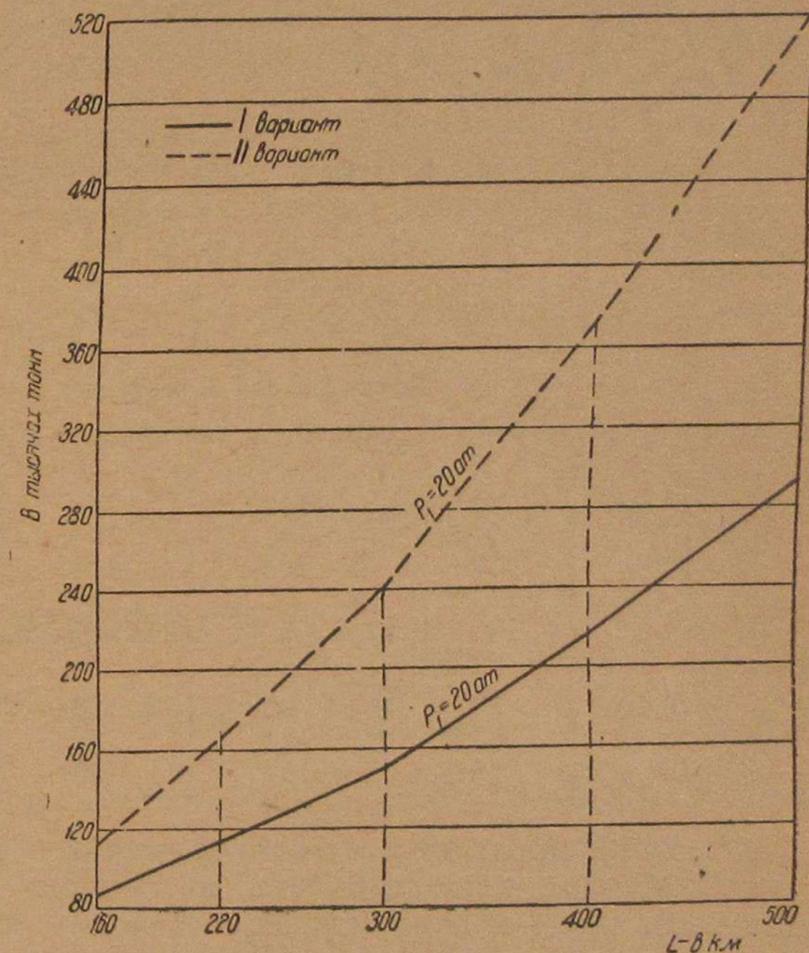
3) отрицательным при двух газопроводах является лишь большая потребность в металле. Но значительная экономия на эксплуатационных затратах, являющаяся следствием использования в нормальных условиях избыточной пропускной способности труб, при прокладке параллельного газопровода перекрывает значение и этого отрицательного фактора, в особенности при $p_1 = 20$ ат.

Итак, «подземный газгольдер», являющийся безусловно более целесообразным с точки зрения безопасности, оказывается заслуживающим внимания и в смысле сравнительной экономичности.

Однако сравнительная экономичность решения проблемы газового резерва прокладкой параллельного газопровода ограничена известными пределами его протяженности.

Экономическим пределом является протяженность газопровода примерно в 300 км при максимальном из рассматриваемых в данном случае давлений (табл. 59).

В этих пределах экономией на эксплуатационных затратах перекрываются более высокие капиталовложения. И по оценке всех факторов, в их взаимном переплетении определяющих народнохозяйственную эффективность, целесообразно будет ориентироваться на замену газгольдера прокладкой параллельного газопровода.



Фиг. 11. Потребность в металле при двух вариантах решения проблемы аварийного резерва при дальнем транспортировании газа.

ТАБЛИЦА 59

L в км	160	220	300	400	500
L = 220 км принят за 100					
Капиталовложения (в %)					
I вариант — один газопровод и газгольдер на аварийную емкость					
$p_1 = 10 \text{ ат}$	84,5	100	122	156	179
$p_1 = 15 \text{ „}$	87,5	100	119,5	149	175
$p_1 = 20 \text{ „}$	90,5	100	113,5	137	165
II вариант — два газопровода					
$p_1 = 10 \text{ ат}$	73	100	139	197	239
$p_1 = 15 \text{ „}$	76	100	137	194	243
$p_1 = 20 \text{ „}$	79,5	100	128	175	233
Потребность в металле (в %)					
I вариант — один газопровод и газгольдер на аварийную емкость					
$p_1 = 10 \text{ ат}$	70	100	144	191	270
$p_1 = 15 \text{ „}$	71,5	100	144	207	265
$p_1 = 20 \text{ „}$	77	100	133	192	260
II вариант — два газопровода					
$p_1 = 10 \text{ ат}$	64	100	153	210	298
$p_1 = 15 \text{ „}$	63,5	100	157	238	312
$p_1 = 20 \text{ „}$	69,0	100	145	226	317

Уже при протяженности газопровода в 400 км расстояние между кривыми, иллюстрирующими изменения в первоначальных затратах при I и II вариантах в зависимости от длины газопровода, резко увеличивается. Разница в эксплуатационных затратах сохраняется в тех же пропорциях, что и при предыдущих меньших протяженностях (фиг. 9 и 10).

Так как еще более резким взлетом кривой, чем в части капиталовложений, характеризуется потребность в металле при прокладке двух газопроводов протяженностью более 300 км каждый (фиг. 11), то в этих случаях сравнительная экономичность подобного решения проблемы газового резерва еще больше снижается.

Следует, однако, иметь в виду, что вряд ли можно рассчитывать на то, что протяженность газопровода при дальнем газоснабжении на базе местных топлив на практике превысит где-нибудь определенный предел, при котором даже чисто экономическая целесообразность замены газгольдеров сооружением параллельного газопровода может считаться вполне доказанной.

Кроме двух рассмотренных вариантов решения проблемы резерва возможен еще один. Этот последний ничем принципиально не отличается от II варианта, но имеет ту особенность, что прокладываемые два газопровода рассчитываются не на полное расчетное количество газа, а на известную часть. В этом случае мощность компрессорной станции должна быть рассчитана таким образом, чтобы на случай выбытия из строя одного газопровода остающийся мог бы принять на себя всю нагрузку. Этого можно достичь лишь тем, что недостающее сечение при заданном расчетном давлении, исходя из зависимости существующей при постоянной температуре между объемом и давлением, будет компенсировано соответственным повышением рабочего давления в газопроводе.

Необходимое в этом случае рабочее давление в газопроводе может быть выведено из уже упоминавшейся формулы Веймоутса, которой мы пользовались выше для определения диаметра газопровода:

$$Q = 20,209 \cdot D \frac{8}{3} \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\gamma TL}}$$

откуда

$$D \frac{8}{3} = \frac{Q}{20,209 \cdot \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\gamma TL}}}$$

обозначим для упрощения выражения

$$a = D \frac{8}{3}; \quad b = \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\gamma TL}}$$

После подстановки получим

$$Q = 20,209 \cdot ab,$$

откуда

$$b = \frac{Q}{20,209 a}$$

Q здесь принимается равным полному расчетному количеству, которое в нормальных условиях перемещается через обе трубы. Начальное рабочее давление в газопроводе определится следующим образом:

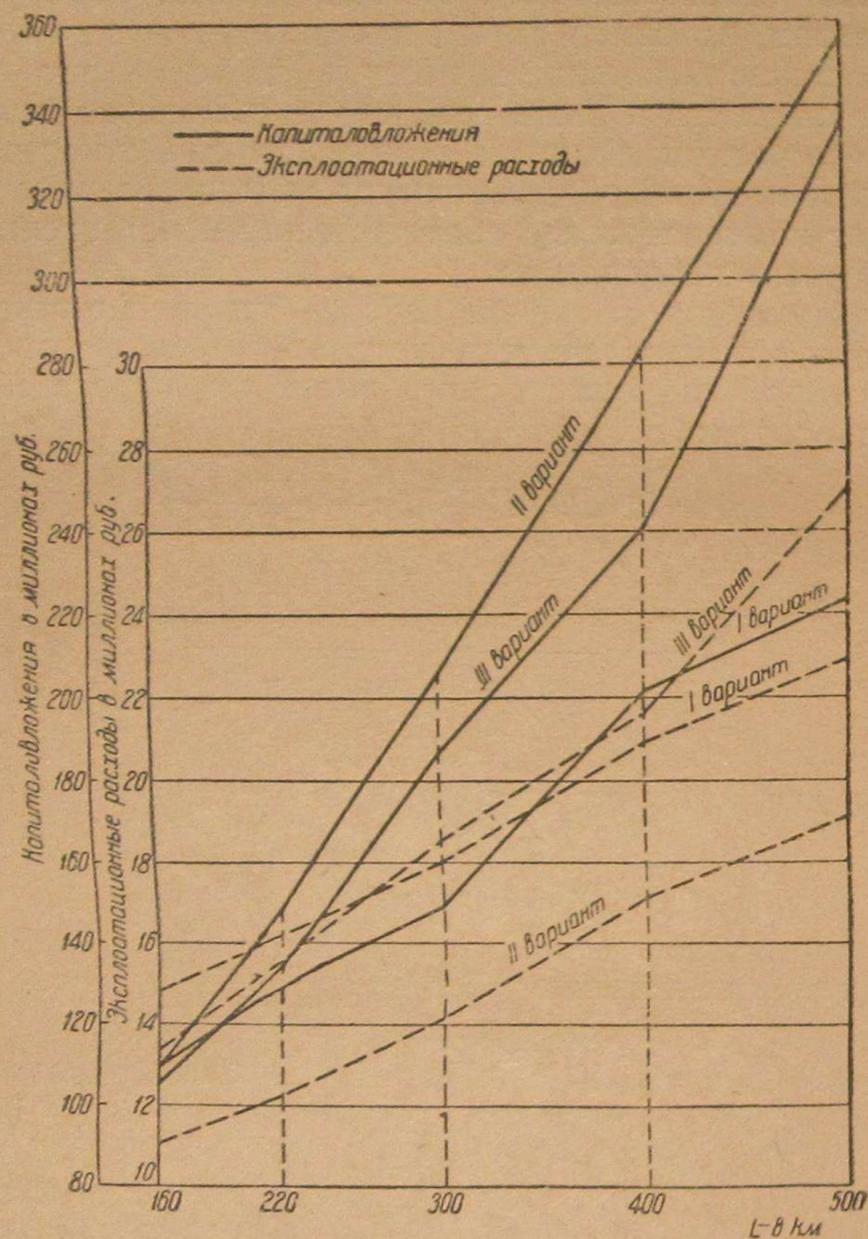
$$p_1 = \sqrt{\gamma TL \cdot b^2 + p_2^2}$$

По определившемуся таким образом рабочему давлению, обеспечивающему полную подачу газа потребителю на случай аварии по одному газопроводу не полного диаметра, рассчитывается мощность компрессорной станции.

Следовательно, по III варианту проблема газового резерва решается частично прокладкой параллельного газопровода и

частично наличием резервной мощности в компрессорной станции.

Преимуществом последнего (III) варианта перед II является, несомненно, меньшая затрата металла на газопроводы, а стало быть, и меньшая их стоимость. Само собой разумеется, что, чем

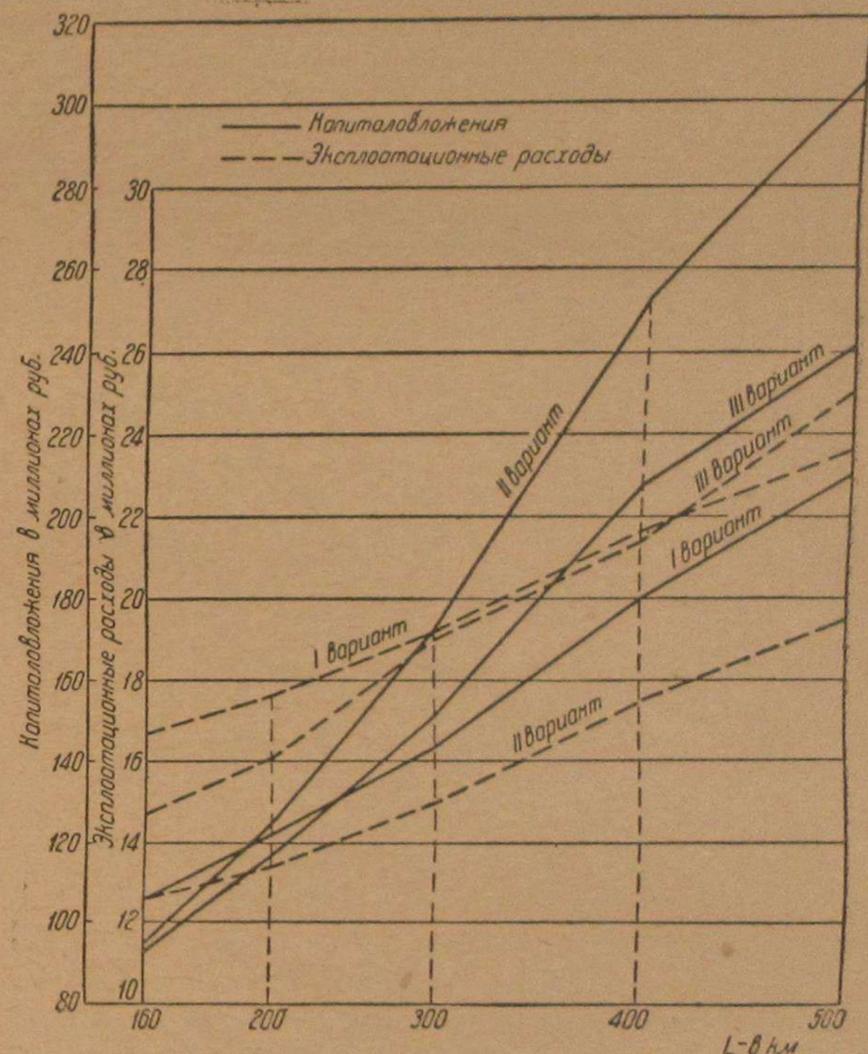


Фиг. 12. Сравнительная экономичность трех вариантов решения проблемы аварийного резерва при дальнем газоснабжении и различных протяженностях газопровода. Начальное давление $p_1 = 10$ ат.

ближе к нижнему пределу, равному 0,5 от всего расчетного количества газа, которое должно быть перемещено по всей газоносной системе в единицу времени, будет принята расчетная пропускная способность каждого из двух прокладываемых газопроводов, тем меньше будет суммарная потребность в металле и в первоначальных затратах. Но, с другой стороны, затраты по компрессии как первоначальные, так и эксплуатационные будут

тем выше, чем ближе к указанному нижнему пределу будет Q , расчетное для каждого из газопроводов, т. е. чем ближе суммарная пропускная способность обоих газопроводов будет к единице, к полной заданной расчетной производительности.

На фиг. 12, 13 и 14 отражены стоимостные показатели, характеризующие экономику дальнего транспортирования газа при всех трех рассмотренных вариантах, которые по-разному решают



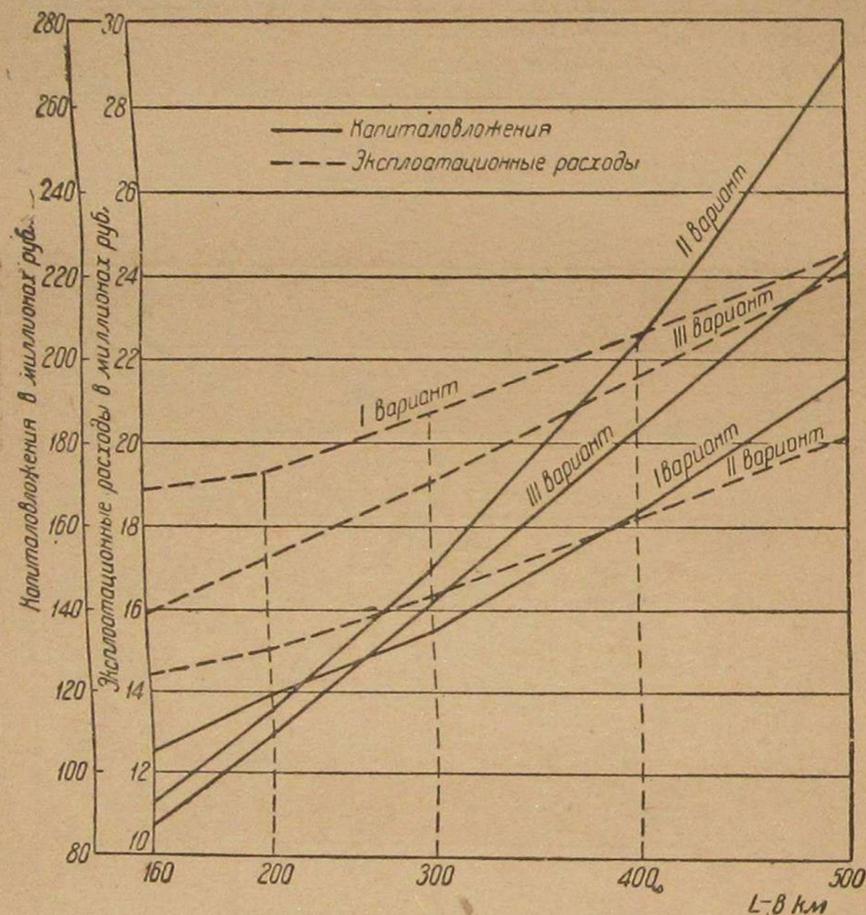
Фиг. 13. Сравнительная экономичность трех вариантов решения проблемы аварийного резерва при дальнем газоснабжении и различных протяженностях газопровода. Начальное давление $p_1 = 15$ ат.

проблему обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям, при трех различных расчетных давлениях и нескольких различных протяженностях газопровода. Той же цели служит фиг. 15 в части затраты металла.

Вариант III рассчитан применительно к пропускной способности каждого из прокладываемых газопроводов, равной 0,75 от полного Q расчетного в системе. Диаметр газопроводов выведен для трех различных расчетных начальных давлений: $p_{1\text{ расч}} = 10$ ат; $p_{1\text{ расч}} = 15$ ат; $p_{1\text{ расч}} = 20$ ат; каждому из этих рас-

четных давлений соответствует определенное, рассчитанное указанным выше методом, рабочее давление, под которым газ может транспортироваться в случае аварии одного из газопроводов: $p_{\text{раб}} = 14 \text{ ат}$; $p_{\text{раб}} = 20 \text{ ат}$; $p_{\text{раб}} = 27 \text{ ат}$. Обусловленный для этой цели резерв мощности компрессорной станции соответствует в каждом случае разности между рабочим и расчетным давлениями.

Необходимо несколько пояснить специфику понятия «рабочее давление» в данном случае. Его особенностью является то, что



Фиг. 14. Сравнительная экономичность трех вариантов решения проблемы аварийного резерва при дальнем газоснабжении и различных протяженностях газопровода. Начальное давление $p_1 = 20 \text{ ат}$.

оно здесь непривычно в отличие от предыдущего, где приходилось сталкиваться с этим понятием выше расчетного. Дело заключается в том, что там газопровод, рассчитанный на пиковую нагрузку, значительно превышающую среднюю, имеет при заданном расчетном давлении избыточную пропускную способность, которая дает возможность перемещать газ под меньшим давлением. При этом положении, как мы видели, во всех случаях, где так или иначе создается разрыв между расчетным объемом газа, применительно к которому рассчитана газоносная сеть, и фактически используемой пропускной способностью ее, газ можно перемещать под давлением ниже расчетного.

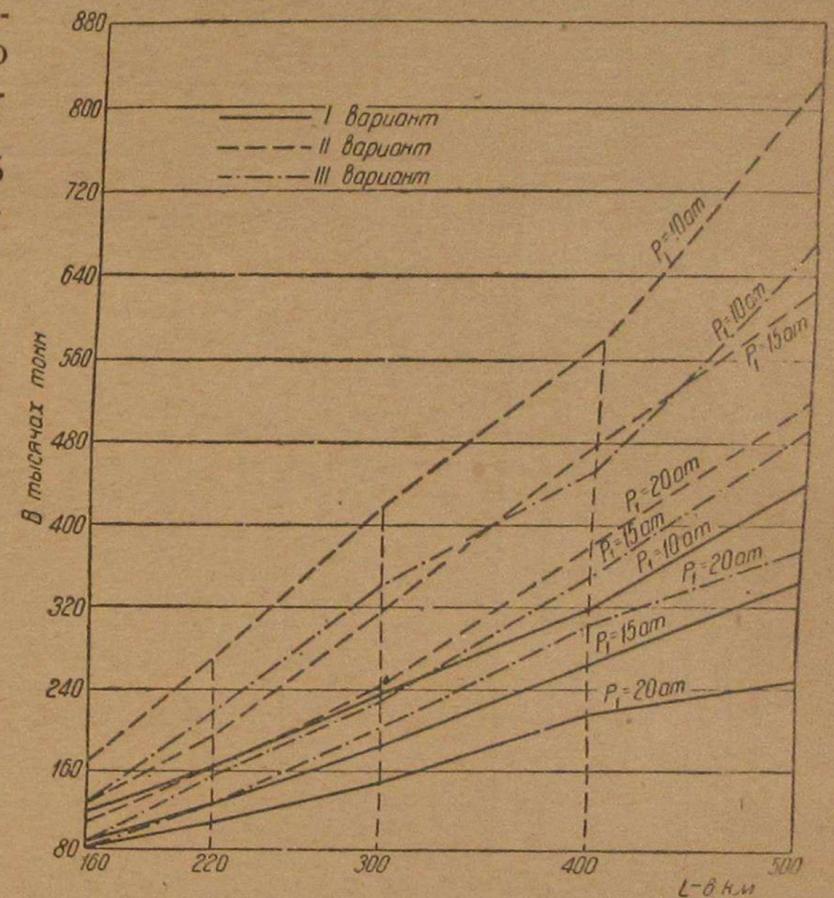
Исследование вопроса выше показало, что в пределах протяженности газопровода при дальнем транспортировании газа до 300 км прокладка двух газопроводов на полное $Q_{\text{расч}}$ (III вариант) в сопоставлении с вариантом, разрешающим проблему газового резерва сооружением газгольдеров (I вариант), себя экономически оправдывает.

Включенный теперь в сравнительный анализ III вариант (два газопровода по 0,75 от Q каждый) заметно сокращает по вполне понятным причинам потребность в металле по сравнению со II вариантом.

При $p_1 = 10$ и 15 ат для всех сравниваемых случаев затраты металла на трубы будет при III варианте больше, чем при I варианте, для всех протяженностей газопровода. И только при $p_1 = 20 \text{ ат}$, для наименьшей из рассмотренных протяженностей, расход металла на трубы при III варианте ниже, чем при I варианте, на 3% (табл. 60).

В соответствии с этим капитальные затраты в транспортирующую систему при III варианте ниже, чем при II варианте.

Из процентного соотношения затрат по всем рассматриваемым вариантам (табл. 60) легко заметить, что преимущества II варианта перед I в отношении капиталовложений ограничивались для всех рассмотренных давлений в начале газопровода лишь протяженностью 160 км, а уже при 220 км только при давлении в 20 ат сохранились незначительные преимущества I варианта. Что касается III варианта, то он сохраняет эти преимущества и для протяженности газопровода 220 км. Протяженность газопровода в 300 км для давления выше 10 ат также не дает почти никаких серьезных преимуществ в части первоначальных затрат I варианту перед III. Важно также подчеркнуть, что даже при наибольшей из исследуемых протяженностей газопровода ($L = 500 \text{ км}$) III вариант при $p_1 = 20 \text{ ат}$ требует лишь на



Фиг. 15. Потребность в металле.

Сравнительная экономичность дальнего транспортирования газа $Q_p^p = 2960 \text{ ккал/м}^3$ при трех вариантах решения проблемы аварийного резерва

Варианты	L = 160 км			L = 220 км			L = 300 км			L = 400 км			L = 500 км					
	10 ат		15 ат	10 ат		15 ат												
	10 ат	20 ат	10 ат	15 ат	20 ат	10 ат	15 ат	20 ат	10 ат	15 ат	20 ат	10 ат	15 ат	20 ат	10 ат	15 ат	20 ат	
I (в млн. руб.)	109,7	105,5	106,9	129,9	120,6	118,7	144,0	134,8	202,1	179,8	162,5	233,4	210,5	196,2	233,4	210,5	196,2	
II " к I "	108,4	95,2	93,0	148,8	125,4	116,6	172,2	148,8	293,3	243,5	204,2	355,8	305,2	271,6	355,8	305,2	271,6	
III в % к I	99	90	87	114,5	104	98,5	119	110	145	135	125,5	152,5	145	138	152,5	145	138	
III (в млн. руб.)	95,5	92,9	87,6	135,2	117,4	109,4	150,7	142,0	240,6	207,2	184,5	336,6	271,2	225,5	336,6	271,2	225,5	
III в % к II	88	97,5	94	91	93,5	94	87,5	96	82	85	90	95	89	83	95	89	83	
III в % к I	87	88	82	104	97,5	92,5	104,5	104	119	115	113,5	144	128,5	115	144	128,5	115	
I (в млн. руб.)	14,9	16,8	18,9	16,1	17,6	19,3	19,2	20,7	20,9	21,7	22,6	22,9	23,7	24,6	22,9	23,7	24,6	
II " к I "	11,1	12,6	14,4	12,3	13,4	15,0	15,0	16,3	17,1	17,5	18,2	19,1	19,5	20,2	19,1	19,5	20,2	
III в % к I	74,5	75	76,5	76,5	76	77,5	79	78,5	82	80,5	80,5	80	82	82	80	82	82	
III (в млн. руб.)	13,4	14,7	15,9	15,6	16,1	17,2	19,0	19,1	21,6	21,4	21,7	27,1	25	24,1	27,1	25	24,1	
III в % к II	121	116,5	110	127	120	114	127	117	126	122	119	142	128	119,5	142	128	119,5	
III в % к I	90	87,5	84	97	91,5	89	99	92	103,5	99	96	118,5	105	102	118,5	105	102	
I (в тыс. м.)	117	92,8	86	167	130	111,5	188	149	319	269	215	443	344	291	443	344	291	
II " к I "	176	127,6	114	276	202	165	318	240	580	480	372	828	630	524	828	630	524	
III в % к I	150	137,5	133	165	155	148	169	161	182	178	172,5	187	183	180	187	183	180	
III (в тыс. м.)	128	102,5	83,5	218	158	130	348	206	458	354	292	674	496	376	674	496	376	
III в % к II	73	80	73,5	79	78,5	79	73,5	85,5	79	73,5	78,5	81,5	79	72	81,5	79	72	
III в % к I	109	110,5	97	131	121,5	117,5	144	138	143,5	131,5	136	152	144	129	152	144	129	

Капитальные затраты

Эксплуатационные расходы

Затрата металла

ТАБЛИЦА 61

Капиталовложения в компрессорную станцию

p_1 в ат	II вариант	III вариант	III вариант в % ко II
	в млн. руб.		
10	34,8	39,6	114
15	39,6	46,2	116,5
20	44,6	49,5	111,0

Однако важнейшим фактором, в силу которого кривая, характеризующая суммарные эксплуатационные затраты по газоносной системе при II варианте, проходит значительно ниже других конкурирующих вариантов при всех исследованных давлениях (фиг. 12, 13 и 14), является расход электроэнергии; II вариант, исходящий из прокладки двух газопроводов на полное расчетное количество газа каждый, дает возможность, как уже выяснено выше,

15% больше первоначальных затрат, чем I вариант, а II вариант — на 38% больше I варианта.

Но в эксплуатации II вариант сохраняет свои позиции наиболее экономичного не только по отношению к I варианту, что уже известно из предыдущего, но и по отношению к III варианту, о чем с достаточной убедительностью говорят данные табл. 60 и фиг. 12, 13, 14 при всех рассматриваемых условиях. Объясняется это противоположным влиянием двух взаимозависимых факторов:

1. Меньшие капиталовложения в газопроводы при прокладке двух газопроводов каждый на 0,75 от полного расчетного часового расхода газа (III вариант) по сравнению со II вариантом решения проблемы газового резерва, предусматривающим сооружение двух газопроводов каждый на полное расчетное количество газа, влекут за собой и более низкую стоимость эксплуатации газопровода по III варианту, поскольку отчисления на амортизацию и прочие фиксированные расходы по эксплуатации газопровода (без компрессии) составляют примерно 0,9, а при больших протяженностях — и больше от общих эксплуатационных затрат по газопроводу.

2. Но возможность полной подачи газа на случай аварии одного газопровода при III варианте в отличие от II варианта обеспечивается, как уже указывалось, специальным резервом мощности компрессорной станции, необходимым для того, чтобы повышенным давлением уменьшить объем газа и привести его в соответствие с остающимся сечением, равным 0,75 от расчетного. Это сопряжено с более высокими капиталовложениями в компрессорную станцию (табл. 61). Это обстоятельство, понятно, отражается кроме капиталовложений и на эксплуатационных затратах по компрессии к невыгоде III варианта.

перемещать газ под давлением, обусловленным использованием в нормальных условиях удвоенного сечения против расчетного для перекачки заданного количества газа. При III варианте суммарная пропускная способность обоих газопроводов составляет 1,5 от заданного расчетного количества газа. Поэтому разница между расчетным и рабочим давлениями получается значительно меньшая, и потребность в электроэнергии на работу сжатия возрастает (табл. 62).

ТАБЛИЦА 62

Расход электроэнергии на компримирование газа $Q_n^p = 2960$ кал/м³ при дальнем транспортировании

p_1 в ат	II вариант	III вариант	II вариант в % к III
	два газопровода на полное $Q_{расч}$ каждый	два газопровода по 0,75 от $Q_{расч}$ каждый	
	в млн. квтч		
10	153	191	80
15	203	234	87
20	247	280	88

В результате суммарные эксплуатационные затраты при III варианте выше, чем при II варианте, на 10—42%. Колебание в этих пределах зависит от расчетного давления и протяженности газопровода: 1) с повышением давления сокращается разница между обоими вариантами и 2) с увеличением протяженности газопровода эта разница последовательно нарастет (табл. 60). Однако значительная экономия в металле на трубы при III варианте по сравнению со II вариантом, в особенности для протяженностей больше 300 км, может при известных условиях заставить предпочесть III вариант более экономичному II варианту.

ГЛАВА IX

РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЬ

Последним звеном в системе газоснабжения является распределительная сеть — часть газоносной системы, подводящая газ от конца магистральной газопроводной линии до потребителя непосредственно (до котлов теплоэлектроцентралей).

Распределительная сеть отличается рядом особенностей, характерных для каждого данного случая (расположение потребителей, их отдаленность друг от друга, приключения потребителей к кольцу и т. д.), и поэтому в гораздо меньшей степени, чем исследование вопроса о магистральном газопроводе, дает основание для тех или иных обобщающих выводов. Тем не менее, от-

дельные выводы, как будет показано ниже, могут быть сделаны и более общего характера.

Схематическое изображение распределительной сети, подводящей газ к московским теплоэлектроцентралям, показано на фиг. 16.

Основными элементами, составляющими газовую распределительную сеть московских теплоэлектроцентралей, являются: 1) газовое кольцо, 2) кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ и 3) ответвление на 2-ю ТЭЦ.

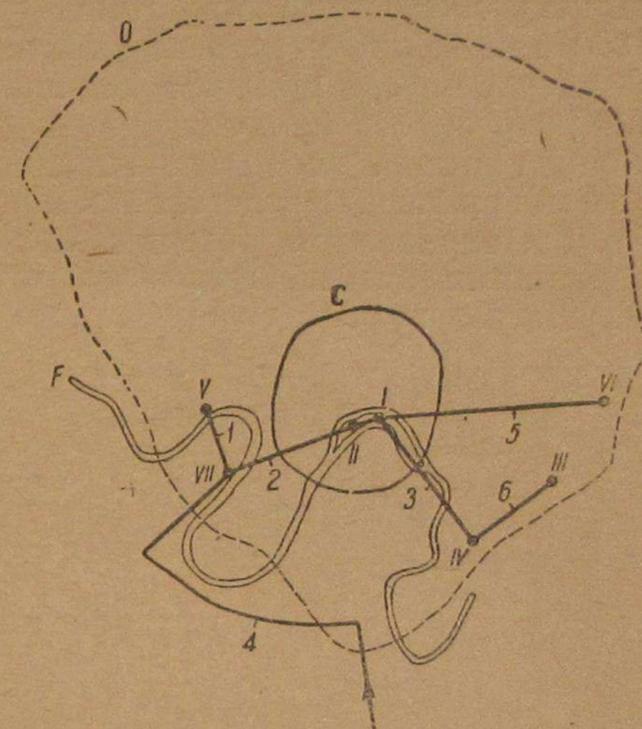
Газовое кольцо соединяет Фрунзенскую ТЭЦ, 1-ю и 2-ю МГЭС и ТЭЦ ВТИ.

Кольцевое ответвление замыкает Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ на 1-ю МГЭС и ТЭЦ ВТИ.

Ответвление на 2-ю ТЭЦ соединяет по прямой линии газовое кольцо со 2-й ТЭЦ.

Расчетные длины для определения диаметров следующие:

1. Газовое кольцо — рабочая длина газопровода $L' = 20$ км.



Фиг. 16. Схема распределительной сети газоснабжения московских ТЭЦ.

ТАБЛИЦА 62а

Расчетный часовой расход газа максимально холодного зимнего дня (в тыс. м³)

Электростанции	Теплотворная способность	
	2 560 кал/м ³	2 960 кал/м ³
1-я и 2-я МГЭС	295	255
1-я ТЭЦ	75	65
2-я ТЭЦ	45	39
Сталинская ТЭЦ	256	222
Фрунзенская ТЭЦ	115	99,5
ТЭЦ ВТИ	121	104,5
Всего	907	785

2. Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ в 1-ю ТЭЦ имеет длину $L'' = 7$ км.

3. Ответвление на 2-ю ТЭЦ имеет длину $L''' = 2$ км.

Начальное давление газа в кольце определяется конечным давлением в газопроводной магистрали, принятым в данном случае равным 2 ат.

Конечное давление газа в кольце определяется наименьшим давлением в наиболее удаленной точке газового кольца, которое лимитируется необходимостью иметь избыточное давление 1 000 мм вод. ст. в газовых форсунках паровых котлов.

Расчет потерь давления газа произведен применительно к часовой потребности теплоэлектроцентралей в газе в максимально холодный зимний день. Расход газа на каждой из теплоэлектроцентралей при данной расчетной температуре приводится в табл. 62а.

Для определения потерь давления мы пользовались уже приводившимися выше производными от основной формулы Веймута для расчета газопроводов:

$$D \frac{8}{3} = \frac{Q}{20,209 \cdot \sqrt{\frac{p_1^2 - p_2^2}{\gamma TL}}}; \quad a = D \frac{8}{3}; \quad b = \frac{Q_{расч}}{20,209 \cdot a},$$

$$p_1 = \sqrt{\gamma TL \cdot b^2 + p_2^2}.$$

Потеря давления газа $\Delta p = (p_1 - p_2)$ ат.

Расчитанная, таким образом, потеря давления дает возможность принять $p_2 = 1,14$ ат.

Газовое кольцо рассчитывается при условии прокладки двух труб по 0,5 расчетной пропускной способности каждая, что дает возможность значительно сократить диаметр. Кроме того, что особенно важно, две параллельные трубы имеют еще большой смысл и в отношении надежности питания теплоэлектроцентралей газом. Это тем более важно для газового кольца, от которого зависит подача газа во все точки, как расположенные на самом кольце, так и приключенные к нему.

При расчете диаметра кольцевого ответвления p_1 зависит от начального давления в газовом кольце и потери напора к началу кольцевого ответвления, что при p_1 в газовом кольце, равном 2 ат, дает возможность оценить p_1 в кольцевом ответвлении в 1,45 ат; p_2 принимается равным 1,14 ат.

В зависимости от p_1 в газовом кольце, равном 2 ат, начальное давление в кольцевом ответвлении на 2-ю ТЭЦ будет равно 1,2 ат; p_2 здесь также принимается 1,14 ат.

При определении размера капитальных вложений по распределительной газовой сети расчетные длины принимаются отличные от тех, из которых мы исходили при расчете диаметров кольца и ответвлений от него.

Основные исходные расчетные данные распределительной сети и определившиеся по ним диаметры кольца и ответвлений при начальном давлении в кольце $p_1 = 2$ ат

Показатели	Газовое кольцо		Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ		Кольцевое ответвление на 2-ю ТЭЦ	
	Торфодоменный газ	Двойной водяной газ	Торфодоменный газ	Двойной водяной газ	Торфодоменный газ	Двойной водяной газ
p_1 (в ат)	2	2	1,45	1,45	1,2	1,2
L (в км)	20	20	7	7	2	2
$Q_{расч}$ (в м ³ /час)	900 000	785 000	331 000	287 000	45 000	39 000
D (в см)	182 ¹	170 ¹	153	145	124	123

При прокладке газового кольца и кольцевого ответвления на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ кроме обычных работ и монтажа труб требуется строительство специальных сооружений, связанных с пересечением рек, железных дорог, удорожающих стоимость распределительной сети. С учетом этого фактора действительная длина кольца будет 24,2 км; кольцевого ответвления — на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ — 10,5 км, а ответвление на 2-ю ТЭЦ — 2 км. К этому следует добавить, что полная расчетная приведенная длина включает в себя еще некий коэффициент удорожания прокладки газопровода и может быть выражена следующей формулой:

$$L_{прив} = L \beta',$$

где $L_{прив}$ — приведенная расчетная длина для определения размера капитальных затрат;

L — длина, принятая для расчета диаметров;

β' — коэффициент удорожания.

Коэффициент удорожания составляет для газового кольца 1,2, а для кольцевого ответвления на 2-ю ТЭЦ — 1,8. Для кольцевого ответвления на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ пересечений, вызывающих удорожание стоимости газопровода, нет.

Таким образом приведенная расчетная длина распределительной сети, на основе которой рассчитан размер капиталовложений, представлена в табл. 64.

Применительно к указанным в табл. 64 приведенным расчетным протяженностям и рассчитывается экономика транспортирования газа по распределительной сети как газового кольца, так и кольцевых ответвлений (табл. 65).

¹ Два газопровода по 0,5 от $Q_{расч}$ каждый.

ТАБЛИЦА 64

Распределительная сеть	Действительная длина газопровода в км	Коэффициент удорожания	Приведенная расчетная длина газопровода в км
Газовое кольцо	24,2	1,2	29,2
Кольцевое ответвление	10,5	1,0	10,5
Ответвления на 2-ю ТЭЦ	2	1,8	3,6

ТАБЛИЦА 65

Распределительная сеть при p_1 в газовом кольце, равном 2 ат

Показатели	Торфо-доменный газ $Q_n^p = 2560$ кал/м ³	Двойной водяной газ $Q_n^p = 2960$ кал/м ³
	1. Капиталовложения (в тыс. руб.)	
а) Газовое кольцо	13 130	11 750
б) Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ	1 680	1 485
в) Ответвление на 2-ю ТЭЦ	490	470
Всего	15 300	13 705
2. Эксплуатацион. расходы (в тыс. руб.)		
а) Газовое кольцо	720	650
б) Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ	95	80
в) Ответвление на 2-ю ТЭЦ	25	20
Всего	840	750

Как видно из предыдущего, движение газа по распределительной сети происходит за счет остаточного давления в магистрали, и начальное давление в ней (распределительной сети) обусловлено конечным давлением (p_2) в магистральном газопроводе.

Небольшая разность в этом случае квадратов начального и конечного давления в распределительной сети и приводит к очень большим диаметрам труб (табл. 63).

Экономика распределительной сети определяется лишь стоимостью труб и их прокладки, поскольку по указанным уже при-

чинам необходимость в специальных затратах на компрессию отпадает. Следовательно, увеличение разности квадратов начального и конечного давления в распределительной сети путем повышения p_1 может привести к сокращению диаметра, а стало быть, и к уменьшению стоимости распределительной сети.

С противоположным влиянием, другого фактора — компрессией — мы в данном случае не сталкиваемся. Потребуется лишь

ТАБЛИЦА 66

Основные исходные расчетные данные распределительной сети и определившиеся по ним диаметры кольца и ответвлений при начальном давлении в кольце $p_1 = 4$ ат

Показатели	Газовое кольцо		Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ и 2-ю ТЭЦ		Кольцевое ответвление на 2-ю ТЭЦ	
	Торфо-домен. газ	Двойной водяной газ	Торфо-домен. газ	Двойной водяной газ	Торфо-домен. газ	Двойной водяной газ
p_1 (в ат)	4	4	2,7	2,7	1,2	1,2
L (в км)	20	20	7	7	2	2
$Q_{расч}$ (в м ³ /час)	900 000	785 000	331 000	287 000	45 000	39 000
D (в см)	132	135	113	107	63	60

соответственно повысить расчетное конечное давление в магистральном газопроводе. Повышение конечного давления в магистральном газопроводе с 2 до 4 ат при начальном давлении 15 ат, а тем более 20 ат вследствие весьма незначительного уменьшения разности квадратов этих величин отражается в очень небольшой мере на диаметре газопровода, а следовательно, и на стоимости его. Поскольку, с другой стороны, экономика компрессии зависит при неизменном расчетном количестве компримируемого газа от заданного давления в начале газопровода (p_1) и никакого значения при этом не имеет p_2 в газопроводе, повышение в последнем конечного давления в указанных пределах влечет за собой настолько ничтожно малые изменения в стоимости магистральном газопроводе, что ими можно пренебречь. Но в то же время повышение подобным путем расчетного давления в начале распределительной сети — газового кольца — с 2 до 4 ат дает весьма ощутительный эффект (ср. табл. 65 и 67).

Рассмотрение вопроса о распределительной сети применительно к конкретному случаю газоснабжения московских теплоэлектроцентралей дает основания и для некоторых выводов более общего порядка.

Мы прежде всего получили дополнительное подтверждение тому экономическому единству всех звеньев газификации, о котором выше уже была речь.

Экономическая взаимозависимость между перемещением газа по магистральному газопроводу и по распределительной сети заключается не только в том, что от давления в конце магистрали в решающей степени зависит, как это было показано, экономичность распределительной сети, но и в том, что интересы последней могут подсказать оптимальные для каждого данного случая давления в конце магистрали. Экономическая неразрывность сводится, следовательно, к тому, что даже мыслимый некоторый

ТАБЛИЦА 67

Распределительная сеть при p_1 в газовом кольце, равном 4 ат

Показатели	Торфо-доменный газ $Q_n^p = 2560 \text{ кал/м}^3$	Двойной водяной газ $Q_n^p = 2960 \text{ кал/м}^3$
1. Капиталовложения (в тыс. руб.)		
а) Газовое кольцо	9 765	7 045
б) Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ . . .	1 015	935
в) Ответвление на 2-ю ТЭЦ . . .	240	210
Всего	11 020	8 190
2. Эксплуатационные расходы (в тыс. руб.)		
а) Газовое кольцо	540	390
б) Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ и 1-ю ТЭЦ . . .	60	50
в) Ответвление на 2-ю ТЭЦ . . .	15	12
Всего	615	452

ущерб от изменения конечного давления в магистрали, рассматриваемый не сам по себе, превращается, как это наблюдается в исследованном случае, в свою собственную противоположность, когда при этом учитывается эффект в другом звене системы дальнего газоснабжения — распределительной сети.

Для экономичности распределительной сети не безразлично также, как в данной системе разрешается вопрос о газовом резерве. Установка, например, газгольдеров низкого давления¹

¹ Газгольдеры высокого давления требуют значительно более высоких капиталовложений и поэтому менее экономичны, чем газгольдеры низкого давления.

обуславливает и соответственное давление в конце магистрального газопровода. В зависимости от этого будет находиться и давление в газовом кольце.

При желании или необходимости иметь более высокое давление приходится прибегнуть к помощи газодувок, установка и эксплуатация которых сопряжены со значительными затратами. Прибегнуть в этом случае к более высокому начальному давлению в распределительной сети уже может оказаться неэкономичным, так как эффект, полученный на первоначальной стоимости и эксплуатационных затратах, может оказаться с лихвой поглощенным затратами по специальному повышению давления.

ГЛАВА X

ГАЗООБРАЗНОЕ И ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО ПОД КОТЛАМИ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ

Чтобы получить возможность дать экономическую оценку преимуществам газообразного топлива под котлами теплоэлектростанций, произведен специальный расчет условий сжигания твердого топлива и в газообразном состоянии на теплоэлектростанции с установленной мощностью 100 000 кВт.

Годовая выработка электроэнергии составит $280 \cdot 10^6 \text{ кВтч}$.

Удельный расход условного топлива на выработанный киловаттчас запроектирован в $0,48 \text{ кг/кВтч}$.

Годовой расход условного топлива на выработку электроэнергии будет $280 \cdot 10^6 \cdot 0,48 = 135 000 \text{ т}$.

Годовая выработка тепловой энергии в виде пара и горячей воды $540 000 \text{ мгкал}$. Удельный расход условного топлива на отданную мегакалорию 175 кг/мгкал .

Годовой расход условного топлива на выработку тепловой энергии $175 \cdot 540 \text{ т} = 94 500 \text{ т}$.

Суммарный годовой расход условного топлива на выработку тепловой и электрической энергии

$$B_2 = B_{эл} + B_m = 135 000 + 94 500 = 229 500 \text{ т}.$$

Необходимо, кстати, заметить, что целый ряд несомненных преимуществ санитарно-гигиенического порядка, связанных с оборудованием ТЭЦ на газообразном топливе, вовсе не представляется возможным оценить экономически, например, чистота сгорания и отсутствие каких-либо отравляющих веществ с уходящими в атмосферу газами.

На теплоэлектростанции предполагается шесть котлов горизонтально-водотрубных одноходовых секционного типа производительностью 160/200 т пара в час, давлением 64 ат, температура перегрева $460-475^\circ \text{C}$.

Сопоставляются два вида топлива:

- 1) пылевидное (подмосковный уголь) и
- 2) двойной водяной газ.

Элементарный рабочий состав сырого подмосковного угля:

$$C^p = 32,0\%; \quad H^p = 2,3\%; \quad O^p = 10,0\%; \quad N^p = 0,6\%;$$

$$S_a^p = 2,8\%; \quad A^p = 17,3\%; \quad W^p = 35,0\%. \quad \text{Всего } 100\%.$$

Теплотворная способность сырого угля 2980 кал/кг топлива. Подсушка предполагается во взвешенном состоянии с осуществлением ее в трубе-сушилке (труба Рема). Основная сушка происходит в сушильной трубе смесью воздуха после воздухоподогревателя и газов, отбираемых из топки котла. Мельница включается параллельно сушильной трубе и в ней топливо досушивается. Влажность сырого угля $W_1^p = 35\%$.

Влажность угля, поступающего из сушильной трубы в мельницу, $W_2^p = 22\%$.

Влажность угля, досушенного в мельнице, $W_3^p = 15\%$.

Элементарный рабочий состав подсушенного угля:

$$C^{p'} = 42,1\%; \quad H_a^{p'} = 3,02\%; \quad O^{p'} = 13,1\%; \quad N^{p'} = 0,785\%;$$

$$S_a^{p'} = 3,4\%; \quad A^{p'} = 22,595\%; \quad W^{p'} = 15,0\%. \quad \text{Всего } 100\%.$$

$$Q_n^{p'} = 3860 \text{ кал/кг.}$$

Сушка в мельнице производится за счет тепла воздуха, вентилирующего мельницу.

Температура воздуха после воздухоподогревателя 310° С.

Температура дымовых газов, отбираемых из топки котла, 880° С.

Температура смеси газов и воздуха перед сушильной трубой 450° С.

Расход сушильной смеси (газы и воздух) составляет 2,18 кг/кг топлива.

Расход сухого топлива ($W^p = 15\%$), $B_c = 31400 \text{ кг/час.}$

Расход влажного топлива:

$$B_{вл} = B_c \frac{100 - W_3}{100 - W_1} = 31400 \cdot \frac{100 - 15}{100 - 35} = 41000 \text{ кг сырого топлива}$$

в час.

Количество килограммов сушильной смеси равно

$$\frac{41000}{2,18} = 18800 \text{ кг,}$$

из них газов

$$0,28 \cdot 18800 = 5250 \text{ кг/час.},$$

воздуха

$$0,72 \cdot 18800 = 13550 \text{ кг/час.}$$

Удельный расход топочных газов на подсушку в трубе Рема, приходящихся на 1 кг сухого топлива, равен

$$\frac{5250}{31400} = 0,167 \text{ кг газа/кг сухого топлива.}$$

Теоретический расход сухого атмосферного воздуха для сжигания 1 кг топлива

$$L_0 = 5,473 \text{ кг воздуха/кг топлива.}$$

Часовой расход воздуха для котельной установки

$$L_{час} = L_m^1 \cdot L_0 \cdot B_{час} = 1,2 \cdot 5,473 \cdot 31400 = 207000 \text{ кг/час.}$$

Подсушка воздухом подмосковного угля в мельнице. Расход недосушенного топлива равен

$$31400 \cdot \frac{100 - 15}{100 - 22} = 34400 \text{ кг/час.}$$

По данным Котлотурбины количество воздуха, необходимого для вентиляции мельницы и для транспортирования топлива, отнесенного к 1 кг недосушенного топлива, составляет 1,655 кг/кг.

Следовательно, полный расход вентилируемого воздуха для мельницы будет

$$34400 \cdot 1,665 = 57400 \text{ кг,}$$

а суммарный расход воздуха на мельницу и трубу-сушилку

$$13550 + 57400 = 70950 \text{ кг/час.}$$

Количество воздуха, направляемого непосредственно из воздушного подогревателя в топку, составит

$$207000 - 70950 = 136050 \text{ кг/час.}$$

Количество и температура воздуха, направляемого в топку:

1) непосредственно из воздушного подогревателя — 136050 кг/час, температура 275° С;

2) из мельницы — 57400 кг/час, температура 165° С;

3) из трубы-сушилки — 13550 кг/час, температура 185° С.

Таким образом 1 кг воздуха, идущего из воздушного подогревателя, разбивается на три потока:

1) в топку 66%	0,660 кг
2) в мельницу 27,7%	0,277 "
3) в трубу-сушилку 6,3%	0,063 "

Всего 1 кг

¹ См. табл. 68.

Избыток воздуха	%				
	CO ₂	SO ₂	RO ₂	O ₂	N ₂
Топка $L_m = 1,2$	15,8	0,4	16,2	3,5	80,3
За пароперегревателем $L_{пер} = 1,35$	14,4	0,4	14,4	5,45	80,5
За воздушным подогревателем $L_{вп} = 1,5$	12,6	0,3	12,9	7,06	80,04

Температура поступающей в топку смеси различных потоков воздуха будет

$$(0,66 \cdot 275) + (0,277 \cdot 165) + (0,063 \cdot 185) = 239,3^\circ \text{C}$$

Теоретическая температура сгорания топлива без учета добавочного количества газов, направляемых из трубы-сушилки, 1790°C .

Тепловой баланс котельной установки и расход топлива:

Температура уходящих газов t_{yx} принимается 180°C .
 По Шюле определена теплоемкость газов для $t_{yx} = 180^\circ \text{C}$:
 Теплоемкость двухатомных газов $c_2 = 0,314 \text{ кал/м}^3 \cdot ^\circ \text{C}$
 " трехатомных " $c_3 = 0,43$ "
 " водяных паров $c_n = 0,372$ "
 Запас тепла в дымовых газах при $t_{yx} = 180^\circ \text{C}$ будет

$$V_2 c_2 t_{yx} = (V_2 c_2 + V_3 c_3 + V_n c_n) t_{yx} = \{(5,2708 \cdot 0,314) + (0,7792 \cdot 0,43) + (0,605 \cdot 0,372)\} \cdot 180 = 400 \text{ кал/кг}$$

Для $t_{вх} = 25^\circ \text{C}$ теплоемкость газов соответственно будет

$$c_2 = 0,312; \quad c_3 = 0,392; \quad c_n = 0,366 \text{ кал/м}^3 \cdot ^\circ \text{C}$$

$$V_2 c_2 t_{вх} = \{(5,2708 \cdot 0,312) + (0,7792 \cdot 0,392) + (0,605 \cdot 0,366)\} \cdot 25 = 54 \text{ кал/кг}$$

Потеря тепла с отходящими газами

$$Q_2 = 400 - 54 = 346 \text{ кал/кг топлива}$$

м ³ /кг топлива					
V_y	V_{SO_2}	V_3	V_2	$V_{с.г}$	V_n
0,76	0,0192	0,7792	4,0308	4,81	0,59
0,755	0,0242	0,7792	4,6208	5,4	0,6
0,764	0,0152	0,7792	5,2708	6,05	0,605

или в процентах:

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_n^p} \cdot 100 = \frac{346}{3860} \cdot 100 = 9\%$$

Потеря тепла установкой в окружающую среду $q_5 = 3,5\%$.
 Сумма потерь тепла в процентах

$$\sum q = q_2 + q_4 + q_5 = 9 + 3 + 3,5 = 15,5$$

Коэффициент полезного действия котельной установки

$$\eta_{к.у} = 100 - 15,5 = 84,5\%$$

Видимая испарительность подсушенного топлива

$$u = \frac{Q_n^p \eta_{к.у}}{\Delta i} = \frac{3860 \cdot 0,845}{642} = 5,1 \text{ кг пара/кг топлива}$$

Часовой расход подсушенного топлива

$$B = \frac{D}{u} = \frac{160000}{5,1} = 31400 \text{ кг/час}$$

Баланс котельной установки и расход подсушенного топлива

$t_{yx} \text{ } ^\circ \text{C}$	$q_2 \text{ } \%$	$q_4 \text{ } \%$	$q_5 \text{ } \%$	$\sum q \text{ } \%$	$\eta \text{ } \%$	$u \text{ в кг/кг}$	$B \text{ в кг/час}$
180	9	3	3,5	15,5	84,5	5,1	31400

ТАБЛИЦА 70

Сводная таблица основных расчетных величин для секционного одноходового горизонтально-водотрубного котла системы инж. Виндмана и Семененко на пыли подсушенного подмосковного угля

Наименование	Поверхность нагрева в м ²	Температура газов при входе в °С	Температура газов при выходе в °С	Коэффициент теплопередачи в кал/м ² час °С	Примечание
Топка	Полная поверхность нагрева экрана 705	$t_{гор} 1790$	1150	—	—
Фестон	155	1150	1060	45	—
Первый газеход котла	740	1060	795	38	
Пароперегреватель .	276	795	390	38	$P_k = 64 \text{ атм}$ $t_{пер} = 475^\circ \text{С}$
Воздушный подогреватель		390	180	12	Температура подогретого воздуха равна 275°С

Элементарный состав двойного водяного газа:

$$\text{H}_2 = 47\%; \text{CO} = 34\%; \text{CH}_4 = 8\%; \text{C}_n\text{H}_m = 1\%; \text{CO}_2 = 7\%; \\ \text{N}_2 = 3\%. \text{ Всего } 100\%.$$

Удельный вес двойного водяного газа при 0°С и 760 мм равен $0,712 \text{ кг/м}^3 \text{ рт. ст.}$

Элементарный рабочий состав двойного водяного газа по весу на 1 кг газа будет:

$$\text{H}_2 = \frac{\text{H}_2}{100} \cdot \gamma_{\text{H}_2} \cdot \frac{1}{\gamma_2} \cdot 100 = \frac{\text{H}_2 \gamma_{\text{H}_2}}{\gamma_2} = \frac{47 \cdot 0,089}{0,712} = 5,86\%$$

аналогично имеем:

$$\text{CH}_4 = \frac{\text{CH}_4 \cdot \gamma_{\text{CH}_4}}{\gamma_2} = \frac{8 \cdot 0,715}{0,712} = 8,05\%$$

$$\text{CO} = \frac{\text{CO} \cdot \gamma_{\text{CO}}}{\gamma_1} = \frac{34 \cdot 1,251}{0,712} = 60\%$$

$$\text{C}_2\text{H}_4 = \frac{\text{C}_2\text{H}_4 \cdot \gamma_{\text{C}_2\text{H}_4}}{\gamma_1} = \frac{1 \cdot 1,251}{0,712} = 1,76\%$$

$$\text{CO}_2 = \frac{\text{CO}_2 \cdot \gamma_{\text{CO}_2}}{\gamma_1} = \frac{7 \cdot 1,965}{0,712} = 19,3\%$$

$$\text{N}_2 = \frac{\text{N}_2 \cdot \gamma_{\text{N}_2}}{\gamma_1} = \frac{3,0 \cdot 1,251}{0,712} = 5,03\%$$

Всего 100%

Условный рабочий состав двойного водяного газа по весу в переводе на твердое топливо:

$$\text{C}^p = \frac{\text{CO}_2}{44} \cdot 12 + \frac{\text{C}_2\text{H}_4}{28} + \frac{\text{CO}}{28} \cdot 12 + \frac{\text{CH}_4}{16} \cdot 12 =$$

$$= \frac{19,3 \cdot 12}{44} + \frac{1,76 \cdot 24}{28} + \frac{60 \cdot 12}{28} + \frac{8,05 \cdot 12}{16} =$$

$$= 5,27 + 1,51 + 25,7 + 6,05 = 38,53\%$$

$$\text{H}^p = \frac{\text{CH}_4 \cdot 4}{16} + \frac{\text{C}_2\text{H}_4 \cdot 4}{28} + \text{H}_2 = \frac{8,05 \cdot 4}{16} + \frac{1,76 \cdot 4}{28} +$$

$$+ 5,86 = 2,0 + 0,25 + 5,86 = 8,11\%$$

$$\text{N}^p = \text{N}_2 = 5,03\%$$

$$\text{O}^p = \frac{\text{CO} \cdot 16}{28} + \frac{\text{CO}_2 \cdot 32}{44} = \frac{60 \cdot 16}{28} + \frac{19,3 \cdot 32}{44} = 48,33\%$$

Условный рабочий состав, таким образом, получается:

$$\text{C}^p = 38,53\%$$

$$\text{H}^p = 8,11\%$$

$$\text{N}^p = 5,03\%$$

$$\text{O}^p = 48,33\%$$

Всего 100%

$$Q_n^p = 4600 \text{ кал/кг.}$$

Теоретический объем сухого воздуха, необходимого для сжигания 1 м^3 газа,

$$V_0 = \frac{1}{100} \left\{ \frac{[0,5(\text{H}_2 + \text{CO}) + 2\text{CH}_4 + 3\text{C}_2\text{H}_4]}{0,21} \right\} =$$

$$= \frac{1}{100} \left\{ \frac{[0,5(47 + 34) + (2 \cdot 8) + (3 \cdot 1)]}{0,21} \right\} = 2,83 \text{ м}^3 \text{ газа при } 0^\circ \text{С и}$$

760 мм рт. ст.

Так как в 1 м³ содержится 0,712 кг, то теоретический объем сухого воздуха, необходимый для горения 1 кг, найдется следующим образом:

$$(V_0)' = \frac{V_0}{\gamma_1} = \frac{2,83}{0,712} = 4 \text{ м}^3/\text{кг} \text{ газа, а } L_0 = (V_0)' \cdot \gamma_6 = 4 \cdot 1,293 = 5,16 \text{ кг/кг.}$$

Тепловой баланс котельной установки на двойном водяном газе и расход топлива:

Температура уходящих газов (t_{yx}) = 180° С.

Потеря тепла с отходящими газами

$$Q_2 = (V_2 c_2 t_{yx} - V_2 c_2 t_{6x}) \text{ кал/кг газа.}$$

Для $t_{yx} = 180^\circ \text{C}$ по Шюле найдена теплоемкость газов:

Теплоемкость двухатомных газов $c_2 = 0,314 \text{ кал/м}^3 \text{ }^\circ \text{C}$

„ трехатомных „ $c_3 = 0,43$ „

„ водяных паров $c_n = 0,372$ „

Запас тепла в дымовых газах при $t_{yx} = 180^\circ \text{C}$ будет

$$V_1 c_1 t_{yx} = (V_2 c_2 + V_3 c_3 + V_n c_n) \cdot t_{yx} = \{(4,934 \cdot 0,314) + (0,716 \cdot 0,43) + (0,985 \cdot 0,372)\} \cdot 180 = 400 \text{ кал/кг газа.}$$

Для $t_{6x} = 25^\circ \text{C}$ теплоемкость газов соответственно будет:

$$c_2 = 0,312; \quad c_3 = 0,392; \quad c_n = 0,366 \text{ кал/м}^3 \text{ }^\circ \text{C};$$

$$V_2 c_2 t_{6x} = \{(4,934 \cdot 0,312) + (0,716 \cdot 0,392) + (0,985 \cdot 0,366)\} \cdot 25 = 54,5 \text{ кал/кг газа;}$$

$$Q_2 = 400 - 54,5 = 345,5 \text{ кал/кг газа.}$$

Потеря тепла с отходящими газами

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_n^p} \cdot 100 = \frac{345,5}{4600} \cdot 100 = 7,5\%$$

Потеря тепла установкой в окружающую среду

$$q_5 = 3,5\%$$

Сумма потерь тепла

$$\sum q = q_2 + q_5 = 7,5 + 3,5 = 11,0\%$$

Коэффициент полезного действия котельной установки

$$\eta_{к.у} = 100 - \sum q = 100 - 11,0 = 89,0\%$$

Давление пара на котле $p_k = 64 \text{ атм.}$

Температура перегретого пара $t_{пер} = 475^\circ \text{C.}$

Температура питательной воды в котле $t_{н.в} = 160^\circ \text{C.}$

Теплосодержание перегретого пара (по IS-диаграмме)

$$i_{пер} = 802 \text{ кал/кг.}$$

Сообщенное теплосодержание пару и воде в котле

$$\Delta i = i_{пер} - t_{н.в} = 802 - 160 = 642 \text{ кал/кг.}$$

Высшая испарительность топлива

$$u = \frac{Q_y^k \cdot \gamma_y^k}{\Delta i} = \frac{4600 \cdot 0,890}{642} = 6,40 \text{ кг пара/кг газа.}$$

Часовой расход топлива

$$B = \frac{D}{u} = \frac{160000}{6,4} = 25000 \text{ кг газа, или } 35000 \text{ м}^3 \text{ газа.}$$

ТАБЛИЦА 71

Баланс тепла котельной установки и расхода топлива

$t_{yx} \text{ }^\circ \text{C}$	$q_2 \%$	$q_5 \%$	$\Sigma q \%$	$q_1 \%$	$u \text{ в кг/кг}$	B	
						кг/час	м ³ /час
180	7,5	3,5	11,0	89	6,4	25000	35000

Теоретическая температура горения 2100° С

Ориентировочно температура воздуха при входе в топку

принимается 250° С

ТАБЛИЦА 71а

Состав дымовых газов в различных пунктах котельной установки

Избыток воздуха	%			м ³ /кг газа					
	RO ₂	O ₂	N ₂	VO ₂	VN ₂	V ₂	V ₃	V _{c.г}	V _п
В топке $L_m = 1,15$.	16,1	2,64	81,26	0,118	3,616	3,734	0,716	4,45	0,965
За пароперегревателем $L_{пер} = 1,25$. .	14,75	4,19	81,06	0,204	3,94	4,134	0,716	4,85	0,972
Перед воздушным подогревателем $L_{в.н'} = 1,35$	13,6	5,5	80,9	0,29	4,264	4,554	0,716	5,27	0,98
За воздушным подогревателем $L_{в.н''} = 1,45$	12,7	6,52	80,78	0,368	4,566	4,934	0,716	5,65	0,985

ТАБЛИЦА 72

Сводная таблица основных расчетных величин для секционного одноходового горизонтально-водотрубного котла системы инж. Виндмана и Семенико на газовом отоплении (двойной водяной газ).

Наименование	Поверхность нагрева в м ²	Температура газов при входе, °С	Температура газов при выходе, °С	Средняя скорость газов м/сек	Коэффициент теплопередачи в кал/м ² час °С	Примечание
Топка	Полная поверхность нагрева экрана 314	$t_{гор} = 2100$	1300	—	—	
Фестон	155	1300	1170	4,8	50	
Первый газосход котла	740	1170	810	6,65	40	
Пароперегреватель	2970	810	330	5,05	40	$p_k = 64 \text{ ат}$ $t_{пер} = 475^\circ \text{ С}$
Воздушный подогреватель	5500	330	180	$W_2 = 5,75$ $W_8 = 6,3$	12	Температура подогретого воздуха 250° С

ТАБЛИЦА 73

Сводная таблица сопротивлений и мощности дымососа и дутьевого вентилятора для твердого и газообразного топлива

Топливо	Дымосос			Дутьевой вентилятор		
	Расход газов в м ³ /сек	Сопротивление при форсировке в мм вод. ст.	Потребная мощность в л. с.	Расход воздуха в м ³ /сек	Сопротивление при форсировке в мм вод. ст.	Потребная мощность в л. с.
Двойной водяной газ	103	36	114	40	200	225
Пыль подмосковного угля (сушонка)	126	При циклонах 108	При циклонах 420	53	240	350
		При электрофильтре 74	При электрофильтре 300			

ТАБЛИЦА 74

	Двойной водяной газ	Пыль подмосковного угля
1. Удельный рабочий состав топлива по весу	$C^p = 38,53\%$ $H^p = 8,11\%$ $N^p = 5,03\%$ $O^p = 48,33\%$ $Q_n^p = 4600 \text{ кал/кг}$	$C^p = 42,1\%$ $H^p = 3,02\%$ $N^p = 0,785\%$ $O^p = 13,1\%$ $S_A^p = 3,4\%$ $A^p = 22,59\%$ $W_p = 15,0\%$ $Q_n^p = 3860 \text{ кал/кг}$
2. Теоретический объем сухого воздуха для сжигания 1 кг топлива	5,16 кг/кг	5,473 кг/кг
3. Избыток воздуха:		
1) в топке L_m	1,15	1,2
2) в пароперегревателе $L_{пер}$	1,25	1,35
3) перед воздушным подогревателем $L_{в'}$	1,35	—
4) за воздушным подогревателем $L_{в''}$	1,45	1,5
4. Потеря тепла:		
1) с отходящими газами	7,5%	9%
2) установкой в окружающую среду	3,5%	3,5%
3) от механической неполноты горения	—	3%
5. Коэффициент полезного действия котельной установки (парадный)	89%	84,5%
6. Годовой эксплуатационный коэффициент ухудшения	1,03	1,07
7. Годовой эксплуатационный к. п. д.	86,5%	79%
8. Часовой расход топлива	25 000 кг	31 400 кг
9. Температура горения (теоретическая)	2100° С	1790° С
10. Объем топочного пространства	735 м ³	665 м ³
11. Видимая испарительность топлива (парадная)	6,4 кг пара (4,55)/кг топлива ¹	5,1 кг пара/кг угля
12. Среднегодовая видимая испарительность топлива	4,41 кг пара/м ³ газа	4,77 кг пара/кг угля

¹ В скобках — видимая испарительность топлива в пересчете на 1 м³ двойного водяного газа.

По приведенным данным об элементарном составе каждого из двух сравниваемых видов топлива, условиях дутья, тепловом балансе котельной установки, а также испарительности топлива и расходе его составлена сводная табл. 74 всех важнейших показателей, характеризующих работу котельной установки на пылевидном подмосковном угле и двойном водяном газе.

ГЛАВА XI

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧНОСТЬ БАЗИРОВАНИЯ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ НА ТВЕРДОМ И ГАЗООБРАЗНОМ ТОПЛИВЕ

1. ЭКОНОМИКА ПРОИЗВОДСТВА ПАРА

Приведенные в предыдущей главе особенности, обусловленные сжиганием твердого и газообразного топлива под котлами теплоэлектроцентралей, отражаются как на капиталовложениях в механическое и тепловое оборудование, связанное с выработ-

ТАБЛИЦА 75

Сводная таблица капиталных затрат в механическое и тепловое оборудование, связанное с выработкой пара, и в строительные сооружения (в рублях)

Наименование	Двойной водяной газ	Пыль подмосковного угля
1. Котельная	7 683 000	10 722 000
2. Пылеприготовление	—	6 945 200
3. Деаэрационные установки	270 000	270 000
4. Питательные насосы	350 000	350 000
5. Насосы и баки	121 000	121 000
6. Трубопроводы	3 696 000	3 696 000
7. Угольный склад, топливоподача и дробильное отделение	—	1 391 500
8. Золоудаление	—	386 700
9. Нефтеоборудование	75 500	75 500
10. Химическая водоочистка	300 000	300 000
11. Измерительные приборы	120 000	168 000
Итого по 11 пп.	12 615 000	24 425 900
Всего по 11 пунктам с начислением 34%	16 904 770	32 730 706
12. Строительные сооружения	13 603 826	19 822 509
Всего	30 508 596	52 553 215

кой пара, а равно и в строительные сооружения, так и на эксплуатационных затратах в этой части (табл. 75 и 76).

Капиталовложения при газовом топливе составляют едва 0,6 от суммы капитальных затрат, которая при равной мощности и производительности теплоэлектроцентрали требуется, когда установка работает на пылевидном подмосковном угле.

Важнейшей статьёй, ухудшающей в этой части сравнительную экономичность пылевидного топлива, является пылеприготовление, обусловленное работой современных крупных котельных на угле. Удельный вес этой статьи в общей сумме капитальных затрат на оборудование составляет 28%.

При газообразном топливе, кроме того, отпадает, естественно, необходимость в оборудовании по золоудалению, дроблению угля и пр.

Стоимость самой котельной, как видно из табл. 75, также значительно выше в том случае, когда теплоэлектроцентраль рассчитывается на пылевидное топливо (на 31%). Преимущества газообразного топлива здесь заключаются, главным образом, в меньшей стоимости воздушных подогревателей, дымососного устройства, дутьевых вентиляторов и пр. Наконец, в эту же статью затрат входят и электрофильтры для улавливания летучей золы из дымовых газов, необходимость в которых, разумеется, исключается при газообразном топливе.

Большая экономичность газообразного топлива не исчерпывается, однако, данными табл. 75. Там остается неучтенным вопрос об очистке дымовых газов от сернистых соединений. Это

ТАБЛИЦА 76

Эксплуатационные расходы по выработке пара в котельных теплоэлектроцентралях при работе на пылевидном и газообразном топливе (в тыс. руб.)

№ по пор.	Статьи расхода	Двойной водяной газ	Пыль подмосковного угля
1	Амортизация оборудования	1 014,3	1 963,8
2	Амортизация строительной части	408,1	579,7
3	Текущий ремонт оборудования	507,2	981,9
4	Текущий ремонт строительной части	136,0	193,2
5	Смазка	92,4	109,2
6	Расход энергии на собственные нужды	330,1	1 341,8
7	Зарплата	615,9	899,0
8	Расход на металл (для мельниц)	—	166,5
	Всего	3 104	6 235,1
	Годовой расход пара в <i>m</i>	2 020 000	2 020 000
	Стоимость, падающая на 1 <i>m</i> пара, в руб.	1,54	3,09
	Двойной водяной газ принят за 100	100%	200%

2. ТРАНСПОРТ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА ПО ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГЕ

Для выявления сравнительной экономичности базирования теплоэлектростанций на твердом и газообразном топливе требуется еще учесть экономику транспортирования твердого топлива (уголь, торф).

Расчет как стоимости перевозки топлива по железной дороге, так и капиталовложений в подвижной состав произведен по методологии и основным измерителям Центрального научно-исследовательского института железнодорожного строительства, скорректированным применительно к особому характеру перевозки топлива. При подсчете принималось во внимание, что уголь перевозится в маршрутных поездах, состоящих из большегрузных четырехосных вагонов грузоподъемностью 50 т. Процент обратного порожняка принят равным 100.

Что касается торфа, то также предполагается, что перевозка по магистрали будет происходить в маршрутных поездах, но, в отличие от угля, составленных из специальных вагонов грузоподъемностью 44 т; коэффициент использования вагона принят 0,8; обратный порожняк — 100%.

Местной топливной базой теплоэлектростанций Москвы может быть, с одной стороны, Подмосковский угольный бассейн, а с другой — наиболее крупный торфяной массив «Оршинский мох». Отдаленность от Москвы угольной базы принимается 220 км, а торфяной — 160 км. Себестоимость перевозки с учетом передачи маршрутов с магистрали на окружную железную дорогу составляет для угля 2 р. 92 к. за 1 т, а торфа — 2 р. 01 к. за 1 т.

Стоимость хранения подмосковного угля по данным Мосэнерго 0,97 коп. за 1 т.

Экономика транспорта торфа усложняется еще дополнительными весьма значительными затратами на погрузку в вагон широкой колеи, которые принимаются 2 р. 45 к. за 1 т, а также

ТАБЛИЦА 78

Показатели	Подмосковный уголь в руб.	Торф в руб.
Себестоимость 1 т франко-район топливодобычи	14,46	15,80 ¹
Себестоимость перевозки до Москвы	2,92	2,01
Погрузка, выгрузка, хранение	0,97 ²	3,65
Всего	18,35	21,46

¹ При определении стоимости торфа в интересах сопоставимости принята такая же стоимость, как и для газификации в домне-генераторе с пересчетом на меньшую калорийность, обусловленную средней влажностью против торфа с кондиционной влажностью и более высокой калорийностью, предусмотренную для газификации в домне-генераторе.

² Только хранение.

более высокими, чем по углю, складскими расходами и стоимостью выгрузки — 1 р. 20 к. за 1 т.

Эквивалентное газу годовое количество твердого топлива определяется из следующих данных: 1) принятый годовой расход топлива в условном выражении, применительно к которому сделаны все конкретные расчеты по газификации, составляет 1 300 000 т; 2) калорийность сопоставляемого рядового твердого топлива принимается для подмосковного угля $Q_n^p = 2980$ кал/кг, а для торфа $Q_n^p = 2900$ кал/кг; 3) эксплуатационный к. п. д. котельной при сжигании подмосковного угля в пылевидном состоянии принимается 79% (табл. 74), а торфа согласно эксплуатационным данным Шатурской ГРЭС за 1930 г. — 78%. Хотя в последующие годы фактический к. п. д. Шатурской ГРЭС, работающей на торфе, ниже и колеблется в пределах 72—74%, но по исследованиям ВТИ причиной этого является неустойчивость топливного режима и прочие факторы, необязательные при нормальных условиях работы крупной торфяной станции, и в соответствии с этим для сравнения нами принимается к. п. д. котельной по торфу 78%; 4) при транспорте топлива происходит расщепление, и известная часть его теряется; для обоих сравниваемых видов твердого топлива принимается 3% потерь.

Таким образом с учетом всех этих условий подмосковного угля в год потребовалось бы

$$\frac{1\,300\,000 \cdot 7\,000 \cdot 1,03}{2\,980 \cdot 0,79} = 4\,665\,000 \text{ т,}$$

а торфа

$$\frac{1\,300\,000 \cdot 7\,000 \cdot 1,03}{2\,680 \cdot 0,78} = 4\,475\,000 \text{ т.}$$

Стоимость годовой потребности теплоэлектростанций в топливе франко-Москва составит:

ТАБЛИЦА 79

Наименование	Подмосковный уголь	Торф
Количество (в тыс. т)	4 665	4 475
Стоимость 1 т (в руб.)	18,35	21,46
Сумма (в млн. руб.)	85	96

При исчислении капиталовложений в железнодорожный транспорт принят во внимание лишь подвижной состав. При этом исходим из предпосылки, что магистрали, по которым топливо должно было бы перевозиться к Москве, обладают достаточным резервом пропускной способности, чтобы топливные перевозки

Основные показатели, характеризующие экономику базирования теплоэлектростанций на твердом и газообразном топливе

Показатели	Газообразное топливо			Твердое топливо	
	Торфяной газ		Двойной водяной газ	Пылеугольное (подмосковный уголь)	Торф
	без выплавки мела	с выплавкой чугуна			
А. Капиталовложения (в млн. руб.)					
1. Производство топлива	200	200	177,2	—	—
2. Транспорт					
а) Торфо-доменный газ и торф—160 км	99,8	99,8	—	—	51,2
б) Подмосковный уголь и газ—220 км .	—	—	125,4	8,2	—
3. Хранение топлива	—	—	—	2,4	3,0
4. Сжигание (котельное хозяйство)	131,0	131,0	131,0	224,0	185,0
Всего	430,8	430,8	433,6	234,6	239,2
Подмосковный уголь принят за 100	184%	184%	185%	100%	102%
Б. Эксплуатационные расходы (в млн. руб.)					
1. Связанные с производством газа (за вычетом отходов)	91,8	73,4	83,6	—	—
1а. Стоимость топлива	—	—	—	67,7	70,8
2. Связанные с транспортированием:					
а) Торфо-доменный газ и торф—160 км	13,9	13,9	—	—	9,0
б) Подмосковный уголь и двойной водяной газ—220 км	—	—	13,4	13,7	—
Всего	105,7	87,3	93	81,4	79,8
3. Связанные с хранением	—	—	—	4,5	16,3 ¹
4. Связанные с сжиганием	13,3	13,3	13,3	26,8	20,6
Всего эксплуатационных расходов	119	100,6	106,3	112,7	116,7

¹ Сюда включена и стоимость погрузки и выгрузки торфа, составляющая основную часть этих затрат.

могли совершаться без дополнительных капиталовложений в путевое хозяйство.

По данным, разработанным на основании методологии ЦИС, рассчитанным применительно к перевозке 1 млн. т топлива, требуется 92 вагона указанной выше грузоподъемности и 2,85 электровагона для подмосковного угля при дальности пробега, соответствующей расстоянию Щекино—Москва, а для торфяного варианта—98 вагонов и 1,5 электровагона при дальности пробега, равной 160 км.

Применительно к масштабам топливоперевозок, соответствующих принятой в расчет потребности теплоэлектростанций, количество подвижного состава определяется следующим образом:

Для подмосковного угля (220 км):
 вагонов $92 \cdot 4,665 = 430$
 электровагонов $2,85 \cdot 4,665 \approx 13$

Для торфа (160 км):
 вагонов $98 \cdot 4,475 = 439$
 электровагонов $1,5 \cdot 4,475 \approx 7$

При стоимости одного вагона 10 000 руб. и одного электровагона 300 000 руб. размер капитальных затрат в подвижной состав получается:

Для подмосковного угля (в руб.):
 вагоны $430 \cdot 10\,000 = 4\,300\,000$
 электровагоны $13 \cdot 300\,000 = 3\,900\,000$
Всего 8 200 000

Для торфа (в руб.):
 вагоны $439 \cdot 10\,000 = 4\,390\,000$
 электровагоны $7 \cdot 300\,000 = 2\,100\,000$
Всего 6 490 000

Для торфа следует еще предусмотреть капиталовложения в узкоколейную железную дорогу от болота до широкой колеи. По специальным расчетам, произведенным ВТИ, эти затраты составляют около 10 руб. на 1 т торфа. При годовой вывозке 4 475 000 т торфа размер дополнительных вложений в эту часть железнодорожного транспорта выражается суммой 44 750 000 руб. Следовательно, вся сумма капиталовложений, обусловленных транспортом торфа, соответствующего годовой потребности теплоэлектростанций, равна

$$44\,750\,000 + 6\,490\,000 = 51\,240\,000 \text{ руб.}$$

3. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭКОНОМИЧНОСТЬ ГАЗИФИКАЦИИ

Чтобы получить достаточно полное представление о сравнительной экономичности питания теплоэлектростанций твердым и газообразным топливом, необходимо учесть всю сумму факторов, которыми определяется экономика в обоих случаях.

Основные разделы при этом: 1) производство топлива (генерация газа, добыча угля, торфа); 2) транспорт; 3) хранение и 4) использование топлива (сжигание, производство пара).

Каждый из этих разделов порознь уже рассмотрен детально. Сейчас же их необходимо рассмотреть в единстве в отношении каждого из рассматриваемых видов топлива и путем сопоставления твердого и газообразного топлива установить экономическую эффективность газификации при решении проблемы базирования теплоэлектростанций на местном топливе.

Табл. 80 включает в себя все важнейшие составные элементы, из которых складывается экономика базирования теплоэлектростанций на местном топливе, — от получения самого топлива до сжигания его под котлами с целью парообразования.

Капитальные вложения в производство газообразного топлива включают в себя все затраты в газогенераторную станцию.

Капиталовложения в транспорт газа как торфо-доменного, так и двойного водяного, а равно и эксплуатационные расходы, приведенные в табл. 80, предполагают прокладку двух газопроводов на полное расчетное количество газа каждый с давлением в газопроводе $p_1 = 15 \text{ ат}$; $p_2 = 2 \text{ ат}$. Транспортирование газа под этим давлением в пределах данных протяженностей газопровода согласно приведенным выше исследованиям является оптимальным (табл. 60).

Особо следует остановиться на показателях по сжиганию. Это в равной мере относится как к капиталовложениям, так и к эксплуатационным затратам. Показанные в табл. 80 суммы затрат по этому разделу представляют собой исчисленные выше капитальные затраты и эксплуатационные расходы в котельное хозяйство теплоэлектростанции мощностью 100 000 квт при работе на различных видах топлива с коэффициентом 4,3. Этот коэффициент определяется предполагаемой мощностью теплоэлектростанций и наличной конденсационной мощностью в Москве в 1939 г., из которой мы исходили, устанавливая как годовой расход условного топлива (1 300 000 т), так и расчетный максимум часовой.

Допущенная здесь известная условность заключается в том, что реальные затраты, которые потребовались бы для доведения мощности московских теплоэлектростанций до указанного уровня (430 000 квт установленной мощности), могут быть ниже ввиду того, что из уже существующей в данное время в Москве мощности известная часть может быть почти полностью использована, а часть модернизирована.

Не является, однако, методологической ошибкой, если мы для определения сравнительной экономичности базирования теплоэлектростанций на различных видах топлива абстрагируемся от этого усложняющего фактора. Это допустимо и верно по следующей причине: при исследовании экономики производства, транспортирования и хранения газа в соответствии с заданным масштабом потребления и связанного с этим комплекса вопросов перехода на новый вид топлива необходимо, как нам кажется,

различать два случая: 1) выяснение сравнительной с другими видами топлива экономичности применения газообразного топлива при всех прочих равных условиях и 2) когда переход на газ означает только приспособление уже существующей установки, работавшей на другом виде топлива. В данном случае, несомненно, следует исходить из первого положения, иначе мы заранее обрекаем себя на то, чтобы оперировать несопоставимыми данными, которые а priori ухудшают экономику газообразного топлива и могут повлечь за собой неправильные выводы.

Капиталовложения в транспорт торфа приняты кроме тех, которые в соответствии с произведенным выше расчетом определяются потребным подвижным составом на магистрали, с учетом также и тех первоначальных затрат, которые потребуются кроме подвижного состава еще и в путевое хозяйство, связанное с сооружением узкоколейной дороги от болота до широкой колеи.

Слабой стороной газообразного топлива являются значительно большие суммарные капиталовложения, чем при базировании теплоэлектростанций на твердом топливе.

Необходимо, однако, иметь в виду, что для варианта газификации в домне-генераторе с одновременной выплавкой литейного чугуна приведенные в табл. 80 соотношения заметно меняются.

Комплексный характер производства в данном случае приводит к тому, что, как уже отмечалось выше, в народном хозяйстве высвобождаются средства, определяющиеся масштабом производства чугуна и необходимого для этой цели количества кокса.

Стоимость металлургического завода с годовой продукцией 600 000 т чугуна и коксовой установки соответствующей производительности согласно принятым выше нормам первоначальных затрат на 1 т чугуна и кокса составила бы 90 млн. руб. Следовательно, газификация в домне-генераторе, осуществляемая в данном комплексе, требует капиталовложений на собственно газификацию меньше на сумму стоимости металлургического и коксового заводов в соответствии со спецификой технологического процесса в домне, работающей на обогащенном кислородом дутье и справедливо рассматриваемой как реторта, в которой совершается триединый процесс: коксование торфа, газификация и выплавка металла.

С учетом этого существенного фактора капиталовложения в собственно газификацию данным методом будут уже выше только на 43%, хотя в абсолютных цифрах это все же составляет еще примерно 100 млн. руб.

Однако полученный этим методом (торфо-доменный процесс на обогащенном кислородом дутье) газ дает возможность производить пар с наименьшей себестоимостью (табл. 81). Стоимость 1 т пара при работе теплоэлектростанций на торфо-доменном газе оказывается ниже на 4%, чем производство пара на пылевидном подмосковном угле. Еще больше преимущества газообразного топлива по сравнению с торфом.

ТАБЛИЦА 81

Стоимость 1 т пара, полученной на твердом и газообразном топливе¹

Элементы	Торфо-до- менный газ	Двойной водяной газ	Пыль подмо- сковного угля	Торф (куско- вой)
Стоимость топлива (франко-вагон, болото, газогенераторный завод) (в руб.)	6,00	6,83	4,67	6,02
Транспорт и хранение топлива (в руб.)	1,15	1,11	1,26	2,16
Сжигание (в руб.)	1,54	1,54	3,09	2,37
Всего	8,69	9,48	9,02	10,55
Пыль подмосковного угля при- нята за 100	96%	104,5%	100%	117%

Но столь большими преимуществами отличается лишь торфо-доменный газ. Двойной водяной газ менее экономичен. Это объясняется, главным образом, особенностями генерации двойного водяного газа в малопроизводительной аппаратуре и отчасти тем, что расчет газопровода произведен применительно к протяженности на 60 км большей, чем для торфо-доменного газа, в соответствии с расположением сырьевых баз.

Должен быть отмечен тот факт, что в реальных условиях удаленности Москвы от местных топливных баз (угля и торфа), на которые может ориентироваться план большой газификации (торф — 160 км и уголь — 220 км), экономика транспортирования более высококалорийного двойного водяного газа из подмосковного угля (2960 кал/м^3) при одинаковом давлении ($p_1 = 15 \text{ ат}$ и $p_2 = 2 \text{ ат}$) оказывается значительно менее благоприятной, чем экономика транспортирования торфо-доменного газа со значительно меньшей калорийностью (2560 кал/м^3).

Решающим фактором здесь, конечно, являются лишние 60 км газопровода при базировании теплоэлектростанций на двойном водяном газе из подмосковного угля. Более высокие капитальные затраты являются следствием противоположного влияния двух факторов образования экономики транспортирования газа: меньший объем двойного водяного газа как результат более высокой калорийности влияет в сторону сокращения диаметра трубы при заданном давлении и еще больше на стоимость компрессорной станции, а больший расход металла вследствие большей протяженности газопровода увеличивает капиталовложения в последний.

¹ Испарительность каждого вида топлива, положенная в основу данной таблицы, следующая: торфо-доменный газ — 290 м^3 газа/т пара, двойной водяной газ — 251 м^3 газа/т пара; пыль подмосковного угля 323 кг угля/т пара; торф — 381 кг торфа/т пара.

Взаимопереплетение тех же двух факторов и приводит к немалым отличающимся друг от друга эксплуатационным расходам: то, что при большей калорийности газа выигрывается через уменьшение расхода электроэнергии на сжатие газа, в данном конкретном случае полностью теряется на отчислениях на амортизацию и ремонт газопровода, имеющего лишние 60 км протяженности.

Несомненная эффективность газа как топлива под котлами теплоэлектростанций достаточно отчетливо выявилась. Сравнительная экономичность парообразования на газообразном топливе, т. е. сумма затрат как первоначальных, так и эксплуатационных, идущая у нас под рубрикой «сжигание» (все элементы, которыми определяется стоимость пара за вычетом стоимости самого топлива), настолько выше при базировании на твердом топливе, что даже огромные затраты, сопряженные с необходимостью перемещения газа на расстояние 160—220 км, оказываются перекрытыми этой экономией, в чем легко убедиться из данных табл. 82.

ТАБЛИЦА 82

Наименование	Торф		Уголь	
	Торфо- домен- ный аз	Кусковой торф	Двойной водяной газ	Пылевид- ное топливо
I. Капиталовложения				
1. Транспортирование и хранение (в млн. руб.)	99,8	54,2	125,4	10,4
2. Сжигание (в млн. руб.)	131,0	185,0	131,0	224,0
Всего	230,8	239,2	256,4	234,4
II. Эксплуатационные расходы				
1. Транспортирование и хранение (в млн. руб.)	13,9	25,3	13,4	18,2
2. Сжигание (в млн. руб.)	13,3	20,6	13,3	26,8
Всего	27,2	45,9	26,7	45

Дальнее газоснабжение теплоэлектростанций торфо-доменным газом, произведенным в домне-генераторе на обогащенном кислородом дутье до 60% O_2 , дает значительную экономию на суммарных эксплуатационных затратах по всей системе по сравнению с обоими видами твердого топлива — торф, уголь (табл. 80). Экономией от шести-, восьмилетней примерно эксплуатации теплоэлектростанций и всей системы топливоснабжения торфо-доменным газом погашается вся сумма дополнительных первоначальных затрат, сопряженных с базированием теплоэлектростанций на дальнем газоснабжении торфо-доменным га-

зом по сравнению с твердым топливом. Это, однако, относится только к торфо-доменному газу и лишь в той комбинации с использованием аппаратуры газификации торфа — домен — также и для выплавки металла, вследствие чего народнохозяйственный эффект от комбинированного процесса коксования, плавки металла и получения газа дает возможность значительно уменьшить капитальные затраты в собственно газификацию.

Конкурентоспособность газа в качестве энергетического топлива на теплоэлектроцентралях будет зависеть в первую очередь от производительности газогенератора. Низкая производительность газогенератора двойного водяного газа, помимо того что чрезвычайно усложняет проблему газификации со стороны организационно-технической (424 газогенератора), делает его еще и с точки зрения рентабельности менее эффективным, чем пыль подмосковного угля.

Второй вывод, который следует сделать, сводится к тому, что проблема газификации должна рассматриваться и разрешаться как комплексная проблема. Комплекс производств, увязанных с газификацией торфа в домене-генераторе, значительно повышает сравнительную экономичность дальнего газоснабжения теплоэлектроцентралей торфо-доменным газом.

Наконец, не следует упускать из виду, что сравнительная экономичность газа и твердого топлива, выведенная на основе данных табл. 80, построена на огромном разрыве между расчетной производительностью всей системы дальнего газоснабжения и фактическим ее использованием.

Напомним, что вся система газоснабжения рассчитывается на потребность теплоэлектроцентралей в топливе при максимально низкой температуре -30°C , а соотношение между этой величиной и среднегодовым потреблением — примерно 2:1.

Выше уже указывалось, что всякое изменение данного соотношения в сторону сокращения разрыва может значительно повысить конкурентоспособность газообразного топлива в первую очередь в наиболее уязвимом пункте дальнего газоснабжения — в части капиталовложений.

Этого можно достигнуть тем, что пиковая нагрузка полностью или частично будет удовлетворяться резервом жидкого топлива у потребителя (теплоэлектроцентрали), причем источником этого жидкого топлива может быть сама газификация, — имеется в виду отходящая смола вместо мазута.

Сезонные колебания графика нагрузки теплоэлектроцентралей определяются, главным образом, потреблением тепла для отопительных нужд. Технологические потребители тепла отличаются почти ровным графиком потребления.

Отопительная нагрузка меняется пропорционально температуре наружного воздуха. Максимум нагрузки, соответствующий температуре наружного воздуха -30°C , длится, как это легко установить по фиг. 17, чрезвычайно небольшое число часов. Число отопительных часов с температурой наружного воздуха от максимально низкой до -15°C включительно составляет

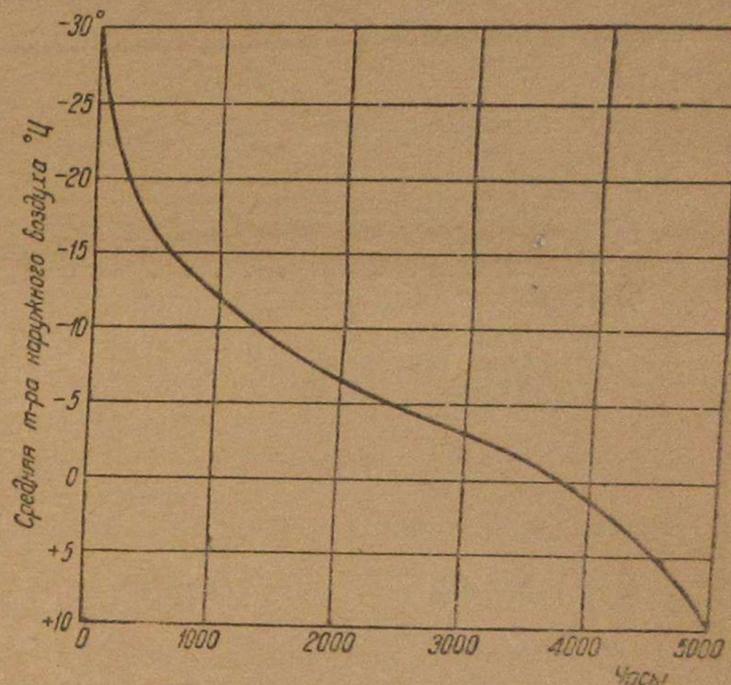
всего только 540 час. По данным Мосэнерго отопительная нагрузка при температуре -30°C превышает нагрузку при среднезимней температуре (-5°C) на 60%.

Разница в отопительной нагрузке между температурой наружного воздуха -30 и -15°C выражается 35%. Если принять согласно данным Мосэнерго удельный вес отопительной нагрузки около 40% для 1939 г., применительно к потребностям которого произведены все расчеты, и учтенный всюду годовой расход условного топлива теплоэлектроцентралями 1 300 000 т, то годовая потребность в топливе для снятия пиков ниже расчетной температуры наружного воздуха -15° составит меньше 60 000 т условного топлива в год, а в пересчете на жидкое топливо (мазут, смола) — около 45 000 т в год. В этом случае необходимая расчетная мощность всей системы газоснабжения — от газогенераторной станции до распределительной сети включительно — может быть сокращена на 35%.

Иными словами, прежнее соотношение между расчетным часовым расходом газа и среднегодовым 2:1 сейчас уже будет составлять 1:0,675, и коэффициент использования расчетной мощности системы газоснабжения может быть, следовательно, повышен таким путем на те же 35%.

Если, таким образом, при расчете мощности системы газоснабжения теплоэлектроцентралей исходить не из максимально низкой расчетной температуры наружного воздуха (-30°C), а из более высокой, например, -15°C , ориентируясь при этом на удовлетворение пиковой потребности теплоэлектроцентралей в температурном интервале между $t_n - 30^{\circ}\text{C}$ и $t_n - 15^{\circ}\text{C}$ другим видом топлива, то представляется возможность использовать получающийся эффект для экономики газоснабжения теплоэлектроцентралей двумя путями: либо сократить расчетную мощность всей газоснабжающей системы (табл. 83), либо сохранить прежнюю мощность, используя избыточную мощность для удовлетворения нужд других потребителей кроме теплоэлектроцентралей.

В первом случае — капиталовложения в газогенераторную станцию («производство топлива») сокращаются почти пропорционально уменьшению сокращаемого $Q_{расч}$, в данном случае —



Фиг. 17. Отопительный сезон Москвы (5 000 час.).

ТАБЛИЦА 83

Основные показатели, характеризующие экономику базирования теплоэлектростанций на твердом и газообразном топливе при расчетной температуре -15°C

Показатели	Торф		Уголь	
	Торфо-доменный газ	Кусковой торф	Двойной водяной газ	Пылевидное топливо
А. Капиталовложения (в млн. руб.)				
1. Производство топлива	130	—	115	—
2. Транспорт, хранение топлива:				
а) Торфо-доменный газ и торф—160 км	80,5	54,2	—	—
б) Подмосковный уголь и двойной водяной газ—220 км	—	—	94,8	10,6
3. Сжигание (котельное хозяйство теплоэлектростанций)	131	185	131	224,0
Всего	341,5	239,2	340,8	234,6
Пылевидное топливо принято за 100	145,5%	102%	145%	100%
Б. Эксплуатационные расходы (в млн. руб.)				
1. Связанные с производством топлива (за вычетом отходов)	63,8	70,8	73,7	67,7
2. Связанные с транспортированием и хранением:				
а) Торфо-доменный газ и торф—160 км	14,8	25,3	—	—
б) Подмосковный уголь и двойной водяной газ—220 км	—	—	14,4	18,2
3. Связанные с сжиганием (котельное хозяйство теплоэлектростанций)	13,3	20,6	13,3	26,8
Всего эксплуатационных расходов	91,1	116,7	101,4	112,7
Пылевидное топливо принято за 100	81%	103,5%	90%	100%

на 35%. Поскольку при этом годовое количество производимого газа остается неизменным, то и важнейшие элементы, из которых слагаются годовые эксплуатационные расходы, — затраты сырья, материалов, электроэнергии, также остаются постоянными. И почти единственным элементом в структуре стоимости эксплуатации, претерпевающим в этом случае изменения, являются отчисления на амортизацию и текущий ремонт, уменьшающиеся в прямой пропорции с сокращающимися капиталовложениями. Частично уменьшается и зарплата по газогенераторной станции.

Изменения в экономике дальнего транспортирования газа определяются по иным зависимостям, и уменьшение расчетного часового расхода газа, как мы это имеем в данном конкретном случае, на 35% не влечет за собой пропорционального сокращения капиталовложений в транспортирующую систему.

В главе VIII уже были показаны зависимости между расчетным количеством газа, с одной стороны, и диаметром газопровода и первоначальными и эксплуатационными затратами, с другой стороны (табл. 39 и 40). Напомним, что уменьшение $Q_{расч}$, например, на одну треть влечет за собой сокращение диаметра газопровода лишь на 15%. По этим причинам капиталовложения и эксплуатационные затраты и в данном конкретном случае изменяются непропорционально сокращению $Q_{расч}$, т. е. не на 35%.

Тем не менее, достигаемое повышение коэффициента использования газоносной системы путем сближения расчетного часового расхода газа со среднегодовым заметно снижает первоначальные затраты и в транспорт газа.

Поскольку годовое количество перемещаемого газа остается то же, и при данном уменьшении расчетной мощности газоснабжающей системы размер капиталовложений сокращается все же примерно на 20%, то сравнительная экономичность газоснабжения теплоэлектростанций повышается соответственно.

В результате суммарные первоначальные затраты при базировании теплоэлектростанций на газообразном топливе уже будут в этом случае выше лишь на 45% по сравнению с твердым (табл. 83). Но это будет относиться только к двойному водяному газу. Иначе, как уже указывалось, обстоит дело со сравнительной экономичностью в этом отношении торфо-доменного газа.

Сокращая число домен в соответствии с принятой иной расчетной величиной, имеется возможность, сохраняя неизменным годовое количество газифицируемого торфа, сохранить и количество выплаваемого чугуна. Из ранее приводившихся данных уже известно, что с точки зрения народнохозяйственной использование домны-генератора для попутной выплавки металла уменьшает размер капиталовложений, падающий на собственно газификацию при тех же масштабах на 90 млн. руб.

С учетом и этого фактора первоначальные затраты при базировании теплоэлектростанций на торфо-доменном газе будут уже выше, чем при твердом топливе, только на 7—8%.

Что касается эксплуатации системы дальнего транспортирования газа к теплоэлектростанциям при $Q_{расч}$, определяющемся расчетной температурой наружного воздуха -15°C вместо -30°C , т. е. при уменьшении расчетной мощности на 35%, то затраты в этом случае не только не уменьшаются, но даже несколько повышаются (табл. 80 и 83). Объясняется это уже установленным нами положением, что наличие неиспользованной пропускной способности в газопроводе дает возможность привести рабочее давление газа в нем в соответствие с наличным свободным сечением и снизить, таким образом, расход электроэнергии на компрессию, удельный вес которой в общей сумме

ТАБЛИЦА 84

Сравнительная экономичность I и II случаев удовлетворения потребностей теплоэлектроцентралей газообразным топливом

Показатели	Торфо-доменный газ $Q_H^P = 2560 \text{ кал/м}^3$		Двойной водяной газ $Q_H^P = 2660 \text{ кал/м}^3$	
	II случай	I случай	II случай	I случай
А. Капиталовложения (в млн. руб.)				
1. Газогенераторная станция	200	130	177,2	115
2. Транспортирование и хранение ¹ (торфо-доменный газ—160 км) (двойной водяной „ 220 км)	99,8 —	80,5 —	— 125,4	— 94,8
Всего	299,8	210,5	302,6	209,8
Б. Эксплуатационные затраты (в млн. руб.)				
I. Генерация газа:				
1. Топливо (торф, уголь)	99,0	73,3	86,8 ⁵	65,8 ⁵
2. Кислород	14,0	10,25	—	—
3. Электроэнергия	2,14 ³	1,6 ²	9,4	6,94
4. Очистка газа	12,1	9,0	2,9	2,14
5. Амортизация, специальный и текущий ремонт	8,25 ³	5,35 ³	17,02	12,16
6. Транспорт	2,85	3,3	—	—
7. Прочие	3,2	3,2	2,73	2,73
8. Руда и флюсы	29,4	21,75	—	—
9. Зарплата с начислениями	9,5 ⁴	6,25	8,2	5,33
Всего по генерации газа	180,44	134	127,05	95,54
II. Отходы (в млн. руб.)				
1. Химические	38,3	29,2	27	20,4
2. Металл. (800 000 т · 65 руб.) „ (600 000 т · 65 руб.)	52 —	— 39	— —	— —
Всего по отходам	90,3	68,2	27	20,4
Стоимость газа за вычетом отходов	90,14	65,8	100,05	75,14
III. Транспортирование	17,2	14,8	16,2	14,4
Всего эксплуатационных затрат	107,34	80,6	116,25	89,54
В. Годовой выход газа (в млн. м ³)	4 800	3 540	4 130	3 060
1. Стоимость 1 м ³ (в коп.)	2,23	2,27	2,82	2,92
2. Стоимость 1 мккал (в руб.)	8,71	8,87	9,52	9,87
В % I случай ко II, принятому за 100	100	102,5	100	104
3. Капиталовложения на 1 т условного топлива (в руб.)	171	162	173	161
В % I случай ко I I, принятому за 100	100	95	100	93
4. Капиталовложения на 1 т условного топлива (за вычетом затрат в металлургическое и коксовое производство (в руб.)	107,5	98	—	—
В % I случай ко II, принятому за 100	100	91	—	—

¹ Здесь принимается оптимальный вариант дальнего транспортирования — два газопровода на полное $Q_{расч}$ каждый без газгольдеров.

² Электроэнергия на обогащение воздуха кислородом включена в общую сумму затрат по кислороду.

³ Амортизация и ремонт по кислородной установке включены в общую сумму затрат по кислороду.

⁴ То же.

⁵ См. сноску 2 к табл. 29.

эксплуатационных затрат весьма велик. Для данного конкретного случая роль этого фактора настолько значительна, что эффект от сокращения диаметров труб, а стало быть, стоимости газопровода и эксплуатационных расходов по нему, покрывается возрастающими затратами по компрессии из-за увеличивающегося расхода электроэнергии.

Однако суммарные эксплуатационные затраты по производству и транспортированию газа ниже, чем при расчетной температуре -30°C , на 9—10%.

В результате сравнительная экономичность базирования теплоэлектроцентралей на газообразном топливе, охватывающая уже всю сумму факторов — от производства топлива (генерация газа) до сжигания его включительно, — в этом случае значительно повышается. Пыль подмосковного угля будет на 20% дороже торфо-доменного газа; еще более высокую сравнительную стоимость будет иметь в этом случае торф — на 28%.

Для двойного водяного газа, который при прежнем варианте с худшим коэффициентом использования имел стоимость всего лишь на 2% выше пылевидного топлива, т. е. практически равную при сокращении разрыва между $Q_{расч}$ и среднегодовым, соотношение изменяется к заметной невыгоде пылевидного топлива, которое в этом случае уже на 10% выше стоимости двойного водяного газа под котлами теплоэлектроцентралей.

Рассмотрим теперь второй из намеченных случаев: расчетная температура наружного воздуха, применительно к которой рассчитывается вся система газоснабжения теплоэлектроцентралей, принимается -30°C , пиковая потребность теплоэлектроцентралей в топливе между данной расчетной температурой и температурой -15°C покрывается, как и в первом случае, жидким топливом — ресурсами отхода от газификации (смолой), а избыточная мощность всей газоснабжающей системы между расчетной температурой наружного воздуха -30°C и температурой -15°C используется для удовлетворения нужд других потребителей (табл. 84).

Капиталовложения во II случае во всю газоснабжающую систему — газогенераторную станцию, газопроводы и компрессорную станцию — остаются такими же, как и при основном варианте, из которого мы исходили (газоснабжение теплоэлектроцентралей при расчетной температуре -30°C).

Повышение коэффициента использования расчетной мощности отличает II случай от исходного варианта тем, что годовое количество генерируемого и перемещаемого газа увеличивается в соответствии с повышением коэффициента использования на 35%.

Пропорционально повышению производительности повышаются годовые эксплуатационные затраты в части переменных издержек производства газа — сырье, основные и вспомогательные материалы, электроэнергия и пр.

Фиксированные издержки по генерации газа, зависящие почти исключительно от размера капиталовложений, остаются

неизменными, поскольку повышение производительности происходит не за счет дальнейшего расширения системы, а за счет лучшего использования наличной мощности.

В прямой пропорции с увеличением количества газифицируемого топлива во II случае увеличиваются и отходы, а стало быть, и их стоимость. Это в равной мере относится и к выплавке металла при газификации торфа в домне-генераторе, так как расчетное число агрегатов (домны и пр.) дает возможность, увеличивая количество газифицируемого торфа на 35%, повысить на такую же величину и выплавку металла. Это и принято

ТАБЛИЦА 85

Результирующие показатели, характеризующие сравнительную экономичность базирования теплоэлектроцентралей на твердом и газообразном топливе при различных вариантах расчетной мощности газоснабжающей системы и условий ее использования

Показатели	Торфо-доменный газ			Двойной водяной газ			Пыль подмо-сковного угля	Кусковой торф
	Основной вариант	I случай	II случай	Основной вариант	I случай	II случай		
А. Стоимость 1 т условного топлива (в руб.) . . .	67	62	61,2	74,5	69	66,7	65	73,9
Б. То же, с учетом стоимости сжигания (в руб.) . . .	77,2	72,2	71,4	85,7	79,2	76,9	85,6	89,9
В. Капитальн. затраты на 1 т условного топлива (в руб.)	230	162	170	233	161	173	8,1	41,6
Г. То же, с учетом стоимости сжигания (в руб.)	331	262,5	245	333	262	247	181	262

Относительные величины в %

1. Торфо-доменный газ (II случай) принят за 100

А	109,5	101	100	122	113	109,5	106	120,5
Б	108	101	100	118,5	111	108	120	125,5
В	135	95,5	100	137	94,5	102	4	24,5
Г	135	107	100	136	107	101	76	107

2. Двойной водяной газ (II случай) принят за 100

А	100,5	93	91,5	113	103,5	100	97,5	110
Б	101	94	93	110	103	100	110	126,5
В	133	93,5	98	135	93	100	4	24
Г	134	106	99	134,5	106	100	75,5	106

во внимание при расчетах и отражено в табл. 84 в соответствующей рубрике (II случай).

Эксплуатационные затраты по транспортированию во II случае значительно повышаются. Объясняется это кроме более высокого рабочего давления в газопроводе вследствие уменьшения избыточной пропускной способности также и тем, что среднегодовой секундный расход газа в этом случае выше на 35%, чем в I случае. Обе причины влекут за собой повышение расхода электроэнергии на компримирование перемещаемого газа. И именно за счет этого фактора II случай характеризуется повышенной стоимостью транспортирования.

Тем не менее, стоимость единицы объема газа во II случае ниже, чем в I, на 2,5% при торфо-доменном газе и на 4% — при двойном водяном газе.

Вопрос о значении повышения коэффициента использования газоснабжающей системы получил конкретное экономическое выражение применительно к различным методам решения этой проблемы.

Совершенно бесспорна экономическая целесообразность при решении проблемы газоснабжения теплоэлектроцентралей частью пиковой нагрузки покрывать другим видом топлива, считаясь с возможностью использовать для этого отходящую смолу от газификации. Экономические пределы при этом не являются постоянными, а определяются в зависимости от конкретных условий в каждом данном случае.

Использование избыточной мощности газоснабжающей системы для удовлетворения нужд других потребителей (II случай) представляет особый интерес. Он заключается в первую очередь в том, что дает возможность использовать экономические преимущества, главным образом, в газоносной сети, связанные с возрастанием количества перемещаемого газа при дальнейшем газоснабжении.

ТАБЛИЦА 86

Стоимость 1 т пара (в руб.)

Статьи расходов	Торфо-доменный газ			Двойной водяной газ			Пыль подмо-сковного угля	Кусковой торф
	Основной вариант	I случай	II случай	Основной вариант	I случай	II случай		
Стоимость топлива	6,00	5,38	5,43	6,83	6,16	6,11	4,67	6,02
Стоимость транспортирования и хранения	1,15	1,22	1,06	1,11	1,18	0,98	1,26	2,16
Стоимость сжигания	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	3,09	2,37
Всего	8,69	8,14	8,03	9,48	8,88	8,63	9,02	10,55

Значение количества для экономичности дальнего транспортирования газа уже специально обосновывалось выше. И во всех тех случаях, где условия могут позволить осуществлять питание газом различных потребителей из единой системы дальнего газоснабжения, огромная народнохозяйственная эффективность, проистекающая из этого факта, должна быть использована. В частности, при решении проблемы дальнего газоснабжения теплоэлектроцентралей такое комбинированное решение вопроса, как можно было убедиться, эффективно прежде всего с точки зрения интересов самих теплоэлектроцентралей (табл. 85). Дополнительное количество ежегодно перемещаемого газа, определяющееся в данном конкретном случае около 450 000 т условного топлива, отражается чрезвычайно благоприятно на экономичности газоснабжения теплоэлектроцентралей, значительно повышает конкурентоспособность газообразного топлива перед твердым (уголь, торф).

В этом случае получается минимальная стоимость 1 т пара (табл. 86), которая даже при двойном водяном газе, менее экономичном, чем торфо-доменный, ниже стоимости 1 т пара, полученной на пылевидном подмосковном угле.

Но этим дело не ограничивается. Тот новый круг потребителей, нужды которых могут быть удовлетворены этим газом, имеют возможность использовать все выгоды, проистекающие из того факта, что мощность газоснабжающей системы рассчитана на производительность примерно в три раза большую, чем их собственное потребление.

Следует лишь заметить, что сравнительная экономичность твердого и газообразного топлива и стоимость 1 т пара на теплоэлектроцентралях выведена без учета затрат по распределительной сети.

Вопрос о доведении газа до потребителя от магистрального газопровода через распределительную сеть специально рассмотрен в главе IX, где приведены экономические расчеты. Мы их, однако, при исследовании в данной главе вопроса о сравнительной экономичности базирования теплоэлектроцентралей на твердом и газообразном топливе не учли по той причине, что

ТАБЛИЦА 87

Затраты по распределительной сети

Показатели	Торфо-доменный газ $Q_n^p = 2\ 560$ кал/м ³	Двойной водяной газ $Q_n^p = 2\ 960$ кал/м ³
Стоимость 1 м ³ газа, доведенного до котла (в коп.)	0,017	0,015
Стоимость 1 т условного топлива (7 000 000 кал), доведенного до котла (в коп.)	45	35
Капиталовложения 1 т условного топлива (в коп.)	850	630

и затраты, связанные с транспортированием твердого топлива от железнодорожной магистрали до теплоэлектроцентралей — внутригородской транспорт, внутристанционный транспорт и т. д. — за отсутствием каких-либо проверенных и надежных на сей счет данных, также не учли. Поэтому в интересах сопоставимости будет целесообразно и методологически правильно опустить эту статью затрат и для газообразного топлива.

Чрезвычайно ничтожная величина затрат, падающая на 1 т условного топлива (табл. 87), и их крайне незначительный удельный вес в общей стоимости 1 т условного топлива, доведенного до котлов теплоэлектроцентралей, сами по себе допускают возможность при изучении сравнительной экономичности абстрагироваться от этого фактора без риска впасть в серьезную методологическую ошибку. Важнейшим, однако, доводом остается соображение об отсутствии аналогичных данных по другому из обоих конкурирующих видов топлива.

Чтобы полностью оценить эффективность газификации и базирования крупнейшего потребителя — теплоэлектроцентралей — на газообразном топливе, следует учесть еще, что в сопоставляемых данных, на основе которых нами выведена сравнительная экономичность газа и пылевидного подмосковного угля, остается не учтенной стоимость очистки дымовых газов от сернистых соединений.

Нужно иметь в виду, что реально вопрос о базировании крупных потребителей на местном высокосернистом топливе, в частности московских теплоэлектроцентралей на подмосковном угле, серьезно и не может вообще ставиться без решения проблемы сероочистки.

Расчеты ВТИ показывают, что три московских теплоэлектроцентрали (Фрунзенская ТЭЦ, Сталинская ТЭЦ и ТЭЦ ВТИ) могут покрыть дымовыми газами каждая по 215 км² территории города. Распространение газов, соответственно ветров, для Москвы даст одинарные, двойные и тройные покрытия площадей, поражая газами почти всю территорию города.

На каждый кв. метр территории города Москвы падает:

Одинарное покрытие	0,045 м ³ SO ₂ в год
Двойное покрытие	0,089 " SO ₂ " "
Тройное покрытие	0,133 " SO ₂ " "

А очистка дымовых газов от SO₂ продолжает еще оставаться, как уже указывалось, в большой мере технически нерешенной проблемой.

Группой исследователей, специально работающих над этой проблемой во ВТИ, недавно опубликован материал по этому вопросу, который в основном сводится к следующему:

1. Наиболее «простой» метод сероочистки заключается в орошении водой отходящих топочных газов, загрязненных SO₂, которой последний поглощается, а воду, поглотившую SO₂,

спускают в речные водоемы. Но применение этого метода не может быть осуществлено потому, что для поглощения SO_2 из топочных газов, получающихся из 1 т сжигаемого угля, требуется 100 т воды, которая не может спускаться в реки без регенерации, в противном случае отравленная вода убьет на больших пространствах всякую жизнь в реке. А вопрос о регенерации сточных вод является технически нерешенной проблемой.

2. Метод, разработанный Иллинойским университетом (США), так называемый аммиачный метод, требует огромного расхода дорогостоящего свежего аммиака, весьма громоздкой и дорогостоящей аппаратуры.

3. Физико-технической лабораторией ВТИ закончена в лаборатории разработка метода сероочистки известняком при попутном орошении сернистого газа водой. Задача регенерации сточных вод при этом также считается решенной работниками этой лаборатории. Достигнутые результаты, проверенные на полупромышленной установке, оцениваются авторами как удовлетворительные.

Дальше, однако, дело не пошло, и промышленных установок до сих пор нет, а стало быть, отсутствуют и какие-либо проверенные устойчивые технико-экономические показатели.

И газообразное топливо, следовательно, обладает еще дополнительным резервом, повышающим его экономичность по сравнению с подмосковным углем, заключающимся в неизбежном повышении стоимости подмосковного угля на сумму затрат, обусловленных необходимостью очистки тем или иным методом дымовых газов от серы.

А priori можно сказать, что каждый из намечающихся и предполагаемых методов сероочистки сопряжен с большими и первоначальными и, вероятно, еще большими эксплуатационными затратами по очистке дымовых газов от сернистых соединений.

В приведенных сравнительных данных о стоимости 1 т условного топлива в виде газа стоимость очистки такового от сернистых соединений (H_2S), производящейся на месте генерации газа по выходе его из генератора еще до поступления в газоносную сеть, учтена, и таким образом фактическая сравнительная экономичность газа выше показанной.

Наконец, при оценке эффективности газификации и перевода крупных потребителей, какими являются теплоэлектроцентрали, на газообразное топливо должен быть принят во внимание целый ряд факторов санитарно-гигиенического порядка, не поддающихся экономической оценке, но исключительно важных с точки зрения оздоровления жизни трудящихся.

Коэффициент полезного действия очистки дымовых газов от сернистых соединений принимают 0,85. Примерно в этих же пределах колеблется к. п. д. очистки дымовых газов наиболее совершенной аппаратурой — электрофильтрами — от летучей

зола при сжигании топлива в пылевидном состоянии. Таким образом и в результате наиболее совершенной очистки дымовых газов сохраняется хотя и значительно ослабленное, но достаточно большое загрязнение атмосферного воздуха при сжигании пылевидного многозольного топлива, а тем более с большим содержанием серы. Совершенно очевидно, что, чем больше количество этого топлива будет сжигаться, тем сильнее будет загрязняться атмосфера и тем неприятнее будут последствия, которые почти не поддаются экономическому учету.

Человек и его нужды, находятся в центре внимания социалистического общества, и мы заинтересованы в соответственном решении этой немаловажной не только технической и санитарно-гигиенической, но и социально-экономической проблемы. С этой точки зрения проблема газификации может рассматриваться, как адекватная новому историческому способу производства — социализму.

ГЛАВА XII

ПОДЗЕМНАЯ ГАЗИФИКАЦИЯ УГЛЯ

Огромное социально-экономическое значение проблемы подземной газификации угля явствует из той высокой оценки, которую дал подземной газификации Ленин, когда ему стало известно об открытии Вильяма Рамзэя.

Подземную газификацию Ленин оценил именно со стороны возможности прямого получения газа из угля в пласте; прямого превращения угля в электроэнергию, что — по мнению Ленина — должно совершить подлинную революцию в мировом энергетическом хозяйстве.

Но сам автор подземной газификации, — Рамзэй, указывавший, что она «революционизирует наши идеи и методы», понимал, что капиталистическая собственность будет стоять непреодолимым препятствием на пути осуществления этой великой идеи.

Социалистическая форма хозяйства, создавая себе адекватную техническую основу, быстро осваивает самую передовую капиталистическую технику, приспособляя ее к своей социально-экономической специфике. Сорвав и уничтожив пути капиталистической частной собственности, социалистический строй общественных отношений раскрепощает производительные силы, сдавленные капитализмом, и дает простор техническим достижениям, которые переросли капиталистическую оболочку.

К числу таких идей, рожденных, но не использованных капитализмом, и поднятых на щит в стране строящегося социализма, относится и подземная газификация.

Следует указать, что идея подземной газификации угля занимала еще в конце прошлого века пылкий ум великого Мен-

делеева, который в 1897 г. сформулировал свои предложения по вопросу о подземном пожаре каменноугольных пластов, подчеркивая, что для овладения процессом необходимо уметь управлять подземными пожарами и направлять дело так, чтобы горение происходило, как в газогенераторах.

Экономическое значение подземной газификации угля особенно важно для низкосортных углей. Оно определяется двумя факторами:

1. Более высокими издержками по добыче низкосортного угля по сравнению с высококачественными, падающими на 1 мкал.

ТАБЛИЦА 88

Издержки по добыче¹ (в руб.)

Угли	Полная себестоимость 1 т натурального топлива	Полная себестоимость 1 мкал
Подмосковный	7,93	2,63
Челябинский	7,00	1,99
Кизеловский	7,69	1,34
Карагандинский	6,68	1,11
Черемховский	5,77	1,05
Кузнецкий	6,80	1,00

Необходимо заметить, что указанные здесь данные не отражают реальной себестоимости, но в то же время они правильно отражают соотношение себестоимости углей различных бассейнов в соответствии с качеством угля, и по этой причине они с успехом могут служить интересующей нас в данном случае цели.

2. Более высокой стоимостью 1 мкал газа из низкосортного угля, чем из высокосортного, полученной одним и тем же методом в надземных газогенераторах, что является результатом следующих взаимообусловленных причин:

а) Значительно меньший выход газа на 1 кг рабочего топлива

	Смешанный генераторный газ	Двойной водяной газ
Из каменного угля	3,75 м ³ /кг	1,5 м ³ /кг
Из бурого угля	1,5 "	0,8 "

Резко сниженный выход газа из 1 кг бурого угля, считая на рабочее топливо, является прямым следствием, главным

¹ «К решению проблемы районирования топливопотребления СССР», доклад А. Е. Пробста на Всесоюзной топливной конференции.

образом, значительно меньшего содержания в нем углерода, чем в каменном угле.

ТАБЛИЦА 89

Угли	Содержание углерода ¹ в рабочем топливе в %
Подмосковный	34,8
Челябинский	48,0
Кизеловский	58,6
Карагандинский	65,2
Кузнецкий (прокопьевский)	78,0

Как видно из табл. 89, бурые угли (подмосковный, челябинский) отличаются от более старых каменных углей значительно более низким содержанием углерода, чем, кстати, и объясняется в решающей степени то, что показанные в табл. 88 издержки производства по добыче 1 мкал этих углей самые высокие.

б) Меньшая производительность газогенерирующей аппаратуры вследствие загрузки рабочего пространства большим количеством баласта (зола, влага).

Вот почему решение проблемы подземной газификации низкосортных углей вызывает особый интерес. И неслучайно поэтому первый опыт был поставлен в 1932 г. в Крутовке (Подмосковный бассейн).

Второй опыт был произведен на антрацитовой шахте близ г. Шахты в 1933/34 г. Третий опыт производился в Лисичанске в 1934 г. В том же 1934 г. начались опыты в Ленинске-Кузнецком, закончившиеся в начале 1935 г.

Общим для всех перечисленных экспериментов газификации углей под землей является то, что все они были проведены по шахтному методу.

Лишь последние опыты, проводившиеся в Горловке в 1935 г. на опытном участке Подземгаза, отличаются принципиально от всех предыдущих тем, что подземная газификация осуществлялась в этом случае бесшахтным методом. По этому же методу должны были вестись опыты и в Лисичанске.

Шахтный метод сопряжен с производством значительного количества горных работ.

¹ По данным справочных таблиц о качественной характеристике топлив СССР (Карелин и Колегаев). Показанное в таблице содержание

С² нами пересчитано на С^Р по формуле: $C^P = C^2 \frac{100 - (A^P + W^P)}{100}$

В основу первых опытов в Крутовке, как и в Донбассе, было положено устройство подземных газогенераторов по принципу строения надземных. Это стремление к копированию технологических принципов обычных нормальных условий газификации сопряжено было с громоздкими обмуровочными работами, разрыхлением пласта, что должно было значительно усложнить работу по осуществлению подземной газификации и сильно ослабить экономический эффект. Считаясь даже с тем, что первоначальные затраты по подземному газогенератору могут быть ниже, чем по надземному, не следует в то же время упускать из виду, что последнему будет принадлежать то преимущество, что срок его службы не будет ограничен той частью угольного пласта, которая может быть в пределах технологической досягаемости подземного газогенератора.

Срок службы надземного газогенератора ограничивается сроком его физического износа, в течение которого его производственная мощность всегда может быть полностью использована. И постоянная часть эксплуатационных затрат может быть практически распространена на количество газифицируемого сырья, во много раз большее, чем то, которое может быть пропущено за срок фактической эксплуатации подземного газогенератора, лимитированное запасами обслуживаемого последним угольного пласта.

Хронологически в более поздний период появился новый, более совершенный, метод подземной газификации угля — скважинами-генераторами.

Это также шахтный метод, но он выгодно отличается от первого прежде всего тем, что в этом случае отпадает необходимость в работе по разрыхлению угольного пласта, ибо газифицируется целик.

Эта схема газификации пучком скважин рассматривается как переходная ступень к более совершенным методам сплошной газификации пластов угля.

Сущность способа переходного от шахтного к бесшахтному заключается в замене части горных выработок (шурф, штрек) рядами вертикальных скважин, которые бурятся с поверхности.

Предполагают, однако,¹ что большой все же объем горных подготовительных работ при осуществлении подземной газификации скважинами, относительно небольшой масштаб действия отдельной скважины газогенератора при больших трудностях управления процессом газификации, количественное и качественное непостоянство газа, значительные потери угля по окончании процесса и пр. — все это должно серьезно затруднить перевод этого метода в промышленные условия. Отсюда заключают также, что экономическая эффективность метода газификации скважинами вряд ли будет выше применявшегося в начале шахтного метода.

¹ См. журнал «Подземная газификация» № 4, 1935, стр. 1.

Бесшахтный метод подземной газификации, предложенный Подземгазу группой научных работников Донецкого углехимического института, принципиально отличается от прожига горных выработок, что характерно для предыдущих методов тем, что движение газифицирующего уголь реагента здесь параллельно поверхности забоя и получаемым газам, а сам процесс газификации протекает не в разрыхленном слое угля, а на поверхности нетронутого искусственным дроблением угольного пласта в плоскости его мощности.

Участки угольного пласта при данном методе подготовляются к процессу подземной газификации недорогими буровыми работами и прожигом горных выработок струей кислорода (вернее — обогащенного кислородом воздуха) по угольному пласту через буровые скважины, заложенные на пласт с поверхности земли.

Лабораторные исследования этого метода производились в ноябре-декабре 1933 г. в пирогенетической лаборатории Донецкого углехимического института, где и подтвердилась возможность газификации угля воздухом, обогащенным кислородом, без разрыхления с получением газа теплотворной способностью 2 000—2 500 кал/м³.

В апреле 1934 г. в Лисичанской опытной шахте произведен опыт газификации угольного пласта в массиве с прожигом горной выработки по пласту кислородной струей, при котором был получен газ с содержанием:

CO	62%
H ₂	25%
CO ₂	11%

Последующими опытами также установлено, что вследствие высоких температур, при которых протекает процесс (1 500 — 1 900° ориентировочно), происходит пирогенетическое разложение метана и углеводородов на H₂, CO и C. В сумме C_n H_m дают только 0,2 — 1,5%.

Опыты в Горловке с применением кислорода, вернее обогащенного кислородом воздуха, показали, что при этом получается газ с большим содержанием водорода, что не могло не обратить на него внимания с точки зрения возможности использования его в качестве технологического сырья для синтеза и, в частности, для синтеза аммиака.

Этот метод бесшахтной подземной газификации, получивший название газификации потоком, проходит уже стадию крупного полупромышленного испытания в Горловке, в результате которого по мнению исследователей этих испытаний есть все основания для того, чтобы проектировать промышленную станцию.

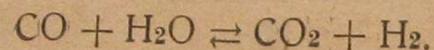
¹ См. журнал «Подземная газификация» № 4, 1935, стр. 13.

Горловские испытания доказали возможность получать на дутье, обогащенном до содержания 35% кислорода в нем, газ следующего химического состава:

CO ₂	18 ⁰ / ₀
CO	15 ⁰ / ₀
H ₂	50 ⁰ / ₀
CH ₄	4 ⁰ / ₀
N ₂	13 ⁰ / ₀

$$\Sigma = 100\%$$

Очень высокое содержание водорода и сильно сниженное содержание окиси углерода, полученное при данном методе и условиях подземной газификации, дало исследователям основание заключить, что процесс газификации сопровождается также конверсией окиси углерода, протекающей по реакции



Повышенное содержание CO₂ в газе также может служить косвенным подтверждением этого вывода.

Выше уже упоминалось то особое значение, которое имеет подземная газификация местных низкосортных топлив, в частности, подмосковного угля.

Ряд геологических особенностей, характерных для Подмосковного угольного месторождения: линзообразное залегание пластов, обводненность покрывающих пород, боковые породы, зачастую состоящие из глины, песков и пр., — все это требует особых условий ведения процесса подземной газификации, отличных во всяком случае от тех, какими можно пользоваться при осуществлении подземной газификации в Донбассе.

Считается ныне установленным, что одной из очень важных причин неуспеха начальных опытов подземной газификации в Подмосковном бассейне (Крутовка) является недоучет этих специфических особенностей данного угольного месторождения¹. Но отсюда следует также, что указанная выше, так называемая газификация потоком, с чем связываются наиболее обнадеживающие перспективы осуществить в очень недалеком будущем промышленную подземную газификацию в Донбассе, вряд ли может быть с таким же успехом применима к Подмосковному бассейну.

Конструктивно подземный генератор для углей Подмосковного бассейна, кровлю которых часто составляет песок, признается целесообразным оформлять в виде скважин, что должно повысить затраты по сравнению с поточным методом. Но, с другой стороны, неглубокое залегание пластов должно сыграть положительную роль при неизбежности пользоваться в данном случае методом скважин.

Предполагают, что если удастся продуть целик пласта Под-

московного угольного месторождения с помощью скважины хотя бы на 5 м, то уже это положение сулит бесшахтному методу подземной газификации подмосковных углей чрезвычайно большие перспективы, потому что бурение скважин на расстоянии 5 м одна от другой будет рентабельнее добычи угля обычным способом¹.

Линзообразное залегание угольных пластов в Подмосковном бассейне, сильно затрудняющее обычные условия проходки шахт и их эксплуатации, делает особенно актуальной и многообещающей подземную газификацию этих углей.

Первую промышленную станцию подземной газификации углей Подмосковного бассейна (Ново-Басовский район вблизи Тулы) предполагается осуществить без применения обогащенного кислородом дутья, а регенеративным методом с получением таким путем водяного газа.

Сейчас еще отсутствуют сколько-нибудь серьезные данные и основания для каких-либо технико-экономических расчетов подземной газификации в промышленных условиях, так как сама промышленная эксплуатация еще не стала реальностью.

От метода, которым подземная газификация будет осуществляться, характера и глубины залегания газифицируемого пласта, количества угля, которое при данных капитальных затратах на подготовку подземного генератора и всего необходимого для протекания и управления процессом сможет быть созданными средствами прогазифицировано, наконец, количества и качества — химического состава — газа, который будет получаться, — всем этим будет определяться экономичность подземной газификации.

Особенно важное значение будет иметь последнее условие. Эффективность здесь будет определяться тремя факторами:

- 1) угольными запасами эксплуатируемого участка, которые могут быть охвачены данным подземным генератором;
- 2) степенью газификации, которую удастся достигнуть в подземном генераторе, т. е. процентным отношением запасов угля в недрах данного участка к тому количеству, которое удастся фактически прогазифицировать, и, наконец,
- 3) тесно связанным с предыдущим к. п. д. подземного генератора.

Осуществление подземной газификации в широких масштабах и задача использования добытого этим путем газа не только для химических, но и для энергетических целей ставят со всей остротой проблему газовой турбины. Газовая турбина, при которой рабочим телом является газ, добытый непосредственной газификацией угольного пласта даже без какого-либо его предварительного разрыхления, и достижение таким образом прямого превращения угля в электроэнергию, должна представить собой логическое завершение подлинной революции в энергетическом хозяйстве.

¹ См. журнал «Подземная газификация углей» № 1, 1935, стр. 18.

¹ См. журнал «Подземная газификация углей» № 1, 1935, стр. 15.

Из цикла добычи и превращения покоящегося в недрах потенциального тепла топлива в электроэнергию выпадает, во-первых, сам процесс добычи топлива (угля) и, во-вторых, процесс производства пара, который во всякой паросиловой установке является рабочим телом. Особенно важно будет в этом случае выпадение второго процесса из цикла — процесса парообразования в котле за счет передаваемой воде котла теплоты, образующейся в результате сжигания топлива в топке котла. Это значит, что электростанция на газообразном топливе, оборудованная газовыми турбинами, не будет нуждаться во всем сложном, громоздком и дорогостоящем котельном и вспомогательном к нему хозяйстве.

Стоимость котельного и вспомогательного к нему хозяйства на современной электростанции составляет 70% от общей стоимости станции, а на долю машинного зала с паровыми турбинами в том числе приходится лишь около 30%. Стоимость 1 квт тепловой станции большой мощности составляет 500—600 руб. за 1 квт. Таким образом для ГРЭС мощностью, например, в 200 000 квт при общей стоимости в 100—120 млн. руб. переход на газовые турбины и выпадение вследствие этого котельной части сокращает эту сумму на 70—85 млн. руб. Это, правда, еще не дает оснований принять стоимость подобной электростанции, оборудованной газотурбинами, равной лишь остатку в 30% от нынешней общей стоимости. Прежде всего, потому что создание газовой турбины представляет собой технически и конструктивно нерешенную проблему, разрешение которой связано еще пока с большими трудностями, перед которыми стоят еще даже лучшие фирмы Европы и Америки.

Но отсюда вовсе не следует, что мы здесь стоим перед несбыточной мечтой. Марксистское положение о том, что каждый строй общественных отношений создает адекватную себе техническую основу, дает основание считать, что подобно тому, как паровая турбина вошла с исторической неизбежностью в железный инвентарь энергетической техники капитализма в период его монополистической стадии, точно так же газовая турбина наряду с подземной газификацией станет технической основой энергетики социализма.

Поскольку, однако, газовая турбина еще не создана, трудно, понятно, говорить о ее конкретной стоимости. Здесь мыслимы и допустимы лишь некоторые более или менее общие экономические соображения, обусловленные переходом на электростанциях с паровой турбины на газовую турбину, пользуясь при этом теми техническими выводами и конструктивными соображениями, которые имеются на сей счет.

По данным проф. Маковского¹ большая скорость рабочих колес газовой турбины предъявляет еще более высокие требования к строительным материалам, чем в паровой турбине, где

не происходит такого чрезмерного нагревания рабочих дисков, какое представится в газовых турбинах. Другое, что должно быть принято во внимание, — стоимость компрессоров для сжатия газозоудшной смеси и подвода этой смеси в камеру сгорания.

Если даже, принимая во внимание эти соображения и другие факторы, не поддающиеся сейчас учету, которые могут повлиять на стоимость газотурбинной электростанции, исходить из того, что отсутствие котельной установки уменьшит ее (электростанции) стоимость не на 70%, а только примерно на 50%, то и в этом случае экономические перспективы, связывающиеся с переходом на газовые турбины в производстве электроэнергии, должны быть колоссальны.

¹ См. журнал «Подземная газификация углей» № 15, 1935, ст. проф. Маковского.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Глава I	
1. Местное топливо в структуре топливного баланса. Электрификация и местное топливо	7
2. Подмосковный уголь. Краткая характеристика его со стороны физико-химических свойств и условий сжигания	14
3. Местное низкосортное топливо и проблема топливоснабжения теплоэлектростанций	18
Глава II	
Бурый уголь и основы его использования	
1. Бурый уголь Германии. Брикетирование. Полукоксование	21
2. Сухая перегонка подмосковного угля. Смола. Полукоксы	24
Глава III	
1. Газификация за границей и в СССР	27
2. Теплофикация, электрификация и газификация	32
Глава IV	
Газогенераторы	
1. Значение появления колосниковой решетки и применения паровоздушной смеси	35
2. Газогенераторы со швельшахтой и газификация бурых углей	38
3. Водяной газ	42
4. Двойной водяной газ	45
Глава V	
Газификация подмосковного угля в генераторах двойного водяного газа для газоснабжения теплоэлектростанций	
1. Технологическая и производственная характеристика генератора ГГС	53
2. Мощность газогенераторной станции и технико-организационные основы эксплуатации	58
3. Сероочистка	61
4. Экономика газификации	64
Глава VI	
Газификация торфа в домне-генераторе	
1. Опыты газификации торфа в генераторе двойного водяного газа	70
2. Доменная плавка на торфе	71

3. Доменный процесс на торфе на обогащенном кислородом дутье. Домна-генератор	72
4. Электролиз воды и метод глубокого охлаждения в решении проблемы кислорода	78

Глава VII

Сравнительная экономичность газификации подмосковного угля и торфа	84
--	----

Глава VIII

Дальнее транспортирование газа

1. Дальние газопроводы за границей	94
2. Техника и экономика дальнего газоснабжения	97
3. Значение калорийности газа	112
4. Экономичность обогащения газа	116
5. Проблема резерва при дальнем транспортировании газа	130

Глава IX

Распределительная сеть	148
----------------------------------	-----

Глава X

Газообразное и твердое топливо под котлами теплоэлектростанций	155
--	-----

Глава XI

Сравнительная экономичность базирования теплоэлектростанций на твердом и газообразном топливе	
---	--

1. Экономика производства пара	166
2. Транспорт твердого топлива по железной дороге	170
3. Сравнительная экономичность газификации	172

Глава XII

Подземная газификация угля	189
--------------------------------------	-----

Опечатки и исправления

Страница	Строка	Напечатано	Следует
171	9 сверху	а для торфа $Q_n^p = 2900 \text{ кал/кг}$	а для торфа $Q_n^p = 2680 \text{ кал/кг}$

Опечатки и исправления

Страница	Строка	Напечатано	Следует
112	Табл. 42, 4 строка снизу	(газ $Q_n^p = 29 \text{ кал/м}^3$)	(газ $Q_n^p = 2960 \text{ кал/м}^3$)

Опечатки и исправления

Страница	Строка	Напечатано	Следует
182	табл. 84, графа 3, 5 сверху	$Q_n^p = 2660 \text{ кал/м}^3$	$Q_n^p = 2960 \text{ кал/м}^3$

Опечатки и исправления

Страница	Строка	Напечатано	Следует
127	В табл. 53	Газ $Q_n^p = 560 \text{ кал/м}^3$	Газ $Q_n^p = 2560 \text{ кал/м}^3$

Опечатки и исправления

Страница	Строка	Напечатано	Следует
145	8 сверху	по 0,75 от Q каждый	по 0,75 от $Q_{расч}$ каждый
153	табл. 66	Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ и 2-ю ТЭЦ	Кольцевое ответвление на Сталинскую ТЭЦ 1-ю ТЭЦ
160	табл. 70, 2 строка снизу	276	2760
173	табл. 80 4 снизу	93	97
"	1 снизу	106,3	110,3
180	табл. 83 2 строка снизу	91,1	91,9

Зак. 3009. М. Н. Грачевский.

Сдано в производство 3/1 1936 г.

Подписано в печать 17/IV 1936 г.

Формат бумаги $62 \times 94\frac{1}{16}$.

Колич. печ. листов 12,5. Колич. бум. листов $6\frac{1}{4}$.

Учетно-авторских листов 16.

Кол. печ. зн. в 1 бум. листе 98176.

Энергоредакция № 143/м.

Тираж 3.000.

Учетный № 7325.

Уполномоченный Главлита № В-38599.

Заказ № 3009.

2-я типогр. ОНТИ им. Евгении Соколовой. Ленинград, пр. Красных Командиров, 29.