

Cost of Ethyl Gasoline Manufactured at the Ethyl Plant
(Ethyl Plant Indemnification/Costs)

Input 7,652,319 kg raw gasoline
Production 8,512,200 kg Ethyl Gasoline

	Total Cost	Cost/ton Ethyl Gasoline
A. Raw Material		
Raw Gasoline, Eth. 200/ton - unit price Provisional	765 273.50	139.83
Other Materials	23 300.00	4.14
B. Operating Cost		
a. Expenses Provisional	548 379.--	99.48
b. 1/4 amortization, 20% of 4.93 Mill. RM.	246 500.--	44.72
1/4 amortization, 7% of 5.97 Mill. RM.	13 450.--	2.98
c. Shipping Costs Provisional	11 021.40	2.--
Total A + B	1 610 565.20	282.15
C. Special Costs		
Contribution to profits and development cost of the Ethyl process	27 561.--	5.--
Total A + C	1 638 126.20	287.15
D. Management and Joint operation cost 12 1/2% of A+C Provisional	200 447.29	37.14
Total A + C + D	1 838 573.49	
E. Operation of Facilities		
a. 1/3% interest on working off the capital cost Eth. 5 500' OED.	60 120.81	11.50
b. 7 1/2% of interest on the operating capital 2,42 Mill. RM. 5 months	27 767.50	5.04
Manufacturing Overhead		
2.5% of installation capital Eth. 5 500' OED.	30 120.81	5.50
1.5% of operating capital 2,42 Mill. RM.	36 390.00	6.60
1.5% of stock costs A - B = 1,000' Mill. RM.	6 000.00	1.10
2.5% on working off capital 2,42 Mill. RM.	6 050.--	1.10
Total Manufacturing Overhead	138 560.81	25.30
Total A + C + D + E	2 007 134.30	359.42
F. Working Capital		
Working Capital Provisional	138 560.81	25.30
Total A + C + D + E + F	2 145 695.11	399.64
G. Addition to working capital of the Ethyl process		
1.5% of installation capital Eth. 5 500' OED.	30 120.81	5.50
1.5% of operating capital 2,42 Mill. RM.	36 390.00	6.60
1.5% of stock costs A - B = 1,000' Mill. RM.	6 000.00	1.10
2.5% on working off capital 2,42 Mill. RM.	6 050.--	1.10
Total G	78 560.81	14.30
Total A + C + D + E + F + G	2 224 255.92	414.94

Deductions of DHD Plant 1/1/42-3/31/42

	RM. Credits	RM. Charges	RM. Total Amount
Closing of account for the first quarter 1942	591 836	923 954	532 116
Charged up to other accounts	16 463		515 655
Credits for the 4th quarter 1941		266 259	
Charges for the 4th quarter 1941	3 075		
Remaining charges for the first quarter			778 839
<u>Deductions from the Operating Expenses:</u>			
1.) Hydrogenation gas credit		9 832	
2.) Special deductions	188 852		
3.) Interest on Installation	51 438		
Pure operating expenses for the first quarter			548 379

Zur Wirtschaftlichkeit einer Steinkohlen-Hydrierung

Anhand der Bilanz für Jaminakohle-Hydrierung auf Benzin und Mittelöl vom 9.3.1944 bzw. der detaillierten Kostenschätzung hierzu vom 4.7.44 wurde der Einfluss gewisser Faktoren auf den Gestehpreis der to-Benzin + Mittelöl untersucht.

Die Rechnung ergibt bei einem Gestehpreis von M 188,-⁴⁾ je to Bi + Mi folgende Abhängigkeit:

	je to Bi + Mi + Verg.	verbilligt die Gestehkosten je to Bi + Mi um	je to Bi + Mi
- 1 % Vergasung			M 3,58
+ 1 % Abbau auf Reinkohle			" 2,70
+ 0,01 to/m ³ /h Leistung ¹⁾			" -0,60
+ 1 % Durchsatzsteigerung ²⁾			" -0,50
	je to I-Bi		" -0,95
+ 1 % Kohlenkonzentration im Brei ³⁾	je to Bi-Mi		" 1,05
+ 1 % Schwelausbeute			" -0,40

Auf H₂-Verbrauch, Hygas-Anfall und Produktfaktor haben diese Ergeben je to Bi + Mi folgenden Einfluss:

Verg.	Abbau	Leistung	Durchs.	to/m ³ /h	% RK	Wasserkonz.	Kohle	H ₂	Hygas	Speisen	Gestehkosten
19,5	96	0,75	1,74	39	82,5	1,75 to	33,20	1540 m ³	73,00	106,18	187,90
20,5	"	"	"	"	"	"	33,67	+50	76,33	+0,2"	191,13
19,5	95	"	"	"	"	"	33,73	+2	75,87	"	190,61
"	96	0,34	"	"	"	1,75 to	33,20	"	73,81	"	188,50
"	"	0,37	1,474	"	"	"	33,20	"	73,50	"	185,48
"	"	0,35	1,74	40	"	"	33,20	"	73,80	"	188,51
"	"	"	"	39	81,5	"	33,28	+3"	73,94	"	188,50

Berechnet man den Einfluss der Kohlenart, so ergibt sich für die G-reichste Kohle (Typ Castolengo) eine Abweichung des Vergasungseinflusses auf den Gestehpreis gegenüber Jaminakohle um nur 10%.

- 1) Berechnet für ein Leistungsintervall 0,22/0,35, das eine zusätzliche 4-fach-Kammer bedingt.
- 2) Keine Änderung in Verg. und Abbau, also proportional. Leistungssteigerung. Die Durchsatzsteigerung soll von den Anlagenebenen bestritten werden.
- 3) Bei unveränderter Breimenge.
- 4) Einzelpreise und Sätze siehe Kostenschätzung vom 30.3.44.

sodass obige Werte wohl als Richtgrösse für alle Arten von Steinkohle angesprochen werden können.

Die Rechnung lässt z.B. folgende Schlüsse zu:

Eine möglichst hohe Kohlenkonzentration im Droi ist anzustreben. Bei Erhöhung des Ertragsatzes um 10 % kann eine Abbauverminderung um 2 % in Kauf genommen werden, sofern nicht auch - bei Änderung in der Ölgewinntverteilung¹⁾ - ein Absinken in der Schwelausbeute eintritt. Sinkt gleichzeitig die Vergasung, so könnten auch grössere Schwelverluste ausgeglichen werden.

Dieses Bild ändert sich natürlich, wenn nicht der Gostehpreis, sondern etwa der Gasanfall entscheidet oder der Engpass in der H_2 -Erzeugung liegt.

gez. v. Hochstetter

1) Bei steigendem S^o Ül-Überschuss steigender Asphaltpegel; in Pölitz noch zusätzlich, da bisheriger Untererschuss durch asphaltfreie Öle gedeckt wurde.

E-148

UNITED STATES
DEPARTMENT OF THE INTERIOR
BUREAU OF MINES
COAL TO OIL DEMONSTRATION BRANCH
LOUISIANA, MISSOURI

ECONOMY OF INSUBSTITUTING COAL WITH PETROLEUM

May 17, 1948

103 a

High Pressure Experiments
 Ludwigshafen I.

May 11, 1944, Eck/Is.

ECONOMY OF BERTHOLOWS COAL HYDROGENATION

The effects of certain factors on the production cost of gasoline + middle oil were computed on the strength of the hydrogenation balance of the Janina coal to gasoline and middle oil, March 9, 1944, and the itemized cost estimate, April 4, 1944.

The computations are based on the working costs of 189.0 ¹⁹⁴⁴/t gasoline + m.o.

	per to gas. + m.o.
- 1% gasification/t gasoline + m.o. + gasification I	
lowers the production costs of gasoline + m.o. by	1.50
+ 1% utilization, to air coal	2.70
+ 0.01 t/cwt/hour (space-time yield)	0.30
+ 1% increase in input	0.50
per to 1 gasoline	0.55
+ 1% coal concentration in the paste	
per to gasoline + m.o.	1.05
+ 1% low temp. carb. (l.t.c.) yield	0.40

Calculated to 1 to 2 gasoline + m.o., these values affect the consumption, hydrogenation gas formed and the production factors:

	% gasified	% utilized	cc/cwt/h yield	t/cwt/h input	% carb.	% l.t.c.
1	19.5	88	0.63	1.84	40	30.5
2	20.0	"	"	"	7	"
3	19.8	88	"	"	"	"
4	"	88	0.64	"	"	"
5	"	"	0.774	1.84	2	"
6	"	"	0.85	1.84	20	"
7	"	"	"	"	33	61.5

103 b

	to coal	H	$m^3 H_2$	$m^3 N_2$	$10^3 m^3 H_2$	$m^3 N_2$	costs	working costs	differ.
1	1.75	33.23	1840	73.80	3.16	18.90	99.90	187.90	
2		33.87	+80	73.13	30.2	20.21	101.60	191.13	3.2
3		33.75	+ 2	73.67		18.80	101.80	190.60	2.7
4	1.75	33.20		73.80		18.90	100.40	189.50	0.6
5		33.20		73.80		18.90	100.85	189.95	1.0
6		33.20		73.80		18.90	100.85	189.95	1.0
7		33.26	+ 3	73.94		18.95	100.04	189.30	0.40

Footnotes to the table above:

- 1) ... which will require an additional ...
- 2) No change in gasification and utilization, therefore proportional to the increase in the space/time yield. The increased throughput ... of by the respective unit.
- 3) With the amount of paste not changed
- 4) Compare the cost estimate of 3/30/44 for the individual costs and charges.

Investigation of the influence of the nature of the coal shows that, esp., the C-richer coal (type of Castellano) produces a deviation in the effect of gasification upon the working costs by only 10% when compared with the Junin coal, so that the above values may well be considered as guides for all kinds of ...

These computations permit drawing the following conclusions:
 A maximum concentration of coal in the paste is desirable.

One may assume a 2% reduction in the utilization with a 10% increase in the throughput, as long as no changes in the l.t.c. yield take place by changing the distribution in the oil production¹⁾. If the gasification drops simultaneously, larger l.t.c. losses could be compensated.

This picture would naturally be changed if the deciding feature was the production of gas, instead of the working costs, or if the H₂ production formed the bottle neck.

/s/ H. Hechtstetter

With an increasing excess of heavy oil the asphalt level will rise; in spite of this increase will be an additional amount, because the present efficiency is covered by asphalt-free oil.

103c

22. Juli 1943

T-446

EU
D

Inhaltsverzeichnis.

- 1) Hydrierwerke des Inlandes
Baubeginn, Anfahrtermin, Kapazität
- 2) Hydrierwerke des Auslandes
- 3) Hydrierfirmen (außer I.G.) in Deutschland
Aufsichtsrat, Vorstand, frühere I.G.-Angehörige darin
- 4) Unser Patentbesitz auf dem Hydriergebiet
- 5) Hydrierverträge
Partner und Datum
- 6) Lizenzeingänge aus Hydrierung
- 7) Kostenentwicklung Hydrierung Me
- 8) Versuchskosten Lu 498
- 9) Zahlen über die Bedeutung der Hydrierung
 - a) Produktionsentwicklung seit 1939
 - b) Anteil der Hydrierung an der deutschen Treibstoffproduktion
 - c) Gesamtzahlen
- 10) Sonstige Arbeitsgebiete

104

10

German Hydrogenation Works
 1) Hydrierwerke des Inlandes.

<u>Plant</u> <u>Werk</u>	<u>Start of construction</u> <u>Baubeginn</u>	<u>Date of start of</u> <u>operations,</u> <u>Anfahrtermin</u>	<u>Capacity, te prod.</u> <u>(including gas)</u> <u>Kapazität</u> <u>† Produkt</u> <u>(einschl. Gas)</u>
Iena	1926	1927	650 000
Böhlen	1934/35	1936	200 000
Magdeburg	1935	1936	200 000
Scholven	1935	1936	250 000
Welheim	1936	1937	150 000
Gelsenberg	1937	1939	400 000
Zeitz	1937	1939	300 000
Lützkendorf	1937	1940	50 000
Wesseling	1938	1941	250 000
Pöhlitz	1938	1940	450 000
Brück	1940	1942	650 000
Elechnhammer	1940	1943	650 000
			<u>4 200 000</u>

Foreign Hydrogenation Works
 2) Hydrierwerke des Auslandes

<u>Works</u> <u>Werk</u>	<u>Firm</u> <u>Firma</u>	<u>Operations started</u> <u>Inbetriebnahme</u>	<u>Capacity to prod/ye</u> <u>Kapazität</u> <u>t Produkt/</u> <u>Jahr</u>
	Standard Oil of La.		
Eaton Rouge	St.O.La'	1930	250 000
Rayway	Standard Oil St.O.	1930	250 000
Billingham	I.C.I.	1935	150 000
Bari	ANIC	1938	120 000
Iivorno	ANIC	1938	120 000
Abadan	Anglo Iranian	} about 1938	} 200 000
Eaton Rouge	S.O. of La		
Richmond	St.O.La		
Port Arthur	S.O. of Cal.	} ab	} 150 octane Isooktan
Aruba	St.O. Cal.	} etwa	
Pernis	Gulf Oil Co.	1938	
	Iago Oil & Transp. Corp.		
	Bat. Petr. Mij.		

Hydrogenation Agreements
 5) Hydrierverträge.

Partners and date
 Partner und Datum

a) <u>Deutschland</u>	Germany through		
Brabag	über Böhlen		1935
"	über Magdeburg		1937
"	über Zeitz		1940
Mathias Stinnes Company Gewerkschaft Mathias Stinnes			1937
Wintershall A.G.			1938
Hydrierwerk Scholven A.G.			1940
Hydrierwerke Pölitz A.G.			1941
Gelsenberg Benzin A.G.			1942
Union Rheinische Braunkohlen Kraftstoff A.G.			1942
Sudetenländische Treibstoff- werke A.G.		} vor dem Abschluss	
Oberschlesische Hydrier- werke A.G.			

Im Anschluss an die meisten dieser Verträge werden auch DHD- und AT-Verträge abgeschlossen.

DHD and AT agreements were made as additions to most of these agreements

b) <u>Ausland</u>	Abroad		
St.O.Co.of New Jersey		Four Party Agreement	1929
(Hydro Patents Co.		founded gegründet	1930
I.H.P. and I.H.E.C.		gegründet	1931
I.H.P. - I.C.I.		agreement Vertrag	1934
I.H.P. - A.N.I.C.		agreement Vertrag	1936

License returns from hydrogenation
6) Lizenzrückgänge aus Hydrierung.

a) <u>Deutschland</u> Germany			
Earlier license revenue	total	about	
Bisherige Lizenzrückgänge	gesamt	rd.	30 000 000.-- RM
including davon 1942		rd.	12 000 000.-- RM
estimated for the following years: per year			
in den kommenden Jahren geschätzt			
pro Jahr			15-20 000 000.-- RM
b) <u>Ausland</u> Abroad			
Single payments from the Standard Oil Co			
Einzmalige Zahlung der St.O.			200 000 000.--RM (?)
Former current licenses			
Laufende Lizenzen bisher			1-2 000 000.--RM

Our Patent Ownership in the Field of Hydrogenation
4) Unser Patentbesitz auf dem Hydriergebiet

about		applications
etwa	900	Anmeldungen
over		German and Foreign patents
über	3000	Patente in In- und Ausland
about		German patents
etwa	300	Patente in Deutschland
about		patent applications in Germany in the
etwa	300	Patentansmeldungen in Deutschland
		im Prüfverfahren
		course of examination

German Hydrogenation Firms (besides I.G.)

3) Hydrierfirmen (ausser I.G.) in Deutschland.

Aufsichtsrat . . . Superintention Counsel

Vorstand . . . Representation

Frühere I.G.-Angehörige darin . . . Former I.G. employees
in it

Development of costs in hydrogenation
 7) Kostenentwicklung Hydrierung Me.

	Production Produktion (ohne Treibgas) (without power gas)	RM/te liquid products RM/t flüss. Produkt
1927	1 076 t e	18 700.-
1930	82 000 t	470.-
1933	108 000 t	255.-
1936	332 000 t	215.-
1940	397 000 t	215.-
1941	502 000 t	188.-

Bis 1935 grosse Zuschüsse, die insgesamt fast 400 000 000.- RM erreichten. Seit 1936 Gewinne, sodass unter Einrechnung der einmaligen St.O.-Zahlung alle früheren Zuschüsse mehr wie ausgeglichen sind.

Die Hydrierung macht wertmässig 47 %
 einschl. Methanol u. verwandte Gebiete 57 %
 des Wertes der heutigen Produktion Me aus.

Large losses until 1935, which reached a total of almost RM 400,000,000. Profits since 1936, so that, when adding the single payment from the Standard Oil Company, all the former losses have been more than absorbed.

8) Versuchskosten Ia 498.

Seit 1924 wurden an Versuchskosten in den Hochdruckversuchen aufgewandt:

rund 170 000 000.- RM.

Das Maximum der Ausgaben lag im Jahre 1927 mit

45 000 000.- RM.

In den letzten Jahren liegen die Ausgaben zwischen

6 u. 9 000 000.- RM/Jahr.

9) Zahlen zur Bedeutung der Hydrierung.

a) Produktionsentwicklung seit 1939

	<u>Gesamtproduktion</u>	<u>Anteil Fliegerbenzin</u>
1939	1,6 Mill. t	23 %
1940	1,5 " "	40 %
1941	2,1 " "	40 %
1942	2,7 " "	48 %
Ende 1943 (geschätzt)	4,2 " "	

b) Anteil der Hydrierung an der gesamten deutschen Treibstoffproduktion.

Gesamte Treibstoffproduktion 1941	5,2 Mill. t
davon Hydrierung	2,1 Mill. t = 40 %

Für die einzelnen Produkte betrug der Anteil der Hydrierung:

bei Fliegerbenzin	95 %
bei Autobenzin	29 %
bei Dieselöl	58 %
bei Heizöl	9 %
bei Treibgas	84 %
bei Schmieröl	1 %
bei Paraffin	1 %

c) Gesamtzahlen bei einer Produktion von rd. 4 Mill. t
Treibstoff durch Hydrierung:

Rohstoffe: Kohle entspr. 16 Mill. t Steinkohle
 Öl, Teer, Pech 1,6 " t

Belegschaft: 52 000 Mann

Kapitalbedarf: rund 3 Milliarden RM

Eingebautes Eisen: rund 2,2 Millionen t

Wert einer Jahres-
produktion:
(bei 200.-RM/t) etwa 800 000 000.- RM

10) Sonstige Arbeitsgebiete

Methanol

Kohlenwasserstoffsynthese
(Umwälzverfahren, Schaumfahrweise)

Paraffin

Heissdampfzylinderöl

Propylenschmieröl

Propanverfahren

Aromatisierung } Hochleistungskraftstoffe
DHD-Verfahren }

Toluolgewinnung

Kybolherstellung

Katalytisches Cracken

Chemie der festen Aromaten

E-416

UNITED STATES
DEPARTMENT OF THE INTERIOR
BUREAU OF MINES
COAL TO OIL DEMONSTRATION BRANCH
MARIETTA, MISSOURI

ECONOMIC DATA ON HYDROCRACKING

May 18, 1913

115 a

1) GERMAN HYDROCLINATION WORKS

Plant	Start of construction	Date of start of operations	Capacity to prod. (including gas)
Leuna	1925	1927	650 000
Blitz	1934/35	1936	200 000
Magdeburg	1935	1936	200 000
Schulzen	1935	1936	250 000
Walsheim	1936	1937	150 000
Geisenberg	1937	1937	400 000
Zeitz	1937	1939	300 000
Litzkendorf	1937	1940	50 000
Wasseling	1938	1941	250 000
Blitz	1938	1940	450 000
Betz	1940	1942	650 000
Blechhammer	1940	1943	550 000
			4 200 000

2) FOREIGN HYDROCLINATION WORKS

Works	Firm	Operations started	Capacity to prod/yr
Baton Rouge	Standard Oil of Ind.	1930	250 000
Bayway	Standard Oil	1930	250 000
Billingham	I.C.I.	1935	150 000
Bard	AMIC	1938	120 000
Livorno	AMIC	1938	120 000
Abadan	Anglo Iranian	about 1938	200 000 100 000
Baton Rouge	Standard Oil of Ind.		
Richmond	Standard Oil of Cal.		
Fort Worth	Texaco Oil Co.		
Araba	Esso Oil & Transp. Corp.		
Perale	Ind. Petr. Ital.		

3) GERMAN HYDROCLINATION FIRMS (EXCEPT I.G.)

Superintention Council
 Representatives:
 Farben I.G. Employees Ltd

4) OUR PATENT OWNERSHIP IN THE FIELD OF HYDROGENATION

About	900	applications
Over	3000	German and Foreign patents
About	300	German patents
About	300	patent applications in Germany in the course of examination

5) HYDROGENATION AGREEMENTS

Partners and Date

a) Germany

Brabag	through Böhlen	1935
"	through Magdeburg	1937
"	through Zeitz	1940
Mathias Stinnes Company		1937
Wintershall A.G.		1938
Hydrierwerk Schelven A.G.		1940
Hydrierwerke Pöhlitz A.G.		1941
Gelsenberg-Bennis A.G.		1942
Union Rheinische Braunkohlen Kraftstoff A.G.		1942
Sudetenländische Treibstoffwerke A.G.	} before the close	
Oberschlesische Hydrierwerke A.G.		

DHD and AT agreements were made as additions to most of these agreements

b) Abroad

St.O.Co. of New Jersey	Four Party Agreement	1929
(Hydro Patents Co.	founded	1930
I.H.P. and I.H.E.O.	founded	1931
I.H.P. - I.C.I.	agreement	1934
I.H.P. - A.N.I.C.	agreement	1936

6) LICENSE RETURNS FROM HYDROGENATION

a) Germany

Earlier license revenue	total	about 30 000 000.- RM
including 1942		about 12 000 000.- RM
estimated for the following years		
per year		15-20 000 000.- RM

b) Abroad

Single payments from the Standard Oil Co.		200 000 000.- RM (?)
Former current licenses		1-2 000 000.- RM

7) DEVELOPMENT OF COSTS IN HYDROGENATION

	Production (without power gas)	RM/ton liquid products
1927	1 076 to	18 700.-
1930	22 000 to	1470.-
1933	109 000 to	255.-
1936	332 000 to	215.-
1940	397 000 to	215.-
1941	502 000 to	188.-

Large losses until 1935, which reached a total of almost RM 400,000,000. Profits since 1936, so that, when adding the single payment from the Standard Oil Company, all the former losses have been more than absorbed.

Hydrogenation values form 47%
Including methanol and related fields
of the present values of the production 57%

8) COST OF EXPERIMENTATION, LUDWIGSHAFEN, 1936

The total cost of experimental work in the high-pressure field since 1924 was:
about 170 000 000.- RM.

The maximum costs were reached in 1927 and amounted to
45 000 000.- RM.

The expenditures during the later years varied between
6 and 9 000 000.- RM/year

9) IMPORTANT HYDROGENATION FIGURES

a) Development of production since 1929

	Total production	Of this, aviation gasoline
1929	1.16 Mill. to	23%
1940	1.5 " "	40%
1941	2.1 " "	40%
1942	2.7 " "	45%
End 1943 (estimated)	4.2 " "	43%

b) Proportion of hydrogenation to total German fuel production

Total fuel production 1941
by hydrogenation 5.2 Mill. to 2.1 Mill. to = 40% 1/5 d

The proportion of the individual hydrogenation:

Ariston gasoline	95%
Motor gasol	20%
Diesel oil	58%
Fuel oil	9%
Power gas	84%
Lubricating oil	1%
Paraffin	1%

9) Total production figures for a production of around 4 million te fuel by hydrogenation

Raw materials	Coal	16 Mill. te bituminous coal
	Oil, tar, pitch	1.6 " te
Operating personnel	52 000 men	
Capital investment	about 3 billion RM	
Iron for construction	about 2.2 million te	
Value of yearly production (at 200.- RM/te)	about 800 000 000.- RM	

10) OTHER FIELDS OF OPERATIONS

- Methanol
- Hydrocarbon synthesis (Circulation processes, foam process)
- Paraffin
- Cylinder oil
- Propylene lubricating oil
- Propene process
- Aromatisation)
- EMD process)
- Production of toluene
- Production of klybol
- Catalytic cracking
- Chemistry of solid aromatics

1152

Betriebsspesen und Gesamtproduktkosten

für die Herstellung von 165er DHD-Benzin in Anlagen
verschiedener Kapazität.

Die Ergebnisse der ausgeführten Berechnungen sind in nachfolgender Übersicht sowie in graphischer Darstellung in anliegenden Kurvenblatt zusammengestellt:

RM/t DHD-Benzin Endp. 165°C, 50 Vol.-% Arpm.					
	1	2	3	4	5
Kapazität: jato	1840	27000	50000	140000	140000
(Fertigprod.) moto	530	2250	4170	11660	11660
Standort der Anlage:	Lu Ka. 504	Lu Ka. 801/ 802	Op Neuanlage	(Op)	Stettin Pölitz
	RM/t	RM/t	RM/t	RM/t	RM/t
I. Betr. spesen	267,00	53,46	33,30	21,72	20,02
II. allg. Spesen	64,85	57,95	23,87	16,25	16,19
III. Prod. spesen 1)	55,40	55,40	55,40	55,40	55,40
Ges. spesen 2)	387,25	166,81	112,57	93,37	91,61
Kosten des Fertigprod.:	587,25	366,81	312,57	293,37	291,61

1) Die schwarzen Zahlen (Fall 1) gelten für einen Einstandspreis des Ausgangsproduktes von 200 RM/t, die grünen Zahlen (Fall 2) für einen Einstandspreis des Ausgangsproduktes von 400 RM/t.

2) Die Kosten des Einsatzproduktes sind hierin nur für den Produktverlust für Vergasung + Verlust enthalten.

Für die ausgeführten Vergleichsrechnungen sind folgende Fälle zugrundegelegt worden:

- 1) Herstellung von 153 Moto = 1840 Jato DHD-Benzin in 1000 Liter-Reaktionsofen Kammer 504. Für die Betriebsspesen sind die reellen monatlichen Unkosten eingesetzt, die auf dem Konto der Kammer stehen. Für die allgemeinen Spesen sind die Einrichtungskosten mit 100 000 Mk. eingesetzt mit einer Amortisation in 1 Jahr.
- 2) Herstellung von 2250 Moto = 27 000 Jato DHD-Benzin in der neuen Anlage in Kammer 801/802 mit 10 cbm Reaktionsraum. Die Energieverbräuche sind wie in der Baureiferklärung geschätzt, eingesetzt; als Energiepreise sind die Preise von Lu-Op zugrundegelegt. In den allgemeinen Spesen ist eine Amortisation von 1,3 Millionen RM. in einem Jahr eingesetzt, die als Mehrkosten gegenüber der sofortigen Ausrüstung der Anlage auf dem neuen Oppauer Gelände anfallen.
- 3) Herstellung von 4170 moto = 50 000 Jato DHD-Benzin in der neu projektierten Anlage auf dem Oppauer Gelände mit 19 cbm Reaktionsraum. Die Energiekosten sind mit 40% der Kosten von 4 eingesetzt. Als Anlagekosten sind 7,2 Millionen RM zugrundegelegt mit einer normalen Amortisation in 10 Jahren.
- 4) Herstellung von 11600 moto = 140 000 Jato DHD-Benzin wie in Stettin-Falitz vorgesehen, aber unter Zugrundelegung der in Lu-Op geltenden Energiepreise. Die Unterschiede bestehen in Folgendem:

Hochspannung Lu-Op:	1,5 Pf./kwh	Stettin:	2 Pf./kwh
Hochdruckdampf "	5,10 M/t	"	2,50 M/t
Niederdruckdampf "	4.-M/t	"	2.-M/t
Kraftgas "	1 Pf./cbm	"	0,50 Pf./cbm
Wasser "	0,8 Pf./cbm	"	1,0 Pf./cbm.

Die übrigen Kosten sind eingesetzt wie für Falitz geschätzt.

5) Herstellung von 11660 moto = 140 000 tate DHD-Benzin in Stettin-Pölitz. Die Energieverbräuche sind dem von Obering. Plauth aufgestellten Energietabellen entnommen. Als Anlagekosten sind 13,725 Millionen RM. mit einer Amortisation in 10 Jahren zugrundegelegt.

Die Produktspezen sind in allen Fällen gleich gehalten. Es ist (für die Verarbeitung von rumänischem Benzin) ein Anfall an C₄-freiem Abstreifer von 75% der Einspritzung angenommen mit einem Rückstand an Schwerbenzin 155° von 5% im Abstreifer. Dieser Rückstand ist zu einem Preis von 190.-RM/to (Gasöl- oder Autohi-sunata) gutgeschrieben. Das Ausgangsprodukt ist mit einem Preis von

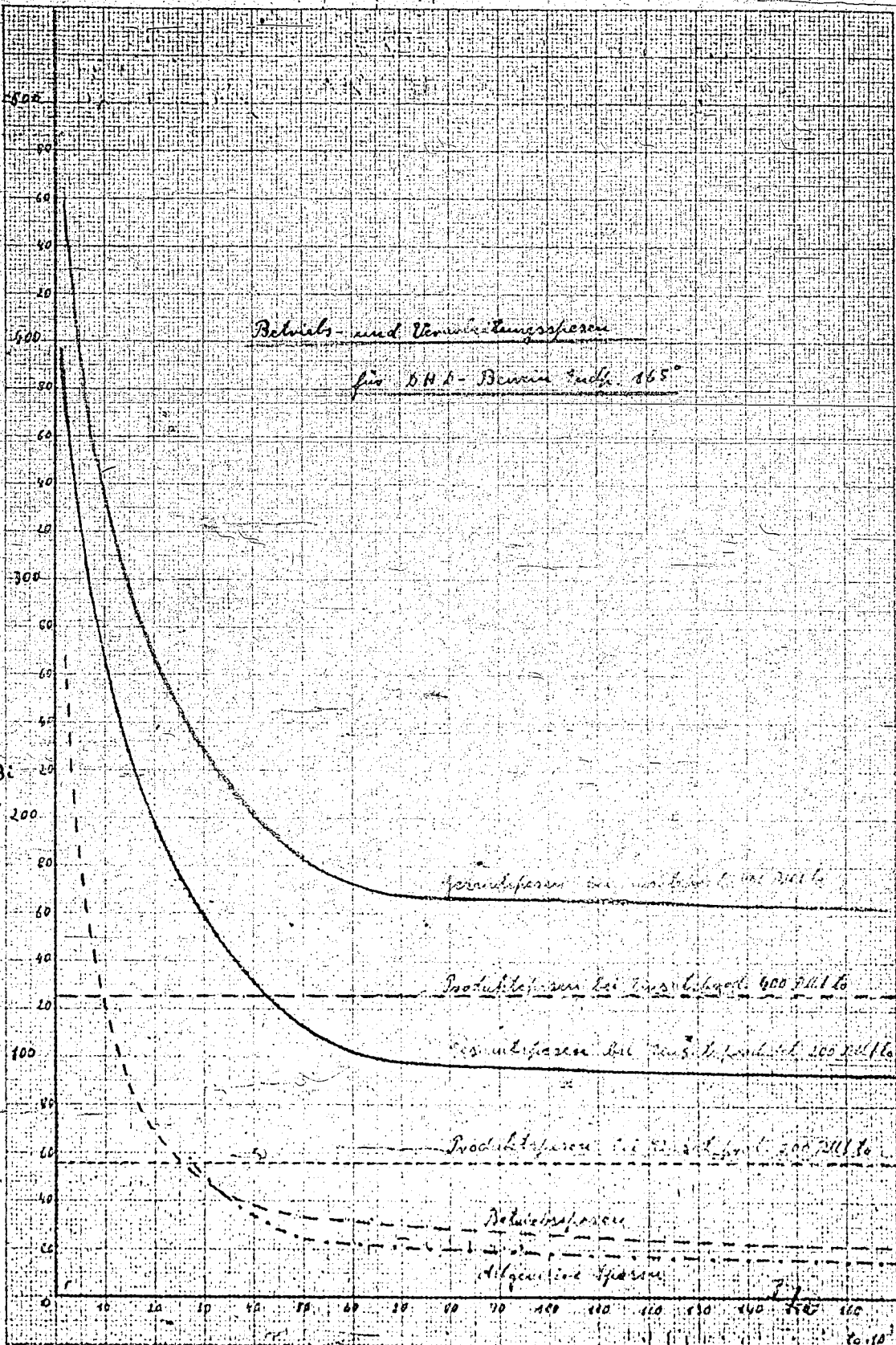
a) 200.- RM/to

b) 400.- RM/to (= grüne Zahlen) einge-

setzt.

gez. Süßenguta

" Simoj



I.G. Farbenindustrie Aktiengesellschaft
Ludwigshafen a. Rhein

1900

	Kosten/Monat					Kosten/t Fertigbl. BP 165°, 50 Vol.-% Aromaten				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Kapazität d. Anlage i. jato Fertigprodukt:	1840	27000	50000	140000	140000	1840	27000	50000	140000	140000
Reakt.volumen d. DHD-Ofen	935 Ltr.	10 cbm	19 cbm	54 cbm	54 cbm	935 Ltr.	10 cbm	19 cbm	54 cbm	54 cbm
Standort der Anlage:	Lu-Ka. 504	Lu-Ka. 801/ 802	Op-Meusanl.	Op.	Stettin- Pölitz	Lu-Ka. 504	Lu-Ka. 801/ 802	Op-Meusanl.	Op.	Stettin- Pölitz
I. Betriebskosten:	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>	<u>RM.</u>
Löhne (1,55 Mk/h)	7 603.-	20 500.-	34 200.-	48 750.-	48 250.-	49,70	9,12	8,20	4,14	4,14
Gehälter:	3 328.-	4 000.-	4 000.-	5 000.-	5 000.-	21,75	1,78	0,96	0,43	0,43
Energien:										
H-Spg. (1,5 Pf/kWh)	375.-	15 000.-	11 200.-	28 100.-	41 260.-	2,45	6,66	2,69	2,40	3,54
H-Spg. (2 " ")	58.-	700.-	1 550.-	3 870.-	4 370.-	0,37	0,31	0,37	0,35	0,31
H-Dampf (5,10 Mk/t)	8 808.-	14 700.-	17 000.-	42 500.-	20 800.-	57,80	6,55	4,08	3,64	1,78
N-Dampf (4 " ")	1 000.-	7 350.-	930.-	2 330.-	1 165.-	6,54	3,27	0,22	0,20	0,10
Kraftgas (1,0 Pf/cbm)	2 620.-	17 900.-	7 120.-	17 000.-	10 680.-	17,13	7,96	1,71	1,53	0,92
Wasser (0,8 " ")	100.-	1 110.-	1 150.-	2 880.-	3 660.-	0,65	0,49	0,28	0,25	0,31
Ketkosten f. 12 Monate (7,35 Mk/kg 7360)	630.-	6 600.-	12 500.-	36 750.-	36 750.-	4,12	2,94	3,00	3,15	3,15
Materialien:	150.-	1 000.-	1 710.-	4 100.-	4 800.-	0,98	0,44	0,41	0,41	0,41
Sticketoff (2,4 Pf/cbm)	1 142.-	2 400.-	2 400.-	1 000.-	1 000.-	7,46	1,07	0,58	0,09	0,09
Eisenbahn, Kesselwagen, Tankmiete	3 000.-	4 000.-	-	-	-	19,60	1,78	-	-	-
Reparaturen:	12 000.-	25 000.-	45 000.-	60 000.-	60 000.-	78,45	11,11	10,80	5,15	5,15
Summe:	40 812.-	120 260.-	138 760.-	253 780.-	233 305.-	267,-	53,46	35,30	21,72	20,02
II. Allgemeine Spesen:										
Generalia 2,5% v. Betr.'sp.	1 020.-	3 080.-	3 469.-	6 520.-	5 835.-	6,67	1,37	0,83	0,56	0,50
Steuern 3% v. Anl'kapital	250.-	9 500.-	18 000.-	34 000.-	34 300.-	1,64	4,22	4,32	2,94	2,94
Zinsen 3% v. Anl'kapital	250.-	9 500.-	18 000.-	34 000.-	34 300.-	1,64	4,22	4,32	2,94	2,94
Amortisation d. Anl'kapitals	8 400.-	108 300.-	60 000.-	114 400.-	114 400.-	54,90	48,16	14,40	9,81	9,81
Summe:	9 920.-	130 380.-	99 469.-	189 520.-	189 635.-	54,85	57,95	23,87	16,25	15,19
III. Produktspesen:										
Prod'vergassung + Verl. f. 20 Pf/g. (Produktfaktor 1,35)	10 700.-	157 500.-	292 000.-	816 000.-	816 000.-	70,-	70,-	70,-	70,-	70,-
Autobi-Suttschrift 2. Anst. A 19 g/g. Kopiersuttschrift 20 g/g. A 19 g/g.										
Summe:	8 467.-	124 610.-	231 170.-	645 300.-	645 700.-	55,40	55,40	55,40	55,40	55,40
IV. Gesamtergebnis:										
Summe:	59 199.-	375 250.-	469 340.-	1 088 300.-	1 050 710.-	327,25	168,33	112,57	93,37	93,37

UNITED STATES
DEPARTMENT OF THE INTERIOR
BUREAU OF MINES
COAL-TO-OIL DEMONSTRATION BRANCH
LOUISIANA, MISSOURI

From Dr. Pirie's Files

2/3/41

OPERATING COSTS AND TOTAL PRODUCTION COSTS FOR THE PRODUCTION
OF A -165°C HED GASOLINE IN PLANTS OF DIFFERENT CAPACITIES

The results are presented in the tables as well as graphically.

By re. HED gasoline, condostat -165°C, 50% by volume of aromatics					
Capacity, te/ann (finished product te/yr)	1 1840 530	2 27000 2250	3 50000 4170	4 100000 13600	5 240000 21600
Location of plant	Ludwigshafen stal 504	Ludwigshafen stal 201/312	Japan New Inst.	Degau	Politz
	RM/te	RM/te	RM/te	RM/te	RM/te
I. Oper. costs	267.00	53.46	33.30	21.72	20.02
II. Genr. costs	64.35	57.95	23.81	16.23	16.19
III. Prod. costs ¹⁾	55.40	55.40	55.40	55.40	55.40
Total costs ²⁾	387.25	166.81	112.57	93.37	91.61
Costs of the finished product	587.25	366.81	512.57	493.37	291.61

1) Case 1 (see graph) are valid for the cost price of the feed of 200 RM/te, the case 2 for the cost price of 400 RM/te for the feed.

2) The cost of the feed in this case is only contained in the product loss in gasification + loss.

120 a

The comparative cost estimates were made for the following cases:

- 1) The production of 153 te/mo = 1840 te/ann of DHD gasoline in the 1000 liter converters of the stall 504. The actual monthly expenses were used for the operating costs, as entered on the stall account sheet. The general costs are the construction costs assumed as 100,000 Mk, with an amortization in 1 year.
- 2) The production of 2,250 te/mo = 27,000 te/ann of DHD gasoline in the new installation in stalls 801/802 with 19 cbm converters. The power consumption is that estimated in the declaration for the construction permit; the price of power is based on the prices at Ludwigshafen-Opau. An amortization cost of 1.9 million Mk per year is included in the general costs, which form additional costs in comparison with the present erection of the plant on the new Opau property.
- 3) The production of 4,170 te/mo = 50,000 te/ann of DHD gasoline at the new Opau property with 19 cbm reaction spaces. The power costs here used are 40% of the cost in case 4. The installation costs have been assumed to be 7.2 mill. RM, with a normal amortization in 10 years.
- 4) Production of 11,600 te/mo = 140,000 te/ann of DHD gasoline, similar to the production in Stettin-Pölitz, but on the assumption of the power prices charged in Ludwigshafen-Opau. The differences consist in the following:

High tension current, Ludw.-Opau	1.5 pfk/kwh	Stettin:	2 pfk/kwh
High pressure steam	5.10 M/to	"	2.5 M/to
Low pressure steam	4.- "	"	2.- "
Power gas	1 pfk/cbm	"	0.5 pfk/cbm
Water	0.8 "	"	1.0 "

The other costs are used as estimated for Pölitz.

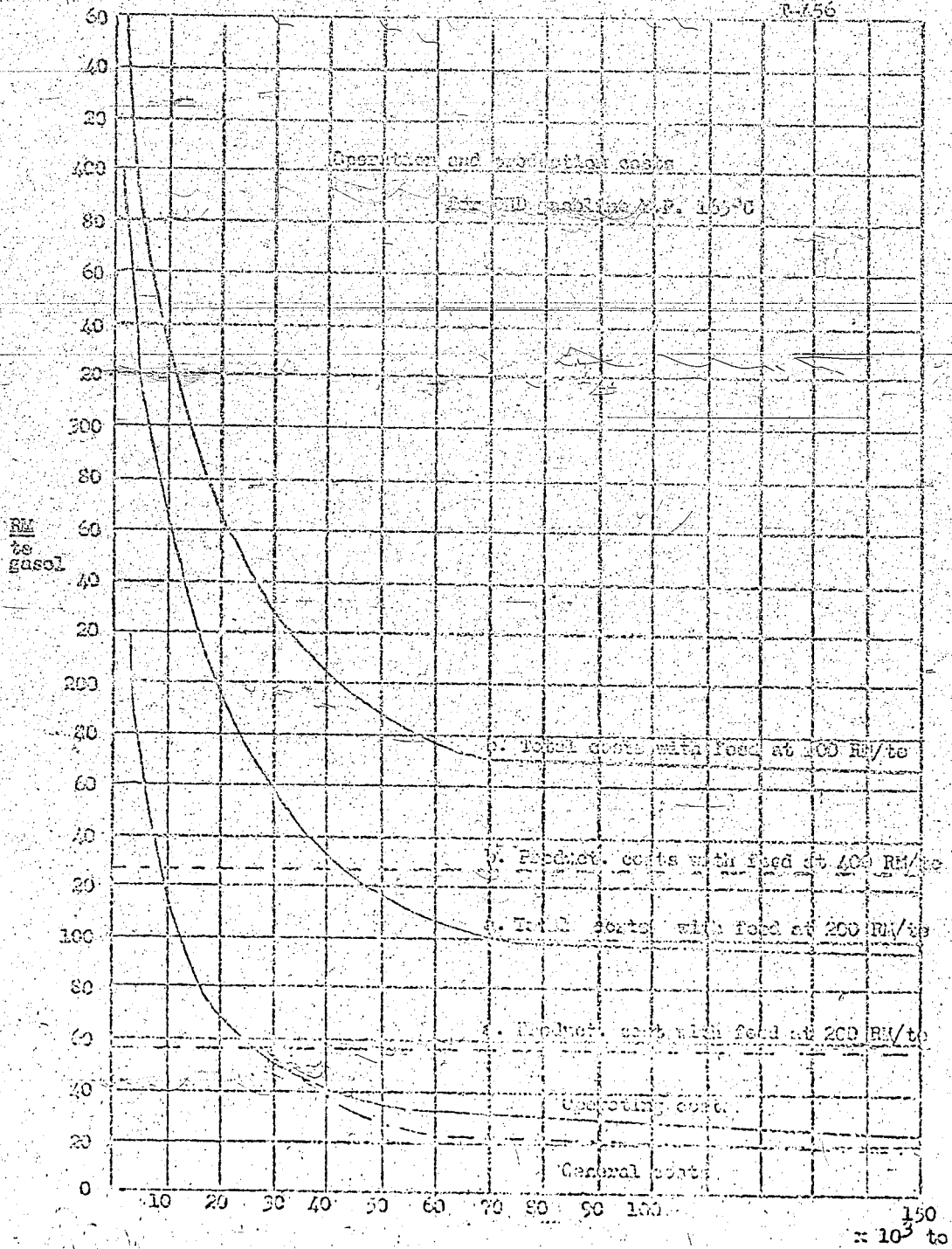
- 5) The production of 11,600 te/mo = 140,000 te/ann in Stettin-Pölitz. The power consumption is that furnished by Mr. Plauth, Engineer in Charge, in his tables. The installation costs are based on 13,725 mill. with an amortization in 10 years.

The product costs have been assumed to be the same for all cases. It is assumed that 75% of the sulphur is obtained at C₂-free catchpot bottom, with a residue of 5% of heavy gasoline, -125°C, in the catchpot, in the case of Rumanian gasoline. A 100 Mk/to credit is given for this residue. The feed is computed at a price of

- a) 200 Mk/to
- b) 400 Mk/to

/s/ Sassenuth
Koch.

R-756



Operation and Reworking Costs for the Production
of -165°C DHD Gasoline in Ludwigshafen-Oppau, with Different Installation Capacities

2/3/1941 T-456

	Costs/month:					Costs/te finished gas., E.Pt. 165°C, 50% arom. by volume				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
Capacity of plant, te/ann finished product	1840	27000	50000	140000	140000	1840	27000	50000	140000	140000
Reaction volume of DHD converters	935 li.	10 cbm	19 cbm	54 cbm	54 cbm	935 li.	10 cbm	19 cbm	54 cbm	54 cbm
Location of Plant	Lu-Stall 504	Lu-Stall 801/802	Op-New Plant	Op.	Stettin-Politz	Lu-Stall 504	Lu-Stall 801/802	Op-New Plant	Op.	Stettin-Politz
I. Operation Costs	RM.	RM.	RM.	RM.	RM.	RM.	RM.	RM.	RM.	RM.
Wages (1.65 mk/h)	7 603.-	20 500.-	34 200.-	48 250.-	48 250.-	49.70	9.12	8.20	4.14	4.14
Salaries	3 328.-	4 000.-	4 000.0	5 000.-	5 000.-	21.75	1.78	0.96	0.43	0.43
Power										
High Tens. (1.5 Pf/kwh)	375.-	15 000.-	11 200.-	28 000.-	41 260.-	2.75	6.66	2.69	2.40	3.54
Low Tension (2 ")	56.-	700.-	1 550.-	3 370.-		0.37	0.31	0.37	0.33	
High Pr. Steam (5.10 mk/t)	8 808.-	14 700.-	17 000.-	42 500.-	20 800.-	57.80	6.33	4.08	3.64	1.78
Low " Steam (4 ")	1 000.-	7 350.-	930.-	2 330.-	1 165.-	6.54	3.27	0.22	0.20	0.10
Pewer Gas (1.0 Pf/cbm)	2 620.-	17 900.-	7 120.-	17 800.-	10 630.-	17.13	7.96	1.71	1.53	0.92
Water (0.8 ")	100.-	1 110.-	1 150.-	2 880.-	3 600.-	0.65	0.49	0.28	0.25	0.31
Cat. Costs for 12 months (7.35 mk/kg 7360)	630.-	6 600.-	12 500.-	36 750.-	36 750.-	4.12	2.94	3.00	3.15	3.15
Materials	150.-	1 000.-	1 710.-	4 800.-	4 800.-	0.98	0.44	0.41	0.41	0.41
Nitrogen (2.4 Pf/cbm)	1 142.-	2 400.-	2 400.-	1 000.-	1 000.-	7.46	1.07	0.58	0.09	0.09
R.R. Tank Cars	3 000.-	4 000.-	-	-	-	19.60	1.78	-	-	-
Rental of Tanks										
Repairs	12 000.-	25 000.-	45 000.-	60 000.-	60 000.-	78.45	11.11	10.80	5.15	5.15
Sum	40 812.-	120 260.-	138 760.-	253 180.-	233 305.-	267.-	53.46	33.30	21.72	20.02
II. General Costs										
General 2.5% of oper. costs	1 020.-	3 080.-	3 469.-	6 520.-	5 833.-	6.67	1.37	0.83	0.56	0.50
Management 3% of inst. capitalization	250.-	9 500.-	18 000.-	34 300.-	34 300.-	1.64	4.22	4.32	2.94	2.94
Interest 3% " " "	250.-	9 500.-	18 000.-	34 300.-	34 300.-	1.64	4.22	4.32	2.94	2.94
Amortization of " " "	8 400.-	108 200.-	60 000.-	114 200.-	114 200.-	54.90	48.14	14.40	9.81	9.81
Sum	9 920.-	130 380.-	99 469.-	189 520.-	189 633.-	64.85	57.95	23.87	16.25	16.19
III. Production Costs										
Casification + Loss kg @ 20 Fig.	10 700.-	157 500.-	292 000.-	816 000.-	816 000.-	70.-	70.-	70.-	70.-	70.-
(Production factor 1.35)										
Motor gasoline credit from residues @ 19 Fig.	Cr. 1 255.-	Cr. 18 490.-	Cr. 34 200.-	Cr. 95 600.-	Cr. 95 600.-	Cr. 8.20	Cr. 8.20	Cr. 8.20	Cr. 8.20	Cr. 8.20
Motor credit 200 cbm @ 3000 h.u./te gasoline	Cr. 978.-	Cr. 14 400.-	Cr. 26 680.-	Cr. 74 620.-	Cr. 74 620.-	Cr. 6.40	Cr. 6.40	Cr. 6.40	Cr. 6.40	Cr. 6.40
1000 h.u. @ 0.4 Fig.										
Sum	8 467.-	124 610.-	231 120.-	645 780.-	645 780.-	55.40	55.40	55.40	55.40	55.40
Total Costs	59 199.-	375 250.-	469 349.-	1088 480.-	1 068 718.-	387.25	166.81	112.57	93.37	91.61

T-456

Econ-12

T-249
K59

Hochdruckversuche ✓ Zurück an
Lu 7 Vorzimmer Dir. Dr. Pfeil

28. Juni 1944 v. Hoch/Ki

Zur Tabelle über Grundlagen der Hydrisierung

Bei der Aufstellung der Energieverbräuche sind Angaben der Werte berücksichtigt.

Die Belegschaft umfasst nur eigentliche Betriebsarbeiter, nicht aber die Leute für Nebengeschäfte (Werkstatt, Schweißerei, Leinwand, Gefäßschliffabteilung, Kaufabteilung, Küche, Lager, Rechnungswesen, Luftschutts, Verkehrsbetrieb, Platzbetrieb, Hausreinigung). Hierfür ist mit einem Aufschlag von etwa 40% zu rechnen. In übrigen handelt es sich um Ideiwerte, die aber z.B. in den Werken nur wenig überschritten werden.

Maschineneisen: Eisenwerk wurde überall in 2 : 1 gerechnet.
Als Reparaturreisen wurde nach Angaben der Werke gerechnet.
Für H₂ aus Koks ist das Giesing-Verfahren eingesetzt;
für H₂ aus Koks und Crude das Winkler-Verfahren.

gez. v. Hochstetter

(berechnet nach 200 000 t/Jahr Anlagengen)
(Calculated from 200,000 T/Ann. Plants)

	Gas phase Gasphase			Petroleum Erdöl (gemischtbasisch) (mixed base)		Brown Coal tar Braunkohlenteer (mitteldeutsch) (Middle-German)		Brown Coal Braunkohle (mitteldeutsch) (Middle-German)		Bituminous Coal Steinkohle		TTH 100 000 t/Ann 77% Gasöl + Gasöl + Schmier- öl 15% Paraffin	DHD 100 000 t/Ann DHD-Ben- zin Gesamt Lubric.
	1. Stufe Gasöl 1. stage Gas Oil	2. Stufen Mittelöl aus Braunkohle Mittelöl aus Steinkohle 2 stages Mittelöl aus Braunkohle Mittelöl aus Steinkohle	Mittelöl aus Steinkohle Mittelöl aus Braunkohle	Gesamt Total	Sumpf- phase allein Wasser- phase Alone	Gesamt Total	Sumpf- phase allein Liquid phase Alone	Gesamt Total	Sumpf- phase allein Liquid phase Alone	Gesamt Total	Sumpf- phase allein Liquid phase Alone		
Consumption Figures: Verbrauchszahlen: Raw Mat. (Dry)													
Rohtorff (trocken) t/Std.	140	13,5	13,5	14,25	14,1	15,5	15,5	28,5	28,5	21,5	21,5	13,75	15,8
Strom KW	2750	6000	7100	9500	4600	11500	3500	21250	15000	35000	27000	10000	2400
H.B. Dampf t/Std.	1,25	2,5	2,5	8,75	4,25	11,25	8,75	55	44	18,5	13,5	7,5	3-3,5
N.B. Dampf t/Std.	7,5	15	17	22	10,5	23,7	7	28	20,5	67,5	50	45	3,5-4,0
Wasser m ³ /Std.	800	1700	1900	2375	350	3125	1000	4000	3125	5750	4000	1800	340
Feuerung 10 ⁶ kcal	6	5	8,5	16	8,75	13	7	19	15	33,5	25	17	14
Hygas-Gussch. 10 ⁶ kcal	3,5	10,5	13,5	21	10,5	29	13,5	55	44	74	60,5	5,5	3,5
Difference	2,5	5,5	5	5	1,75	18	6,5	37	35	40,5	35,5	-10,5	2,2
Wasserdampf m ³ /Std.	5000	8000	10000	7200	3200	10400	3500	3750	21750	35750	25500	6250	-
Coke liq. for H ₂ (for water gas) Für H ₂ -Herst. erforderlicher Koks (für Wasser- gas) t/Std.	4,5	7,1	9	6,5	3	8,5	3,15	28,7	15,2	34	23	5,5	-
Heat-Wa. bergaus 10 ⁶ kcal or expressed bezw. ausgedrückt in t Coke	(3,1)	(5,0)	(6,3)	(4,5)	(2,0)	(6,5)	(2,2)	(16,7)	(3,7)	(22,5)	(16,0)	(4,0)	-
od. Koks (f. Koks) t/Std.	(0,4)	(0,7)	(0,8)	(0,6)	(0,3)	(0,9)	(0,3)	(2,5)	(1,5)	(3,0)	(2,2)	(0,5)	-
6d. Hygas 10 ⁶ kcal	4,0	6,0	8	5,75	2,5	8,75 ³⁾	2,65 ³⁾	22,5 ³⁾	17 ³⁾	29	20,5	5	-
(einschl. Heissgas für Spaltanlage) kcal/h (incl. fuel gas for splitting plant)	17	27	34	24,5	11	35,5	12	100	75	177	127,5	21,5	-
Leutebedarf: Personal Req.:													
Bedienung Operators Man/Man	130	200	240	280	125	340	155	500	360	610	445	200	55
Handwerker (Mittelstufe) Man/Man	95	250	180	210	95	255	115	370	270	470	350	135	50
Eisenbedarf t	12500	20000	20000	30000	15000	37500	16000	7500	55000	60000	6000	0000	-
App. Eisen (für Spaltanlage) t	3500	3500	13500	20000	10500	5000	10300	50000	37500	53000	40000	40000	-
Bauweise (für H ₂) t	4000	6500	6500	10000	5500	12500	5500	22500	17500	25000	20000	20000	-
Res. Eisen (für Spaltanlage) t	150	270	270	500	280	550	280	1050	800	1800	1300	300	350
Rohtorff t/Std.	110000	109000	100000	114000	114000	125000	125000	227500	225000	172000	172000	100000	120000
Wasserdampf t/Std.	39000	57000	72000	52000	24000	76000	25000	215000	133000	273500	185000	40000	60000
Hygas t/Std.	32000	48000	54000	46000	20000	66000	21000	100000	132000	127500	155000	40000	60000
Wasser m ³ /Std.	39000 ¹⁾	34000 ¹⁾	40000 ¹⁾	57000 ¹⁾	27500 ¹⁾	60000 ¹⁾	29500 ²⁾	162500	135000	132000	147500	60000	80000

1) 1000 WE/Std. 2) 5000 WE/Std. 3) Erzeug. (L. T. Coke)

U. S. BUREAU OF MINES
HYDRO. DEMON. PLANT DIV.

T-249

KCBraun
2/20/47

CONSUMPTION DATA FOR 100000 T/ANN AUTO GASOLINE

By V. Hochstetter, Ludwigshafen/Rh,
28 June, 1944.

The figures on power consumption given in the attached table are based on data submitted by the various plants.

The personnel includes production workers only. It does not include workers for auxiliary purposes, such as plant protection, fire protection, apprentices, personnel division, sales division, accounting, kitchen, stores, air protection, transportation, cleaning, etc. About 40% must be added for these purposes. The rest is based on ideal figures, which, however, are closely met at present by the various plants.

The proportion of iron requirements for machines to that for buildings was figured as 2:1 everywhere. Iron required for repairs is based on estimates from plant reports. The Demag process was figured for H_2 from coke; the Winkler process for H_2 from coal and lignite or carbonization coke (Grude).

Table I - Continued

T-249

Personnel Req'd:	A.	B.	C.	D.	E.	F.	G.	H.	I.	J.	K.	L.	M.
Operators Men	130	200	240	280	125	340	155	500	360	628	445	200	65
Millwrights Men	95	150	180	210	95	255	115	370	270	470	350	135	60
Iron Req'd, (for equipment)	12500	20000	20000	30000	16000	37500	16000	72500	55000	60000	60000	?	?
(for bldgs.)	5500	13500	13500	20000	10500	25000	10500	50000	37500	55000	40000	?	?
(for repairs) t/Ann.	4000	6500	6500	10000	5500	12500	5500	22500	17500	25000	20000	?	?
	150	270	270	500	280	550	280	1050	600	1200	500	900	350
Raw Matl. Req'd/Ann. (for Hydrogenation)	110000	105000	108000	114000	114000	125000	125000	227500	225000	172000	172000	110000	186000
(for H ₂) t. Coal	35000	57000	72000	52000	24000	75000	25000	215000	155000	272500	165000	44000	—
or t. Coal	32000	45000	64000	46000	20000	62000	21000	160000	132000	227500	165000	42000	—
t. Coal, current & steam together	39000 ¹⁾	54000 ¹⁾	40000 ¹⁾	57000 ¹⁾	27500 ¹⁾	83000 ²⁾	29500 ²⁾	192500 ²⁾	135000 ²⁾	192000	147500	92500	—

1) 6300 Kcal/kg 2) 5000 Kcal/kg 3) Grade (L.T. Coal)

Halt für ...
Cost of Prod. Gas fr. Prod. Coal
Zu den Kalkulationen I-Bi aus Steinkohle.

ECON-13

Preise:

Die Preise für Hydrierkohle und Kontakte sind der Pölitzer Grundspesenkalkulation vom Juli 1940 für Koks, Energiekohle und Kohle zur Heizgas erzeugung der Grundspesenkalkulation vom Juni 1941 entnommen. H_2 und Heizgaspreise wurden hieraus errechnet.

Treibgas-
u. H_2 :

Nach Angaben Pölitz wird das Treibgas nur aus den Reichgasen gewonnen. Hygas-Rechnungen für Gelsenberg und O-Schlesien ergaben, daß vom Gesamt $C_1 - C_4$ im Mittel 88,5% im Reichgas enthalten sind. Es wurde angenommen, daß aus den 95% verwertbaren Reichgasen 90% des $C_1 + C_4$ gewinnbar sind. Aus dem restlichen Hygas lassen sich 58% des H_2 -Bedarfs gewinnen. Zur Deckung des Heizgases für die Hygas-spaltung wird Heizgas in Generatoren erzeugt. Das Heizgas für die Hydrierung wird ebenfalls durch Generatorgas sowie durch Restwassergas aus der H_2 -Herstellung aus Koks gedeckt.

Energien:

Der Fremdstrombezug beträgt 200×10^6 KW pro Jahr.
(Kalkulation Pölitz Juli 40.)

Da eine gesonderte Energiekalkulation nicht aufgestellt wurde, sind die Dampfpreise - für Strom und Wasser waren sie gegeben - rückwärts errechnet durch Gegenüberstellung von gewöhnlicher und Grundspesenkalkulation. Strompreis und Wasserpreis sind der Pölitzer Kalkulation entnommen.

Reparatu-
ren:

Zur Ermittlung des Leutebedarfs für die Reparaturen ist zunächst aus den Reparaturen der einzelnen Anlageteile in Hydrierung, H_2 -Erzeugung, Energiebetrieb der mittlere Reparaturprozentsatz des Anlagekapitals ermittelt; die so erreichte Summe ergab unter Zugrundelegung von 3,40 je A.St. die Zahl der Handwerker.

Bilanz:

Zu Grunde gelegt ist die Bilanz vom 16.11.40 für Oberschlesien. Es ist jedoch auf Grund des Großversuches in Lu der Abbau von 94 auf 96% erhöht, die Vergasung von 27% auf 24% herabgesetzt. Leistung unverändert 0,25.

19 1981

Energieverbrauch: Er wurde neu ermittelt.

Anlagekosten:

- a) Hydrierung: Es wurden vorhandene Anlageschätzungen auf die Pölitzer Kapazität umgeschätzt.
- b) H₂: Umgeschätzt aus Saar-Anlage-Schätzung (50 % aus Hygas, 50 % aus Koks).
- c) Energiezentrale: Mittelwert aus Schätzung für Saar-Anlage und Oberschlesien unter Berücksichtigung des Fremstrombezuges.

Energiekohle-Menge: Auf Grund des Energiekohle-Preises ist mit einem Heizwert von 6300 WE gerechnet.

Heizgas-Kohle: Es ist mit $5 \cdot 10^6$ WE je t Kohle an Heizgas-Ausbeute gerechnet.

Grundlage ist Bilanz vom 16.11.40 für L-Benzin aus Oberschlesischer Kohle Beuthen - Heinitz. Bei 95 % Ausbeute fallen an Hygase im Heizwert von $230 \cdot 10^6$ WE/h. In Pölitz wird das Treibgas nur aus den Reihgasen gewonnen. Nach Hygas-Rechnung für Gelsenberg sind vom Gesamt-Propan und Butan der Hygase 89 % in den Reihgasen enthalten; nach Hygas-Rechnung für O-Schlesien 88 %. Es wird also für Pölitz mit 88,5 % gerechnet. Die Ausbeute bei Kolonnenzerlegung wird mit 90 % an C₃ + C₄ angenommen. Demnach Anfall an Propan und Butan 8,9 t/h.

Da von 1 kg Treibgas = 11 000 WE. $8,9 \cdot 11 \cdot 10^6 = 98 \cdot 10^6$ WE/h. Da der Kraftgas-Bedarf der Hydrierung und der Hygas-Spaltanlage durch das Restwassergas der H₂-Herstellung aus Koks und durch Generator-Heizgas gedeckt wird, stehen für die H₂-Herstellung aus Hygas

$$\begin{array}{r} 230 \\ - 98 \\ \hline 132 \cdot 10^6 \text{ WE/h zur Verfügung.} \end{array}$$

Hieraus sind gewinnbar $\frac{132}{2400} \cdot 10^6 = 55 000 \text{ m}^3 \text{ H}_2/\text{h} = 57,8 \%$ vom Gesamt H₂.

Gesamt H₂-Bedarf $\frac{95 200}{- 55 000} = 40 200 \text{ m}^3 \text{ H}_2$ sind demnach aus Koks zu erzeugen, entspr. 33,4 t Koks.

Heizgas-Bedarf der Hydrierung: $86 \cdot 10^6$ WE/h
 " " " Hygas-Spaltung: $55 \cdot 10^6$ WE/h
141 · 10⁶ WE/h
 Restwassergasanfall: 25 · 10⁶ WE/h
 In Generator zu erzeugendes Heizgas: $116 \cdot 10^6$ WE/h

1 Generator erzeugt $6 \cdot 10^6$ WE/h; demnach erforderlich $20 + 3 = 23$
 1 t Rohkohle liefert $5,0 \cdot 10^6$ WE; demnach $\frac{116}{5,0} = 23,2$ stute Heizgaskohle

Anlagekosten der Heizgas-Anlage = 9,5 Mill.

Anlagekostenschätzung

Herstellung von 244 000 Jato L-Benzin aus oberschlesischer Kohle

Sumpffase 700 at

✓ Kohlebrechung, Mahlung 66,5 to/h	}	6 700 000.--
✓ Trocknung, Anmischung		
✓ Gasumlaufpumpenbetrieb 230 000 m ³ /h		1 500 000.--
✓ Breipressenbetrieb 143 to/h		4 700 000.--
✓ Sumpffasekammern 4 x 4		21 200 000.--
✓ Kreislaufgaswäsche 173 m ³ /h		4 000 000.--
✓ Rückstandslehnderei 63 to/h		2 300 000.--
✓ Rückstandsahwclerei 18,5 to/h		3 300 000.--
Tanklager für sichere Öle		2 000 000.--
✓ Abstreifer-Destillation 89 to/h		2 300 000.--
✓ HD, HD-Leitungen		2 500 000.--
✓ Kompression 66 600 m ³ /h		2 000 000.--
		<u>52 500 000.--</u>

Gemeinsame Anlagen:

nur Anteil der Sumpfphase.

Verkaufstanklager, Abfüllstation

Treibgasanlage und Entbenzinierung,
Lager, Abfüllstation 4,5 t/h

Abpreßgrube, Isoliergerüst,
Notentspannung, Schaumlöschanlage

4 300 000.--

Zusammenstellung:

Sumpfphase

52 500 000.--

Gemeinsame Anlagen
(nur Anteil der Sumpfphase)

4 300 000.--

56 800 000.--

L - Benzin aus Kohle.

Detailierung der Gasphase-Anlagekosten.

	<u>Mill. M.</u>
✓ Einspritzpumpen u. Gasmlauf 1,5 + 1,7	3,2
✓ 4 Benzinkammern (3(000)+1(00)) 4,8 + 4,9	9,7
✓ Tanklager für leichte Öle	1,9
✓ Destillation	1,9
✓ Stabilisation u. Wäsche 0,58 + 0,17	0,75
✓ HD u. HD-Leitungen	1,4
	<hr/> 16,75
Gemeinsame Anlage:	
✓ Verkaufstanklager u. Abfüllstation	0,6
✓ Entbenzinierung u. Treibgasanlage 4,4 t/h	2,5
✓ Abpreßgeräte, Isoliergerüst, Schaumlöschanlage, Leitungen	0,15
	<hr/> 3,25
	<hr/> 16,75
	<hr/> 22,00

Anlagekosten für L-Benzin aus oberschlesischer
Steinkohle.

Hydrierung: S-Phase	56,8 Mill.	(siehe beiliegende Umschätzung)
G-Phase	22,0 "	(Sch. 29.10.40, ungesch.)
H ₂ -Herstellung 95 200 m ³	59,0 "	(Sch. 15.7.40, Frankenthal)
Energieerzeugung (Dampf, Strom, Wasser)	44,0 "	(" ")
Heizgas erzeugung	9,0 "	(M.T.A.)
	<hr/>	
	170,8 Mill.	
Nebenanlagen 25 %	42,7 "	
	<hr/>	
	213,5 Mill.	
Sonstiger Kapitalbedarf 15 %	32,0 "	
	<hr/>	
	245,5 Mill.	
	<hr/>	

Energiebedarf für L-Bi aus obereschl. Steinkohle.

	HD	ND	Wasser	Strom	Leute/Tag	
Heißgas			500	800		
Hydrierung	24	82	6250	31 500	909	
H ₂ -Erzeugung aus Hoke	24	56	3600	21 500		
H ₂ -Erzeugung aus Hygas	—	46	5000	33 000		
Wasserwerk	—	1	—	4 500	550	Energie- zentrale u. Heißgas
Nebenanlage	—	16	1400	4 100		
	3	201	16750	95 500	1 790	

Berechnung der Energiekohlmenge:

H₂/kg Kohle 6300 (Annahme bei frechtfreiem Preis von 12,50 je to Stückkohle)

$$y = 0,8$$

Wärmeeinheit des Hochstdruckdampfes 800 WE/kg

" " Speisewassers 200 " "

Aufzubringende Wärme 600 WE/kg

$$201 \text{ to ND} = 292 \text{ to Heißdampf} = 41\ 000 \text{ KW (0,1 kg/KW)}$$

$$95\ 500 - \text{Fremdstrom } 25\ 000 = 70\ 500$$

$$- 41\ 000$$

$$29\ 500 \cdot 4,2 = 124,0 \text{ to}$$

$$292,0 \text{ "}$$

$$416,0 \text{ to}$$

Dampf

$$- 3$$

$$413 \text{ to}$$

Dampf

$$\frac{413\ 000 \cdot 600}{6300 \cdot 0,8} = 49 \text{ to Energiekohle}$$

=====

Power Table for Av. Gasol. fr. Opp. Sil. Bit. Coal.

- 6 -

Energietabelle für L-Bi aus oberesches. Steinkohle.

High Tension
Low Tension
Man/Shift

	Mengen Quantity	HD H.P. Steam	HD L.P. Steam	Gas	Wasser	H- Span- nung	N- Span- nung	Mann/ Schicht
S-Phase, 700 atm								
Vorbereitung	66,5	—	0,67	—	—	443	110	4
Mahlzuckermahlung	67,0	—	0,44	8900	—	570	75	5
Kohlemüllerei	157,0	2,4	3,15	—	5	2500	250	5
Erdrpressen	143,0	—	5,7	—	—	9350	99	10
Wasserpumpen, Spülöl	9,0	—	—	—	—	360	1	3
Gasumlauf	230000	—	—	—	—	1370	23	6
Kompression	68600	—	—	—	—	4800	—	7
Kammern	146,0	1,46	24,8	31400	1650	1850	410	20
Ölwäsche	173	—	17,3	—	58	1120	190	20
Schleuderei	85	2,98	1,54	—	2	—	240	10
Schwelerei	18,5	1,12	0,86	8700	240	740	278	10
Abstr.-Destillation	89,0	—	5,75	19600	1220	—	276	12
G-Phase, 300 atm.								
5058 Einspritz- pumpen	36,7	—	—	—	—	468	8	4
Wasserpumpen	3,7	0,57	—	—	4	—	77	3
Gasumlauf	147000	—	0,53	—	—	735	12	3
Kammern	36,7	—	0,70	—	400	565	42	10
Abstr.-Dest.	35,0	—	1,77	6950	500	—	140	5
6434 Einspritz- pumpen	35,8	—	—	—	—	455	6	4
Wasserpumpen	3,6	0,6	—	—	1	—	72	3
Gasumlauf	72000	—	0,25	—	—	360	5	3
Kammern	35,8	—	0,68	3580	386	550	41	10
Abstr.-Dest.	31,8	—	1,54	6050	452	—	127	5
Entbenz. und Treibgas(gew.)	11,4	5,7	1,9	—	620	2120	—	4
Bi-Stabili- sierung	30,6	4,95	0,87	—	263	—	61	2
Bi-Wäsche	30,6	—	0,59	—	9	—	23	2
Zwischentanks	30,6	3,4	6,8	—	—	—	430	5
Verkaufstank- lager	30,6	0,92	6,1	306	218	31	250	3
Hygas-Gasometer Büros, Labors	30,6	—	—	—	—	—	—	—
	—	24,10	81,94	85486	6234	28367	3246	202
						31 613		+ 50%
								303

Pore Aviat. Gasol. fr. Upp. Sil. Pkt. Coal

L - Bensen aus obereschles. Steinkohle.

Grundspesen-Kalkulation. - Basic Cost Calculation

Produktion: 244 000 ^{flamm. Av. Gas.} lato I-B1 in 4(0000) = 141 m³ (18 : 15 m ^{Conv.} Ofen = 3:2)

Input Binnsatz: 532 000 " ^{raw coal with} Reihkohle mit 5 % Asche und 10 % Wasser.

A. Betriebsspesen:

RM/E Av. Gas. I-B1

<i>Coke</i> <u>Koks:</u>	267 000 ^{flamm. @} <u>lato @ 30.-/t</u>	=	8 000 000.--		32.80
<i>Power Coal</i> <u>Energiekohle:</u>	369 000 " @ 13.80	=	5 070 000.--		22.00
<i>Fuel gas coal</i> <u>Holzgas Kohle:</u>	185 000 " @ 18.80	=	3 480 000.--		14.25
<i>outs. current</i> <u>Fremdstrom:</u>	200 * 10 ⁶ <u>KW/Jahr @ 2 Pf. =</u>		4 000 000.--		16.80

Catalyst + Chemicals

<u>Kontakt + Chemikalien:</u>					
<i>Liq. & Phase</i> <u>Cat. I</u>	5850 t @ 16.50	=	96 500.--		
" <u>II</u>	1470 t @ 300.--	=	440 000.--		
" <u>III</u>	7700 t @ 17.00	=	130 900.--		
			<u>675 900.--</u>		<u>2.77</u>

<u>Vap & Phase</u>	5058 46 m ³ @ 12500.--	=	575 000.--		<u>2.36</u>
	6434 42 " @ 4150.--	=	174 000.--		<u>-.71</u>

<i>splitting</i> <u>Spaltung Cat. I</u>	20,5 t @ 3000.--	=	61 500.--		
" <u>II</u>	18,7 t @ 2000.--	=	37 400.--		
" <u>III</u>	60,5 t @ 800.--	=	48 500.--		

<i>Conversion</i> <u>Konvertierung</u>	93,5 % @ 1650.--	=	154 000.--		<u>-.63</u>
<i>Chemicals</i> <u>Chemikalien</u>	1 220 t NaOH @ 150.--	=	183 000.--		<u>-.75</u>
					<u>7.83</u>

<i>Wages</i> <u>Lohn:</u>	1 790 * 8 * 365 @ 1.--	=	5 230 000.--		<u>21.40</u>
<i>Salaries</i> <u>Gehälter:</u>	20 % vom Lohn	=	1 050 000.--		<u>4.28</u>
<i>Repairs</i> <u>Reparaturen:</u>	1075 * 8 * 365 @ 3,40	=	10 700 000.--		<u>43.90</u>
<i>Operating</i> <u>Betriebsmaterial:</u>	15 % ^{of wages} vom Lohn	=	785 000.--		<u>3.21</u>
<i>Welfare</i> <u>Wohlfahrt:</u>	20 % ^{of wages & salaries} vom Lohn + Gehältern	=	1 255 000.--		<u>5.14</u>
					<u>77.93</u>

Betriebsspesen M/to I-B1 171.21
Operating Costs RM/E Av. Gas.

✓ Raw ✓
B. Rohmaterial:

Hydrog. Coal	t/ann. @	Brought Forward	RH/t Av. Gas.
Hydriarkohle: 532 000 tate à 22.50 =	11 950 000.-	<u>Übertrag</u>	<u>171.21</u>
			49.--
General	Preparation Costs RH/t Av. Gas.		
Generalia: 2,5 % von Verarb.-Spesen, Amortization	Verarbeitungsessen H/to I-BI		220.21
	of Prepar. Costs		
License	u. Feuerph. + Steuer Taxes		8.20
Lizens:	Fire Protect. (= H/to 227.71)		
	RN/b		5.--
			<u>253.41</u>

✓ Capital Burden
C. Kapitaldienst:

Amortization: 10% von 213,5 Mill.M. =	21 350 000.--	=	87.40
Interest:			
Verzinsung: 3% von 213,5 Mill.M. =	6 400 000.--	=	26.20
	5% von 32,0 Mill.M. =		
	1 610 000.--	=	6.60
Fire Protect. + Taxes:			
Feuerschutz + Steuern: 2% von 213,5 Mill. =	4 270 000.--	=	17.50
			<u>157.70</u>

Credits			371.11
Gutschriften: 15 000 tate Schwelteeer aus Heizgas	t/ann. L.F.G. for fr. Fuel Gas		
	à 90.- = 1 350 000.--	=	5.53
	71 000 tate Treibgas à 150.- =		
	10 650 000.--		43.70
			<u>521.88</u>
	H/to I-Benzin		
	RN/b Av. Gas.		

Av. Gas. fr. Opp. Sil. Coal

I - Borsin aus obereschles. Kohle.

Kostenschätzung. - Cost Estimate

(Bil. 16.11.40 (rote Zahlen) fig. in C)

Basis:

Grundlagen: I-Ph. 700 atm; 96 % Abbau; 0,26 Leistung auf verfügb. ^{Decomp. yield on available oil} _{gasification on available oil recov. + gasif.} Ölgewinn + Verg.;
24 % Vergasung auf verfügb. Ölgewinn + Verg.;

II-Ph. 5058; 300 atm; ^{Burden} 0,8; 3,5% Verg.; 100% Kon-

4 m³ Gas/kg RK. ^{raw coal} _{gasif.} ^{Conc.} 4 m³ Gas/kg Binspr.

III-Ph. 6434; 300 atm; ^{gasif.} 0,45; 20% Verg.; 60% Kon-

2 m³ Gas/kg Binspr. ^{inject.} _{Conc.}

Raw Coal Consumption:

Rohkohle- ^{flann. dry coal with} _{Asphs} verbrauch: 532 000 tate PK10 mit 3 % Asphs = 455 000 tate RK. ^{flann. raw coal}

Av. Gas. I-Bi-Produktion: 244 000 tate bei 4 (0000) S-Phase-Kapazität. ^{flann. at _{Capacity}}

Raw

Rehmaterial:

	Raw Coal @	H ₂	M/ton I-Bi
2,16 tate	Rehkohle	à 22,50	49.-
317 m ³	Wasserdampf	à 5,15	160.-
4310 m ³	H ₂ gas-Gatschrift	à 0,56	(24.70)
290 kg	Treibgas	à 15 Pf.	(43.50) 142.40

Cat. + Chemicals

Kat. + Chemikalien:

24,0 kg	P ₂ O ₅	• 7 H ₂ O	à 1,65 Pf.	-40
31,6 "	Bayermasse	à 1,8 Pf.	-57	
6,0 "	Sulfigran	à 30 Pf.	1.80	
0,169 Lit.	5058	à 12.50	2.86	
0,172 "	6434	à 4.15	-71	
5 kg	NaOH	à 15 Pf.	-75 6.50	

Power

Energien:

	H.P. steam	L.P. steam		
0,79 t	H-Dampf	à 2.50	Kcal	1.98
3,2 t	H-Dampf	à 2.20		7.05
2790 m ³	Heizgas	à 56 Pf. (1 m ³ = 1000 W)		15.50
250 m ³	Wasser	à 1 Pf.		2.50
1165 KW	Strom	à 2 Pf.	Fuel Gas	23.50 50.43

Wages

Löhne:

	Men Shift	Work. hr.	
a)	303 Mann/Schicht	= 11,0 A.-Std. à 1.-	11.00
b)	Geh. + Zuschläge	30 \$ Salaries + Addit.	3.30
c)	Betr.-Mat. + Fab.-Kosten	20 \$	2.20
d)	Soziallasten	20 \$ von a-c	3.20 19.80

Oper. Matls.

Social Burden of a Co. Lab. Costs

219.43

Brought Forward

<u>Repairs</u>			<u>Übertrag</u>	219.42
<u>Reparaturen etc.</u>				
6.5 \$ von 98.5 Mill	Fire Protect + TAXES	26.20		
3 \$ " " "	Feuerschutz + Steuern	6.00		
10 \$ " " "	Amortisation	40.95		74.65
			<u>Gestehkosten</u>	294.65
<u>General</u>	of Product Costs		<u>Product Costs</u>	
<u>Generalia:</u> 2.5 \$ von Gestehkosten		7.35		
<u>Interest</u>				
<u>Versicherung:</u> 3 \$ von 98.5 Mill.		12.10		
5 \$ " 24.8 "		3.03		
<u>License</u>				
<u>Lizenz:</u>		5.--		27.48
			<u>11/30 I-81</u>	<u>322.55</u>
			<u>21/4/51 ans</u>	<u>322.55</u>

- 12 -
 Fuel Gas
Heizgas in Politz.

RH/10⁶ kcal

€/10⁶ kWh

Coal @		
0,2 t ³ Kohle à 18.80		3.76
4 m ³ Wasser à 1 Pf.		-0.04
7 kW Strom à 2 Pf.		-0.14
a) 0,5 (A. St.) à 1.-	Werk. Hr.	-0.33
b) 50 \$ Zuschlag Addit.		-0.27
20 \$ von a) + b)		-0.10
Rep. 5 \$ von 9,0 Mill.		-0.46
F. + St. 2 \$ von 11,2 Mill.		-0.24
Amortization von "		1.20
Generalia 2,5 % von Gestehkosten	of Prod. Costs	6.46
Versicherung 3 % von 11,2 Mill.		-0.16
Interest 5 % " 2,7 "	10%	-0.36
		-0.09
Gutschriften: 16 kg Coer à 9 Pf.		7.07
		<u>1.44</u>
		5.63

Wasserstoff in Politz.

1.44
RH

Lake @		
0,55 t ³ Koks à 30.00		10.50
1590 m ³ Hygas à 0,56		7.80
0,027 kg à 3.-		
0,025 " " 2.-		
0,08 " " 1.80		
0,322 " " 1.65		
1,08 (A. St.) à 2.30	U.P. Steam	
90 m ³ Wasser à 1 Pf.	Current	2.70
570 kW Strom à 2 Pf.	Fuel gas	11.40
578 m ³ Heizgas à 0,56		3.04
a) 1,28 (A. St.) à 1.-	Werk. Hr.	1.28
b) 50 \$ Zuschl. Addit.		-0.64
20 \$ von a-b) if a)+b)		-0.38
6,5 \$ Rep. von 39,0	Fire Prot. & Tax	3.32
2 \$ F. + St. " 48,7		1.28
20 % Amortization		6.40
Generalia: 2,5 % von Gestehkosten	of Prod. Costs	11.00
Interest 3 % von 48,7 Mill.		1.24
5 % " 7,3 "	Hi.P. Steam	1.92
Gutschriften: 0,28 t HD à 2.50		0.70
Credits 0,245 • 105 (VB) = 5.68	Kcal	1.38
		<u>59.61</u>
		51.53

RH
€/1000 m³ H₂

10.50 }
7.80 } 17.30
-0.05 }
-0.05 }
-0.05 } -0.38
-0.20 }

2.70 }
-0.50 }
11.40 } 17.30
3.04 }
1.28 }
-0.64 } 2.30
-0.38 }

3.32 }
1.28 }
6.40 } 11.00
1.24 }
1.92 } 3.64
-0.48 }
59.61 }
-0.40 } 0.70
51.53 } 1.38

T-250

- 13 -
 Avi. Gas. Fri. Bit. Coal
 I - Hensin aus Steinkohle. Sept.
 (Kalkulation 2.9.41)

Fire Prot. & Tax
 General & License
 Total RM/E
 Avi. Gas.

	Roht- mat. Raw Matl.	Ener- gien Power	Löhne Wages	Repa- ratur. Repairs	Feuer- schutz u. Strom	Amor- tisa- tion	Ver- sins. Interest	Genera- lle u. Lizenz	Σ RM/E I-BI
<i>Raw Coal (Dry)</i>									
Rohkohle (#K10)	49.-								
H ₂ Wasserstoff 3113 m ³ à 5,15 Pf.	161.-							5.78	148.18
H ₂ gas 4,31 · 10 ⁶ m ³ 0,55 Pf./1000 m ³	(24.50)	Kcal							
L.F.G. Treibgas 290 kg à 15 Pf.	(43.50)								
cat. & Chem. Kontakte und Chemikalien Crush. & Dry	6.59							-0.27	6.86
Verbreitung und Mahlfreudung		2.48	-0.90	2.12	-0.65	3.26	1.23	-0.40	11.04
Breimahlung Postings		2.26	-0.47	-0.12	-0.04	-0.15	-0.06	-0.13	3.26
H ₂ -Kompression 300-700 atm		3.21	-0.65	-0.67	-0.20	1.02	-0.39	-0.24	6.38
Gas- Circ. Gesamtlauf 700 atm		-0.90	-0.58	-0.50	-0.15	-0.77	-0.29	-0.12	3.31
Breipressen, Gleit- öl-Spülöl-Wasser-P.		6.83	1.98	1.57	-0.48	2.41	-0.10	-0.56	14.73
Ölwäsche für 700 atm Kreislaufgas-Circ. gas		2.18	-0.90	1.33	-0.41	2.05	-0.77	-0.29	7.93
stalls-Kammer 700 atm L-S-Phase		12.49	1.94	7.03	2.17	10.85	4.08	1.46	40.03
Schleuderei Centrifugierung		-0.51	1.16	-0.77	-0.24	1.15	-0.44	-0.17	4.47
Schwelerei L.T.C.		2.51	3.50	1.10	-0.34	1.69	-0.64	-0.39	10.17
Destillation L-S + V-S-Phase Inj. Pumps		7.70	2.16	1.50	-0.43	2.15	-0.81	-0.58	15.23
Eintrittspumpen 300 atm (V-S-Phase) Circ.		-0.80	1.18	-0.50	-0.15	-0.77	-0.29	-0.15	3.84
Gas- Circ. Gesamtlauf 300 atm		-0.78	-0.72	-0.57	-0.17	-0.87	-0.33	-0.13	3.57
Kammer stalls Stabilisierung		3.84	1.96	3.22	-0.99	4.95	1.86	-0.66	17.48
Stabilisierung		-0.59	-0.20	-0.19	-0.06	-0.30	-0.11	-0.07	1.52
Benzin-Wäsche Gasol. Wash		-0.07	-0.20	-0.06	-0.02	-0.09	-0.04	-0.02	-0.50
Benzinreinigung u. Debenz. Treibgasanlage L.F.G. units		2.19	-0.38	1.66	-0.51	2.56	-0.96	-0.32	8.58
Tanklager Storage Tanks		1.84	-0.78	1.97	-0.61	3.03	1.14	-0.36	9.73
H-u.H-Druck-Leitungen H.H.L. Press. Lines				1.45	-0.45	2.23	-0.84	-0.18	5.13
Abpreßgrube, Isolierge- rüst, Notentspannung, Schaumlöschanlage									
Σ RM/E I-BI	148.99	51.78	19.67	26.26	8.07	40.36	15.18	12.28	321.98

Total RM/E Avi. Gas.
 Press. Test Pit,
 Insul. Scaffold,
 Emerg. Expans.
 Foamite Install.

135

Av. Gas. fr. Bit. Coal Tar - Hard Pitch Bal. Dec.
L-Benzin aus Steinkohlenteer-Hartpech (Bit. 28.12.39 grüne Zahlen)

L.F.G. Recovery
Treibgas-Gewinnung 1) 4,4 t/h
Total Heat Value of
Gesamt-Heizwert des Hygases aus S + G - Phase: $100,5 \times 10^6$ WE/h *Kcal*
Less Heat Value of L.F.G.
abzgl. Heizwert des Treibgases (14,4 t) $48,4 \times 10^6$ " "
For production are available
Für H₂-Herstellung stehen zur Verfügung 152×10^6 WE/h
Recordable therefrom
Hieraus gewinnbar $52,1$ = 21.600 m³ H₂ = 57 % des Ges. H₂ *of Total*

Requirements
H₂-Bedarf 37.800 m³/h;
To be produced from cokes
dementsprechend sind aus Koks zu erzeugen: 37.800
 21.600
 $\rightarrow 16.200$ m³ H₂

For which cokes reqd. = 135 t
Hierzu sind 13,5 t Koks erforderlich.
Resid. Water gas yield
Restwasser-Anfall $16,2 \times 0,63 = 10,2 \times 10^6$ WE/h *Kcal*
Fuel gas reqd. for hydrogenation
Heizgasbedarf der Hydrierung $28,8 \times 10^6$ WE/h
splitting
" " Spaltung $21,6 \times 10^6$ " "

Fuel gas to be produced in generator
Heizgas im Generator zu erzeugen $40,2 \times 10^6$ WE/h

For which fuel gas coal reqd. = 80 t
Hierzu sind 8,0 t Heizgas-Kohle erforderlich. *1100/Day*

	HD H.P. Steam	L.P. HD Steam	Wasser	Strom Current	Leistung Tag	
<i>Fuel gas production</i> Heizgas-Erzeugung	—	—	240	380		
<i>Hydrogenation</i> Hydrierung	8,0	30,0	2430	11400	420	
<i>Product fr. cokes</i> H ₂ -Erzeug. aus Koks	11,3 (11,3)	22,7	1450	8660) 150	
" " aus Hygas	—	15,8	1785	11200		
Wasserwerks	—	0,3	—	1700	255	} Power Water Energie w. + Heizgas Fuel Gas
Nebenanlagen <i>Auxil. Install.</i>	—	6,0	570	1600		
	(3,3)	74,8	6235	34560	825	

1) Wegen der Berechnung siehe „L-Bi aus St.-Kohle.“
 For. Calcul. see „Av. Gas. fr. Bit. Coal“.

Power Coal Calculation for Av. Gas. Fr. Hard. Pith.
Energiekohle-Berechnung für L-Bi aus Hartpoch.

L.P. Steam *Live steam*
 75 t HD → 109 t Heißdampf = 15 300 KW

34 560
 - 15 300

 19 260 KW × 4,2 = 81 t D steam

109

 190 t D steam
 - 3

 187 t D steam

$\frac{187\ 000 \times 600}{6500 \times 0,8} = \frac{187 \times 600}{5,05} = 37,0 \times 600 = 22,8 \text{ t Energiekohle}$ *Power Coal*

Plant Costs

Anlage-Kosten:

<i>Hydrogenation</i> Hydrierung: L-S-Phase	21,5 Mill.	<i>Estimate</i> (Schätzung 31.140)
V-G- "	13,6 "	(" ")
<i>Common Installations</i> Gemeinsame Anlage	3,4 "	(" ")
<i>Production</i> H ₂ -Herstellung 37 800 m ³	16,0 "	<i>L.P.G. Plant</i> (Sch. 15.7.40 <i>Frankenthal</i>)
<i>Power Production</i> Energieerzeugung (Dampf, <i>Stamm</i> Current-Strom, Wasser)	20,0 "	"
Heißgas erzeugung <i>Fuel Gas Production</i>	5,0 "	"
<i>Auxil. Install.</i> Nebenanlagen (25 %)	77,5 Mill.	
	19,4 "	
<i>Other Capital Expendit.</i> Sonst. Kap.-Bedarf 15 %	96,9 Mill.	
	14,6 "	
	<u>111,4 Mill.</u>	

Av. Gas. fr. Bit. Coal Tar - Hard Pitch EIP. ✓
L-Benzin aus Steinkohlenteer-Hartpech B.P. 65,50

Grundsassen-Kalkulation

Production: 102 500 jato L-B1 in 2(0000) = 70,5 m³ (18:15 m³ Ozen = 512)
 Input: 165 000 " Pitch

A. Betriebskosten:

			RM/t ³ L-B1	AV. GAS.
Koks:	107 500 jato	à 30.-/t = 3 230 000.-		51.50
Energiekohle:	178 000 jato	à 13.80 = 2 460 000.-		24.-
Heizgas-Kohle:	64 000 "	à 18.80 = 1 200 000.-		11.70
Kontakt + Chemikalien:				
L-S.-Ph.	3 500 jato	à 12 500.- = 1 055 000.-		10.50
V-S.-Ph.	5058: 22 m ³	à 12500.- = 278 000.-		2.71
" "	6434: 23 "	à 4150.- = 95 500.-		-0.93
Spaltung: Kat. I	6,05 t	à 5000.- = 24 200.-		-0.24
" II	7,33 t	à 2000.- = 14 700.-		-0.14
" III	23,8 t	à 800.- = 19 000.-		-0.19
Konvertierung:	37,6 t	à 1650.- = 62 000.-		-0.61
Chemikalien:	512 t NaOH	à 150.- = 76 900.-		-0.75 15.67
Löhne:	825 x 8 x 365	à 1.- = 2 410 000.-		23.50
Gehälter:	20 % vom Lohn	= 480 000.-		4.68
Reparaturen:	485 x 8 x 365	à 3,40 = 4 820 000.-		47.-
Betriebsmateri:	15 % vom Lohn	= 362 000.-		3.53
Wohlfahrt:	20 % vom Lohn u. Gehältern	= 579 000.-		5.64 84.53
Betriebskosten			RM/t³ L-B1	167.42

B. Rohmaterial:

Peck:	165 000 jato	à 35.- = 5 780 000.-		56.40
Generalia:	2,5 % von Verarb. Spesen, Amortization,			
Lizenz:	Feuersch. u. Steuer (RM/t 344.02)			8.62
Lizenz:	Fire Protect. Tax			5.-
				237.44

Dome

T-250

Brought Forward
Übertrag 237.44

✓ Capital Borden
C. Kapitaldienst:

Amortisation: 10% von 96,9 Mill. = 9 690 000.-- = 94.40
 Interest
 Verzinsung: 3% " " " = 2 000 000.-- = 28.30
 5% " ^{14.5} **14.5** " = 725 000.-- = 7.00

Fire-protection-tax
 Feuerschutz und Steuer: ^{2%} ~~3%~~ von 96,9 Mill.
 = 1 950 000.-- = 18.90 148.66

386.10

Credits
 Gutschriften: 5 100 jato Schmelzer aus Heizgas
 fri Fuel Gas Prod. Erzeugung à 90.-- = 460 000.-- = (4.50)
 35 000 jato Treibgas à 150.-- = 5 250 000.-- = (54.20)
Hann. L.F.G.
Av. Gas
 RM/tø I-B1 330.40

1)	16 × 6,5	=	104
	48 × 6,5	=	312
	3 × 5	=	15
	25,0 × 2	=	50

74

4,81 = 4,95 % Rep./Anl. + Nebenarl.

130

one

T-250

Brought Forward
Übertrag 257.44

Capital Borden
C. Kapitaldienst:

Amortisation: 10% von 96,9 Mill. = 9 690 000.- = 94.40

Interest
Verzinsung: 3% " " " = 2 000 000.- = 28.30

5% " ^{14.5} ~~14.5~~ " = 725 000.- = 7.00

Fire protect. & tax
Feuerschutz und Steuer: ^{2%} ~~3%~~ von 96,9 Mill.
= 1 950 000.- = 18.90 148.66

386.10

Credits
Gutschriften: 5 100 jato Schwalteer aus Heizgas-
fri. Fuel Gas Prod. Erzeugung à 90.- = 460 000.- = (4.50)

35 000 jato Freibgas à 150.- = 5 250 000.- = (54.20)

Hamm. L.F.G.
R.H./to ^{Avi Gas} I-BI 350.40

1)	16 x 6,5	=	104
	48 x 6,3	=	312
	3 x 5	=	15
	25,0 x 2	=	50

74 4,81 = 4,95 % Rep./Anl. + Nebenarl.

130

Av. Gas, fr. Hard Pitch

L - Bennis aus Hartpech.

Kostenschätzung. Estimate of Cost

(Bil. 28.12.59 grüne Zahlen)

Basis: *Pitch Quality*
 Grundlagen: *Pitch Quality* Fechqualität: E.P. 66,50, 10% Festes; 1% Asche im Festen
Solids Decomp. 85% Festabbau, 91,7% C: 4,5 H *dispo. available*
 L-Phase, 700 atm; 24% Verg.; 0,22 Leistung - 3250;
Conc. - Konz. Konz. 50%; 2 m³ Gas/kg Binspr.
 V-Phase, 300 atm; 5058; Da 0,7; 7% Verg.; 15% Konz.; Inj.
 " " " ; 6434; C 0,45; 20% Verg.; 60% Konz.; Conc.
 " " " ; 6434; C 0,45; 20% Verg.; 60% Konz.; Conc.
 Pitch Input *yield*
 Fech-Einsatz: 165 000 Jato
 Av. Gas.
 L-Bi-Produktion: 102 500 bei 2(0000) 8-Phase-Qualität.

Raw Matl.

Rohmaterial:

1,61 t ³ Fech à 35.-	56.30	
2940 m ³ Wasserstoff à 5,15 Pf. 1)	151.50	
4070 m ³ Hygas-Gutschrift à 1000 (WB) 0,56 Pf. / m ³ 1)	(22.80)	267.80
344 kg Treibgas à 15 Pf.	(54.60)	135.40
		74.90

Kat. + Chemicals

Kat. + Chemikalien:

32 kg Grube-Eisen à 32 Pf.	10.50	
0,214 Lit. 5058 à 12,50	2.68	
0,224 " 6434 à 4.15	-0.93	
5 kg NaOH à 15 Pf.	-0.75	14.66

Energien:

0,625 t ³ HD à 2.50	1.56	
2,34 t ³ HD à 2,20	6.25	
234 m ³ Wasser à 1 Pf.	2.34	
1020 KW Strom à 2 Pf.	20.40	
2250 m ³ Heisgas à 0,56 Pf.	12.60	42.55

Wages

Löhne:

a) 140 M/Shift = 12,1 A-St. <i>Werk.His.</i>	12.10	
b) Geh. + Zuschläge 30% <i>Salar. + addit.</i>	3.64	
c) Betr.-Mat. + Lab.-Kosten 20% <i>Costs</i>	2.42	
Soziallasten 20% von a-c	3.63	21.79

Reparaturen etc.:

6,5 \$ von 48,1 Mill. Rep. <i>Fire Prot. & Exp.</i>	30.50	
2 \$ " " " <i>P. + St.</i>	9.40	
10 \$ " " " <i>Amortisation</i>	46.90	86.80

Gesamtkosten 299.28
 Prod. Costs.

gone

F-250

		Brought Forward	
		Übertrag	299.20
General Interest	2,5% of Prod. Costs von Gestehkosten	7,50	
Verzinsung	3% of 48,1 Mill.	14.10	
	5% " 7,2 "	3.51	
License Lizenz		5.--	30.11
			<hr/>
		RH/60 I-B1 BY Gas.	329.91

1) Kalkulation für H₂ und Heisgas siehe "I-B1 aus St.-Kohle."
 For Calc. of H₂ & Fuel Gas see "Avi Gas. fr Bit. Coal".

Recycle heavy oil Balance for Pitch Mixture ²⁰ auf ²⁰ Av-Gas. (10 Lit. Conv.)
Bilanz für Pechgemisch I-B1 (10 Lit.-Ofen)

Pitch mixture
 1 000 kg Pechgemisch 88,3 % C; 6,05 H ^{avail.} (disp.)
 755 " Rückgas-S'01 11,2 % festes; 4,4 % Asphalt im Festen
 20 " Kat. Grade 15 % Asphalt ^{Solids} in Solids
 1 775 kg Einspr. Inj. ^{Cat. Coke}
 500 " Abschl. ^{Letdown}

2 275 kg Ges.-Einspr. ^{Total Inj.}
 8-Ph. 700 atm; 21% Verg./B1 + H2 + Vergj (L)
 Gasit/Gas. ^{Gasit} ^{Yield 0,28}
 Konz. 90%; 2,9 m³ Gas/kg

623 kg Abschl. ^{Letdown} 500 kg für Rückfg. ^{oil Rec. Recycle}
 123 kg zur Schwelerei ^{to L.T.C.} → 69 kg Schwelöl ^{Frischöl}
 175 kg C verg. ^{gasit. mean} (M) C 1,8; 2% CO → 51 " Festes + Koks ^{Coke}
 69 kg Schwelöl ^{L.T.C. oil} → 3 " Gas + Verl. ^{Solids} ^{Loss}

1 446 kg Abstr. ^{C.P. Product}
 1 515 kg zur Destil. ^{to Distill.} ^{Chem. bd.} 828 m³ H₂/to Pechgemisch
 5 kg Verlust ^{Loss} ^{Free-gel.} 190 " " " "
 755 kg B1 + M1 86,3 C; 10 H ^{avail.} ^{Loss-Verl.} 25 " " " "

755 " Abstr. S'01 ^{C.P. Heavy oil} 5058; 300 atm; ^{Burden} ^{Gasit} ^{Yield} ^{0,8}; Verg. 3%; 4 m³ Gas/Einspr.
 20 kg C verg. ^{gasit. mean} (M) C 2,4 ^{25 % Konz. Conc.}

743 kg Abstr. ^{C.P.} ^{Destillation}
 3 kg Verl. ^{Loss} ^{Chem. bd.} 352 m³ H₂/to Pechgem.
 185 kg Benzin 86,3 %; 16,1 H disp. ^{avail.} ^{Free-gel.} 15 " " " "
 555 " Mittelöl 87,5 %; 14,4 H disp. ^{avail.} ^{Loss-Verl.} 15 " " " "

297 " b-M ^{Gasol.} ^{MI-Oil} ^{Yield} ^{Conc.} ^{Gasit} ^{0,45}; Konz. 60%; Verg. 20%; 2 m³ Gas/kg
 852 kg ^{AV-Gas.} ^{Yield} ^{0,45}; Konz. 60%; Verg. 20%; 2 m³ Gas/kg
 97 kg C verg. ^{gasit. mean} (M) C 3,7 ^{H₂-Verbrauch}

756 " Abstr. ^{C.P. Product} ^{Chem. bd.} 226 m³ H₂/to Pechgem.
 4 " Verl. ^{Loss} ^{Free-gel.} 32 " " " "
 455 " B1 85,5% C; 17,0 H disp. ^{avail.} ^{Loss-Verl.} 10 " " " "
 297 " b-M ^{Gasol.} ^{MI-Oil} ^{Yield} ^{Conc.} ^{Gasit} ^{0,45}; Konz. 60%; Verg. 20%; 2 m³ Gas/kg
 640 kg G-B1 ^{AV-Gas.} ^{Yield} ^{0,45}; Konz. 60%; Verg. 20%; 2 m³ Gas/kg

space AV-Gas-Anfall ^{Yield}
 172 kg C à 14500 = 2 500 000.- ^{1 693 m³ H₂/to Pechgem.}
 5 " C à 5700 = 17 000.- ^{= 2 650 " H₂/to Pechgem.}
 237 m³ H₂ à 2360 = 560 000.- ^(L-B1)
 20 kg C à 13800 = 276 000.- ^{AV-Gas.}
 97 kg C à 13300 = 1 390 000.- ^{Pitch Mix.}
 4 643 000.- ^(B1) ^{Gasol.} = 4,40 · 10⁶ ^(Kcal) ^{W/t} ^{Pech-} ^{gem.} ^{Mix.}

Av. Gas. fr. Pitch Mixture
I-Bensin aus Peohgemisch.

L.F.G. Recovery

Treibgas-Gewinnung 1) 4,8 t/h
 Gesamt-Heizwert des Hygases aus S + S - Phase:

(95 % Ausbeute) $115 \cdot 10^6$ kcal/h
 abzgl. Heizwert $52,8 \cdot 10^6$ kcal/h
 d. Treibgases

Für H₂-Herstellung stehen s. $62,2 \cdot 10^6$ kcal/h
 Verfügung

From which may be recovered
 Hieraus gewinnbar $\frac{62,2}{2400} = 25\ 900$ m³ H₂ = 58,5 % des Ges. H₂

H₂-Bedarf 44 200 m³/h

Demnach sind aus Koks zu erzeugen $44\ 200 - 25\ 900 = 18\ 300$ m³/h
 für which 15,2 t coke req'd.

Hierzu sind 15,2 t Koks erforderlich.

Heizgas-Bedarf der Hydrierung $32,9 \cdot 10^6$ kcal/h
 " " " Spaltung $25,9 \cdot 10^6$ " "

Residualgas. Restwassergas $58,8 \cdot 10^6$ kcal/h
 Fuel gas to be produced in generator $- 11,5 \cdot 10^6$ " "

Heizgas, im Generator zu erzeugen $47,3 \cdot 10^6$ kcal/h

For which 9,5 t fuel gas coke req'd.
 Hierzu sind 9,5 t Heizgas-Kohle erforderlich

	HD Steam	LD Steam	Wasser	Current Strom	L./T.
Fuel Gas Prod.					
Heizgas-Ers.	—	—	280	450	36
Hydrierung	10,1	33,0	2845	12865	405
H ₂ -Ers. aus Koks (12,8)	—	25,6	1640	9800	} 262
" " " Hygas (11,8)	—	18,9	2140	13400	
Wasserswerks	—	0,35	—	2000	} 226
Mehnenl. (Aux. Install.)	—	7,8	740	2080	
	(2,4)	65,65	7645	44595	829

Power Prod.
 (Energieerzeugung)

1) Wegen der Berechnung, siehe „I-Bi aus St.-Kohle“.
 For Calcul. see "Av. Gas. fr. Bit. Coal"

Done

T-250

- 25 -

Power Coal Calculation for Av. Gas. Fr. Pidgeon Mixture
Energiekohlen-Berechnung für L-B1 aus Pechgemisch.

L.P. Steam *Live Steam*
85,65 t HD - 124 t Heißdampf = 17 500 KW

44 595

- 17 500

27 095 KW · 4,2 = 114 t Dampf *steam*

124 " "

238 t Dampf *steam*

- 3

235 t Dampf *steam*

$\frac{235\ 000 \cdot 600}{6300 \cdot 0,8} = \frac{225 \cdot 600}{5,05} = 465\ 600 = 28,0 \text{ t Energiekohle}$ *Power Coal*

Plant Costs

Anlage-Kosten:

<i>Hydrogenation</i>				
Hydrierung:	S-Phase	22,0 Mill.	(Sch. 3.1.40, <i>tragstim.</i>)	(<i>umgesch.</i>)
	B- "	14,9 "	(" " " ")	
		3,8 "	(" " " ")	(<i>L.F.G.</i>)
				" + Treibgas)
<i>Production</i>				
H ₂ -Herstellung:	44200 m ³	18,7 "	(Sch. 15.7.40 <i>Frankenthal</i>)	
<i>Power Production</i>				
Energieerzeugung:		25,2 "		
<i>Fuel Gas Production</i>				
Heizgas-Erzeugung:		3,5 "		
		<u>88,1 Mill.</u>		
<i>Auxil. Install.</i>				
Nebenanlagen 25 %		22,0 "		
		<u>110,1 Mill.</u>		
<i>Other Capital Reqrmts.</i>				
Sonstiger Kapital-Bedarf		16,5 "		
		<u>126,6 Mill.</u>		

126

Done

Av. Gas fr. Pitch Mixture

L-Benzin aus Pechgemisch.

Bit. Coal Tar Pitch *Produced Tar* Bit. Coal Tar Distill. Oil
 Steinkohlenteerpech : Generatorsteer : Steinkohlenteer-Destillatöl
Basic Cost Calculation
 Grundkosten-Kalkulation. > 350° (1:1:1)

Produktion: 133 500 *flam. Av. Gas.* tate L-B1 in 2(0000) = 70,5 m³ (10:15 m Ofen = 3:2) *Conv.*
 Einsatz: 209 000 " Pechgemisch
 A. Betriebskosten: *operating costs* Pitch Mixture *RM/t Av. Gas*

<i>Coke</i>	Koks:	121 500	tate @ 30.-/t	=	3 650 000.-		
<i>Powder Coal</i>	Energie- kohle:	224 000	" à 13.80/t	=	3 000 000.-		27.30
<i>Full Gas Coal</i>	Heizgas- kohle:	76 000	" à 18.80/t	=	1 430 000.-		22.90
	Kontakt + Chemikalien:	5-Ph. 4170	tate Grude @ 320.-	=	1 340 000.-		10.-
		G-Ph. 24,6 m ³	à 12500.- (5058)	=	308 000.-		2.30
		" 26,4 m ³	à 4150.- (6434)	=	109 500.-		0.82
	Spaltung:	Kat. I 9,65 t	à 3000.-	=	29 000.-		0.22
		" II 8,8 t	à 2000.-	=	17 600.-		0.13
		" III 28,6 t	à 800.-	=	22 850.-		0.17
	Konvertierung:	44 t	à 1650.-	=	72 500.-		0.54
	Chemikalien:	670 t NaOH	à 150.-	=	100 000.-		0.75
							14.93

<i>Wages</i>	Löhne:	829 × 8 × 365	à 1.-	=	2 420 000.-		18.12
<i>Salaries</i>	Gehälter:	20% von Lohn		=	484 000.-		3.62
<i>Repairs</i>	Reparaturen:	540 × 8 × 365	à 3.40	=	5 335 000.-		40.-
<i>Operating Costs</i>	Betriebsmaterial:	15% vom Lohn		=	363 000.-		2.72
<i>Welfare</i>	Wohlfahrt:	20% vom Lohn + Gehälter		=	580 000.-		4.35
							68.81

B. Rohmaterial:		Betriebskosten H/t L-B1		Operating Costs RM/t Av. Gas.			
	Pechgemisch:	209 000	tate @ 60.-	=	12 550 000.-		94.-
	Verarbeitungskosten H/t L-B1						238.14
	Generalia:	2,5 % von Verarb.-Spesen, Amortigation, Feuerschutz u. Vorkurs-Steuern					8.40
	Lizenz						5.-
							251.54

(Übertrag) 251.54
 Carried Forward

9.18.53 of Plant + Aux. A. Costs

T-250

Brought Forward

Übertrag 251.54

Capital Burden
C. Kapitaleinst.:

Amortisation: 10% ^{if} von 110,1 Mill. = 11 010 000.-- = 82.50
Interest
 Verzinsung: 3% " " " = 3 300 000.-- = 24.70
 5% ⁷ 28,5 " " = 825 000.-- = 6.18

Fire Profit Tax

Feuerschutz- u.
 Verm.-Steuer: 2% v. 110,1 Mill. = 2 200 000.-- = 16.48 129.86
 381.40

Credits
Gutschriften:

6100 ^{dann L.T.G. Tax fr. Fuel Gas Prod.} jato Schwelteeer aus Heißgas-
 Erg. à 90.-- = 549 000.-- (4.11)^{4.11}
 38 400 ^{dann L.F.G.} jato Treibgas à 150.-- = 5 760 000.-- (43.10)^{43.10}
 334.19

1) 18,7 • 6,5 = 1,21
 3,5 • 5 = 0,175
 31,5 • 2 = 0,63
 51 • 2,5 = 3,32

 5,355 Mill.
 = 8,85 % Rep./Anl. + Neben-Anl.

Grunt

gone

- 26 -
 Avi. Gas. Fr. Pitch Mixture
L - Benzin aus Pechgemisch.

Bal. - (Bil. 21.8.41) - Aug.

Kostenschätzung - Estimated of Costs

Basiss: Pitch Mixture: Bit. Coal Tar Pitch + Producer Tar + Bit. Coal Tar Distill. Oil
 Grundlagen: Pech-Mischung: Steinkohlenteerpech + Generatorsteer
 + Steinkohlenteer-Destillat > 350°

Eigenschaften: 11,2 % Festen; 4,4 % Asche in Festen;
 88,5 % O; 6,05 H-Asp. *avail*

2-Phase, 700 atm; 21% Verg./Bl + Bl + Verg.; D 0,28;
 Festebau 85%; Konz. 50%; 2,5 m³ Gas/kg Frisch *51*

3-Phase, 300 atm; 5058; D 0,8; Verg. 3%; 4 m³ Gas/kg
 25 % Konzentration *Inj.*

6434; D 0,45; Verg. 20%; Konz. 60%;
 2 m³ Gas/kg Rinspr. *Inj.*

Pitch Mixture Input

Pech-Gemisch-Einsatz: 204 000 tete *claus*
 L-Bi-Produktion: 133 500 " bei 2 (0000) 3-Phase-Kapazität

Avi Gas

Capacity
 R.H.F. Avi Gas.
 M/to L-Bi

Raw Rohmaterial:

1,56 t Pechgemisch à 60.-	97.00
2650 m ³ Wasserstoff à 5,15 Pf.	136.50
3720 m ³ Hygas-Gatschrip à 0,56 Pf.	(20.80)
287 kg Graubgas à 15 Pf.	(43.-)
	<u>166.70</u>

Kat. + Chemikalien:

51 kg Grude-Bisen à 32 Pf.	10.00
0,184 Lit. 5058 à 12,50	2.30
0,193 " 6434 à 4,15	-0.82
5 kg NaOH à 15 Pf.	-0.75
	<u>13.57</u>

Power Energien:

0,6 t H-Dampf à 2,50	1.50
2,44 t " " à 2,20 <i>Fuel gas</i>	5.37
1988 m ³ Heigasan à 0,56 Pf.	11.10
214 m ³ Wasser à 1 Pf.	2.14
895 KW Strom à 2 Pf.	17.90
	<u>38.01</u>

Wages Löhne:

a) 135 M/Sch. = 8,93 A-St. à 1.-	8.93
b) Geh. + Zuschl. 30 % <i>Salaries + credit</i>	2.68
c) Betr.-Mat. + Lab.-Kosten 20 %	1.79
Soziallasten 20 % von a-c <i>Costs</i>	2.68
	<u>16.08</u>

Reparaturen etc.:

6,5 % von 51,0 Mill. <i>Rep.</i>	24.80
2 % " " " <i>F. + 5%</i>	7.62
10 % " " " <i>Amortisation</i>	38.20
	<u>70.62</u>

Gestehkosten 305.38
 Production Cost

7-230

Brought Forward

Done

		<u>Übertrag</u>	305.38
Generalen	2,5 % ^{of Prod. Costs} von Gestehkosten	7.65	
Indares			
Versinsung:	3 % von 51 Mill.	11.45	
"	5 % " 7,65 Mill.	2.86	
License		5.--	26.96
isens			

W/o I-BI 332.34
EMH Avilas. -----

KCBraun
2/20/47

COST OF AVIATION GASOLINE FROM BITUMINOUS COAL

Ludwigshafen/Rh., 6 September 1941

Prices.

The prices for hydrogenation coal and catalyst are taken from the Pöhlitz basic cost calculations of July, 1940, those for coke, power coal and coal for fuel gas production from their basic cost calculations of June, 1941. Fuel gas and H_2 prices were calculated from them.

Liquid Fuel Gas and H_2 .

According to a statement from Pöhlitz, the liquid fuel gas is recovered only from the rich gases. Hygas calculations for Gelsenberg and Upper Silesia showed that of the total $C_1 + C_2$ an average of 88.5% is contained in the rich gas. It was assumed that 90% of the $C_1 + C_2$ could be recovered from the 95% utilisable rich gases. 58% of the H_2 required can be recovered from the residual hygas. The fuel gas required for hygas splitting is produced in generators. Generator gas is also used for fuel gas for hydrogenation insofar as the fuel gas supply for this purpose is not covered by the residual water gas from the H_2 production from coke.

Power.

The outside power supply is 200×10^6 Kw/ann. (Pöhlitz calculations of July, 1940).

Since no special power calculation was made, the steam prices were derived from a comparison of ordinary with basic cost calculations. Prices for current and water are taken from the Pöhlitz calculations.

Repairs.

To determine the number of men required for repairs, the average percent rate of repairs on the invested capital was first determined from repairs in individual plant divisions, in hydrogenation, H_2 production and the power plant. The sum derived in this manner gave us the number of millwrights, based on \$13.40 per working hour.

Balance.

The balance for Upper Silesia of the 16 November 1940 was taken as a basis. However, as a result of large scale experiments in Ludwigshafen, the conversion was increased from 94 to 95%, and the gasification decreased from 27 to 24%. The yield per unit of converter volume (Leistung) is unchanged at 0.26.

Power Consumption

Newly determined were:

Plant Costs:

- a.) -Hydrogenation: Existing plant estimates were reestimated for the Pölitz capacity.
- b.) -Hydrogen: Reestimated from the Saar plant estimate (50% from hygas, 50% from coke).
- c.) -Power Plant: Average of estimate for the Saar plant and Upper Silesia, taking into consideration the outside power supply.

Power Coal Quantity.

A heating value of 6300 Kcal is figured, based on the price of power coal.

Fuel Gas Coal.

The fuel gas yield is figured as 5×10^6 kcal/ton of coal.

The balance of the 16 November 1940 for aviation gasoline from Upper Silesian coal, Beuthen-Heinitz, was used as a base at 95% yield, hygases of a heating value of 230×10^6 kcal/h are produced. In Pölitz, the L.F.G. is recovered only from the rich gases. According to hygas calculations for Gelsenberg, 80% of the total propane and butane of the hygases is contained in the rich gases; 88% according to calculations for Upper Silesia. We, therefore, figure a mean of 83.5% for Pölitz. With column decomposition the yield in $C_3 + C_4$ is assumed to be 90%. Accordingly, 8.9 t/h of propane and butane are produced.

The lower heat value (H_u) of 1 kg L.F.G. = 11000 kcal, or $8.9 \times 11 \times 10^6 = 98 \times 10^6$ kcal/h. Since the fuel gas required by

hydrogenation and hygas splitting is supplied by the residual water gas from H₂ production from coke and by generator fuel gas, the amount available for H₂ production from hygas is 230-98 = 132 x 10⁶ kcal/h. From this may be recovered (132 x 10⁶)/2400 = 55000 m³ H₂/h = 57.8% of total H₂. Total H₂ requirement of 95200-55000 = 40200 m³ H₂ must, accordingly, be produced from coke, corresponding to 33.4 tons of coke.

Fuel gas req'd by hydrogenation = 86 x 10⁶ kcal/h
 Fuel gas req'd by hygas splitting = 55 x 10⁶ kcal/h

Total 141 x 10⁶ kcal/h

Residual water gas produced = 25 x 10⁶ kcal/h

Fuel gas to be prod. in generator = 116 x 10⁶ kcal/h

One generator produces 6 x 10⁶ kcal/h, or 20 - 3 = 23 required.

One ton raw coal supplies 5 x 10⁶ kcal, or 116/5 = 23.2 tons/h fuel gas coal required.

Cost of fuel gas plant = RM 9,500,000.

149c

ESTIMATE OF COST OF PLANT

Producing 244000 t/ann. Aviation Gasoline from Upper Silesian Bituminous Coal.

Liquid Phase 700 Atm.

Coal crushing, pulverizing, drying, pasting, 66.5 t/h	RM. 6,700,000.-
Gas Circulating Pumping Unit, 230000 m ³ /h	1,500,000.-
Paste Press Unit, 143 t/h	4,700,000.-
Vapor Phase Stalls, 4 x 4	21,200,000.-
Circulating Gas Wash Unit, 173 m ³ /h	4,000,000.-
Residue Centrifuging Unit, 85 t/h	2,300,000.-
Residue Carbonization Unit (L.T.C.), 18.5 t/h	3,300,000.-
Heavy Oil Tanks	2,000,000.-
Catch Pot Product Distillation, 89 t/h	2,300,000.-
High & Low Pressure Lines	2,500,000.-
Compressor Unit, 68600 m ³ /h	2,000,000.-

Total RM. 52,500,000.-

149d

Common Installations:
(only liquid phase portion)

Sales storage tanks, filling station.

L.F.G. & debenzination units,
storage, filling station, 4.5 t/h 4,300,000.-

Pressure test pit, insulation scaffolding,
emergency expansion, foamite fire
extinguishing installation.

Summary:

Liquid Phase	RM. 52,500,000.-
Common Install. (Liq. ph.)	4,300,000.-
	<hr/> RM. 56,800,000.-

Aviation Gasoline and Coal.

Details of Vapor Phase Installation Costs. (Million RM.)

Injection pumps & gas circulation 1.5 + 1.7	3.2
4 gasol. stalls, 3 (000) + 1 (00), 4.8 + 4.9	9.7
Light Oil Storage tanks	1.8
Distillation	1.9
Stabilisation & wash	0.75
High & low press. lines	1.4
	<hr/> 18.75

Common Installations:

Sales storage tanks & filling station	0.6
Debenzination & L.F.G. units, 4.4 t/h	2.5
Pressure test equipment, insul. scaffolding, foamite installation, pipe lines	0.15
	<hr/> 3.25
	<hr/> 18.75
	<hr/> 22.00

1492

Plant Costs for Aviation Gasoline from Upper Silesian Bituminous Coal

Hydrogenation: Liquid Phase	RM 56,800,000.-
Vapor Phase	22,000,000.-
H ₂ Production, 95200 m ³ /h	39,000,000.-
Power Production, (Steam, elec, water)	44,000,000.-
Fuel Gas Production	9,000,000.-
	<hr/>
	170,800,000.-
Auxiliary Units, 25%	42,700,000.-
	<hr/>
	213,500,000.-
Miscell. Capital Req'd, 15%	32,000,000.-
	<hr/>
Total	RM 245,500,000.-

149 f

Power Requirement for Aviat. Gasol. from
Upp. Sil. Bit. Coal

	H.P.	L.P.	Water	Current	Men/Day
Fuel Gas			500	800	
Hydrogenation	24	82	6250	31500	909
H ₂ Prod. fr. coke	(27)	56	3600	21500	
" " " Hygas		45	5000	33000	
Water works		1		4500	550
Auxil. Units		15	1400	4100	
	(3)	201	16750	95500	1790

Calculation of Power Coal Quantity:

The lower heat value (Hu)/kg of coal = 6300 kcal.
(Assumed at freight prepaid price of RM. 12.50/t)
Eff. = 0.8

Heat value of H.P. steam = 800 kcal/kg.
" " " feed water = 200 "
Heat to be supplied = 600 kcal/kg.

201 t. L.P. - steam = 292 t H.P. steam = 41000 KW (7.1 kg/KW)
95500 - 25000 outside current = 70500
- 41000
29500 x 4.2 =

124.0 t
292.0 t
416.0 t steam
- 5.0 t
411.0 t steam

$\frac{415000 \times 600}{6300 \times 0.8} = 49 \text{ t power coal.}$

149 g

POWER TABLE FOR AV. GASOL. PR. W.P. SYL. ETL. COAL.

7-256

	Quantity	H.P. Steam	L.P. Steam	Gas	Water	H.G.H. Tension	Low Tension	Watt/
<u>Mag. Ph. - 700 Atm.</u>								
Crushing	66.5		0.67			443	110	5
Drying	67.0		0.44	6900		570	75	5
Coal Pulver.	137.0	2.4	3.15		5	2500	250	5
Paste Presses	143.0		5.7			9350	90	10
Water & Finch.	9.0					350	1	1
Oil Pumps								
Gas Circul.	230000					1370	85	6
Compression	66500				206	4500		7
Stalls	146.0	1.46	24.8	31400	1650	1630	410	20
Oil Wash	173		17.3		58	1120	150	9
Centrifuging	85	2.92	1.54		2		240	12
H.F.C. (Schwel.)	28.5	1.12	0.86	6700	240	740	278	35
C.P. Distill.	89.0		5.75	19600	1220		276	12
<u>Van. Ph. 300 Atm.</u>								
5058 Inj. Pumps	56.7					463	8	2
Wat. Pumps	3.7	0.57			4		77	2
Gas Circ.	147000		0.25			300	12	1
Stalls	36.7		0.70		400	500	40	1
C.P. Dist.	35.0		1.77	6250	500		180	1
<u>5134 Inj. Pumps</u>								
Wat. Pumps	35.6					300	12	1
Gas Circ.	3.6	0.6			2		70	1
Stalls	12000		0.25			300	15	1
C.P. Dist.	35.6		0.64	3500	315	310	30	1
Debenz. &	31.8		1.58	6050	472		167	1
H.F.C. Recor.	12.4	5.4	1.3		650	2120		1
Gasol. Stabl.	30.6	4.93	0.87		137		60	1
Gasol. Wash	30.6		0.83		8		25	1
Latind. Rocks	30.6	2.0	0.3				100	1
Sales Tanks								
Lyons Tank								
Offices &	30.6	0.99	5.1	303	218	31	250	1
Laborat.								
		24.10	31.34	471.6	6254	26357	381.5	117
						31,213		117

Aviat. Gasol. fr. Upp. Sil. Bit. Coal
Basic Cost Calculation

Production 244,000 t/ann. Av. Gas in 4(0000) = 141 m³ (18 : 15 m conv. = 3:2)
Input 532,000 " raw coal with 5% ash & 10% water

A. Operating Costs:

RM/t Av. Gas

Coke:	267,000 t/ann @ 30.-/t	= 8,000,000.--	32.80
Power Coal	389,000 " @ 13.80	= 5,370,000.--	22.00
Fuel Gas Coal	185,000 " @ 18.80	= 3,480,000.--	14.25
Outs. Current	200 X 10 ⁶ Kw/ann @ 20	= 4,000,000.--	16.40

Catalyst & Chemicals:

Liq. Phase Cat. I	5850 t @ 16.50	= 96,500.--	
" II	1470 t @ 300.-	= 440,000.--	
" III	7700 t @ 18.10	= 139,400.--	
		675,900.--	= 2.77

Vap. Phase	5058, 46 m ³ @ 12500.-	= 575,000.--	= 2.36
	6434, 42 " @ 4150.-	= 174,000.--	= .71

Splitting Cat. I	20.5 t @ 3000.-	= 61,500.--	
" II	18.7 t @ 2000.-	= 37,400.--	
" III	60.5 t @ 800.-	= 48,500.--	
		147,000.--	= .61

Conversion	93.5 t @ 1650.-	= 154,000.--	= .65
Chemicals	1,220 t NaOH @ 150.-	= 183,000.--	= .75 7.83

Wages: 1,790 · 8 · 365 @ 1.- = 5,230,000.-- = 21.40

Salaries: 20% of wages = 1,050,000.-- = 4.28

Repairs: 1075 · 8 · 365 @ 3.40 = 10,700,000.-- = 43.90

Operating: 15% of wages = 785,000.-- = 3.21

Welfare: 20% of wages & salaries = 1,255,000.-- = 5.14 77.93

Operating Costs RM/t Av. Gas 171.21

149

<u>B. Raw material:</u>	<u>RM/t Av. Gas</u>
Brought Forward	171.21
Hydrog. Cost: 532,000 t/ann @ 22.50 = 11,950,000.--	49.--
Preparation Costs RM/t Av. Gas.	220.21
General: 2.5% of Prepar. Costs, Amortization & Fire Protect. + Taxes (= RM/t 327.71)	8.20
License:	5.--
	<u>233.41</u>
 <u>C. Capital Burden:</u>	
Amortization: 10% of 213.5 Mill.M. = 21,350,000.-- =	87.40
Interest: 3% of 213.5 Mill.M. = 6,400,000.-- =	26.20
5% of 32.0 Mill.M. = 1,610,000.-- =	6.60
Fire Protect. - Taxes: 2% of 213.5 Mill. = 4,270,000.-- =	17.50
	<u>137.70</u>
Credits: 15,000 t/ann. L.T.C. Tar fr. Fuel Gas @ 90.-- = 1,350,000.--	5.53
71,000 t/ann. L.P.G. @ 150.-- 10,650,000.--	43.70
RM/t Av. Gas.	<u>321.88</u>

149 j

17

Av. Gas fr. Upp. Sil. Coal.
 Cost Estimate
 (Bal. 16. Nov. 40 fig. in)

Basis:

L-Ph. 700 atm; 96% Decomp. 0.26 yield on available oil recovery.

24% Gasification on available oil recov. + gasif.
 4 m³ gas/kg raw coal.

V-Phase; 5058; 300 atm; Burd. 0.8; 3.5% gasif.; 33% conc.
 4 m³ Gas/kg. inject.

6434; 300 atm; Y O, 45; 20% gasif.; 60% concent.
 2 m³ Gas/kg inject.

Raw Coal Consumption: 532,000 t/ann. dry coal with 5% ash = 455,000 t/ann. raw coal

Av. Gas-Production: 242,000 t/ann at 4 (0000) L-Phase-Capacity.

Raw Material:	RM/t/Av. Gas.
2.18 t Raw Coal @ 22.50	49.
3113 m ³ H ₂ @ 5.15	160.
4310 m ³ Bygas - Credit @ 0.56	(24.10)
290 kg L.F.C. @ 15 Pf.	(43.50) 142.50
Cat. & Chemicals:	
24.0 kg FeSO ₄ - 7 H ₂ O @ 1.65 Pf.	40
31.6 " Bayermass @ 1.8 Pf.	57
6.0 " Sulfigran @ 30.0 Pf.	180
0.189 Lit. 5058 @ RM. 12.50	2.36
0.172 " 6434 @ RM. 4.15	0.71
5 kg NaOH @ 15.0 Pf.	75 6.59
Power:	
0.79 t H.P. Steam @ 2.50	1.98
3.2 t L.P. Steam @ 2.20	7.05
2790 m ³ Fuel Gas @ 55 Pf. (1 m ³ = 1000 Kcal)	153.90
250 m ³ Water @ 1 Pf.	2.50
1165 KW Current @ 2 Pf.	23.30 192.73
Wages:	
a) 505 Men/Shift = 11.0 Work. Hr. @ 1.-	11.00
b) Salaries + Addit. 30%	3.50
c) Oper. Matls. + Lab. Costs 20%	2.20
d) Social Burden 20% of a) to c)	3.20 19.90

219.42

149 k

Brought Forw. 219.42

Repairs etc.

6.5% of 98.5 Mill	26.20	
2% " " " Fire Protect. + Taxes	8.08	
10% " " " Amortization	40.35	74.63

Product Costs 294.05

General: 2.5% of Product. Costs 7.35

Interest: 3% of 98.5 Mill. 12.10

5% " 14.8 " 3.03

License: 5.--- 27.48

RM/t/Av. Gas 321.55

149 e

Fuel Gas in Pölitz.

T-250

	RM/10 ⁶ Kcal
0.2 t Coal @ 18.80	3.76
4 m ³ water @ @ 1 Pf.	-.04
7 KW Current @ 2 Pf.	-.14
a) 0.3 Work Hr. @ 1.-	-.33
b) 50% Addit.	-.17
20% of a) + b)	-.10
Repairs 5% of 9.0 Mill.	-.46
Fire Prot. & Tax 2% of 11.2 Mill.	.24
Amortization of " "	1.20
	6.46
General 2.5% of Prod. Costs	-.16
Interest 3% of 11.2 Mill.	-.36
5% " 1.7 "	-.09
	7.07
Credits: 16 kg Tar @ 9 Pf.	(1.44)
	5.65

RM

H₂ in Pölitz.

RM/1000 m³ H₂

0.35 t Coke @ 30.000	10.50	18.36	
1390 m ³ Hygas @ 0.56	7.80		
0.027 kg @ 3.-			-.03
0.025 " " 2.-			-.05
0.08 " " 1.80			-.06
0.122 " " 1.65			-.20
1.08 ^t L.P. Steam @ 2.30	2.58	17.92	
90 m ³ Water @ 1 Pf.	-.90		
570 KW Current @ 2 Pf.	11.40		
578 m ³ Fuel Gas @ 0.56	3.04	2.30	
a) 1.28 Work Hrs. @ 1.-	1.28		
b) 50 % Addit.	-.64		
20 % of a) & b)	-.38		
6.5 Rep. of 39.0	3.32		
2 % Fire Prot. & Tax of 48.7	1.28		
10 % Amortization	6.40		11.00
General: 2.5% of Prod. Costs			49.97
Interest: 3% of 48.7 Mill.	1.24	3.64	
5% " 7.3 "	1.92		
	-.48		
Credits: 0.28 t H.P. Steam @ 2.50	55.61		
0.245 · 16 ⁶ Kcal = 5.60	(0.70)		
	(1.38)		
	51.57		

149 m

Av. Gas. fr. Bit. Coal
(Calculation 2/Sept/41)

	Raw Matl.	Power	Wages	Repairs	Fire Prot. & Tax	Amor- tiza- tion	Interest	General & Inc- ense	Total RM/t Av. Gas
Raw Coal, (Dry)									
-2.18 t @ 22.50	49.-								
H ₂ 3113 m ³									
@ 5.15 Pf.	161.-							5.78	146.13
Hygas 4.31 x 10 ⁶ Kcal									
0.56 Pf./1000 Kcal. (24.10)									
L.F.G. 290 kg @ 15 Pf. (43.50)									
Cat. & Chem.	6.59								
Crush. & Dry		2.48	-.90	2.22	-.65	3.26	1.23	-.40	11.04
Pasting		2.26	-.47	1.12	-.04	-.18	-.06	-.13	3.26
H ₂ -Compression									
300-700 Atm.		3.92	-.65	-.67	-.20	1.02	-.39	-.24	6.38
Gas Circ. 700 Atm.		-.90	-.53	1.50	-.25	-.77	-.29	-.12	3.32
Faste Pressos,									
Pasting Oil.									
Flush, Oil &									
Wat. Pumps.		6.53	1.98	1.57		2.41	-.70	.56	14.73
Oil Wash 700 Atm.									
Circ. gas		2.13	-.50	1.53	-.41	2.05	-.77	-.09	7.93
Stalls 700 Atm.									
L-Phase		12.53	1.98	7.06	2.17	10.85	2.02	1.86	40.07
Centrifuging		2.51	1.16	-.77	-.24	2.13	-.14	-.17	4.47
L.T.C.		2.51	3.50	1.10	-.34	1.69	-.64	-.35	20.17
Distillation									
L. & V-Phase		7.73	2.16	1.80	-.45	2.15	-.81	-.55	15.27
Inj. Pumps									
300 Atm. V-Fg.		-.60	1.13	-.50	-.15	-.77	-.29	-.15	3.02
Gas Circ. 300 Atm.		-.76	-.72	-.57	-.17	-.87	-.35	-.13	3.07
Stalls		5.20	1.56	3.22	-.83	4.95	1.66	-.66	17.82
Stabilization		-.59	-.20	-.19	-.06	-.50	-.11	-.07	1.51
Gascl. Wash		-.07	-.20	-.06	-.02	-.39	-.04	-.02	-.70
Debonr. & L.F.G. Units		2.19	-.53	1.66	-.51	2.85	-.96	-.53	8.57
Storage Tanks		1.24	-.73	1.97	-.61	3.85	1.14	-.30	6.47
H. & L. Press. Lines									
Press. Rest Fit.				1.45	-.35	2.23	-.34	-.12	3.11
Insul. Scaffold.									
Emerg. Repare.									
Foundry Install.									
Total RM/t av. Gas	119.99	31.78	19.17	21.07	1.77	17.36	11.16	11.11	322.57

Av. Gas. fr. Bit. Coal Tar - Hard Pitch (Bal. 28. Dec. 39)

L.F.G. Recovery 1) 4.4 t/h

Total Heat Value of Hygas fr. L + V - Phase 100.5×10^6 Kcal/h
 Less Heat Value of L.F.G. (14.4 t) 48.4×10^6 " "

For H₂-Production are available 152×10^6 Kcal/h

Recoverable therefrom $\frac{52.1}{2400} = 21,600 \text{ m}^3 \text{ H}_2 = 57\% \text{ of Total H}_2$

H₂-Reqmt. $37,800 \text{ m}^3/\text{h}$ 37,800
 To be produced from coke $21,600$
 $16,200 \text{ m}^3 \text{ H}_2$

For which coke req'd = 13.5 t

Resid. wat. gas yield $16.2 \times 0.63 = 10.2 \times 10^6$ Kcal/h

Fuel gas req'd for hydrogenation 28.8×10^6 Kcal/h

" " " " splitting 21.6×10^6 " "
 50.4×10^6 Kcal/h
 10.2×10^6 Kcal/h

Fuel gas to be produced in generator 40.2×10^6 Kcal/h

For which fuel gas coal required = 8.0 t.

	H.P. Steam	L.P. Steam	Water	Current	Men/Day	
Fuel gas production	---	---	240	500		
Hydrogenation	8.0	30.0	2430	11400	420	
H ₂ -Produced fr. Coke	(11.3)	22.7	1450	8660		
" " Hygas	---	15.8	1785	11200	150	
Waterworks	---	0.3	---	1700		
Auxil. Install.	---	6.0	370	1600	255	
	(2.3)	(2.8)	3225	24600	825	

1) For Calcul. see "Av. Gas. fr. Bit. Coal".

149 a

Power Coal Calculation for Av. Gas. fr. Hard Pitch.

75 t L.P. Steam \rightarrow 109 t Live steam = 15,300 KW

$34,560$
 $-15,300$
 $19,260 \text{ KW} \times 4.2 = 81 \text{ t Steam}$
 109
 190 t Steam
 -3
 187 t Steam

$\frac{187,000 \times 600}{6300 \times 0.8} = \frac{187 \times 600}{5.05} = 37.0 \times 600 = 22.8 \text{ t Power Coal}$

Plant Costs:

Hydrogenation:	L-Phase	21.5 Mill.	(Estimate 31.140)
	V- "	13.6 "	" "
	Common Installations	3.4 "	" " + L.F.G. Plant
H ₂ -Production:	37,800 m ³	16.0 "	(Est. 15. July 40)
Power Production	Steam (Current Water)	20.0 "	" "
Fuel Gas Production		3.0 "	
		77.5 Mill.	
Auxil. Install.		19.4 "	
		96.9 Mill.	
Other Capital Expendit. 15%		14.6 "	
		<u>111.5 Mill.</u>	

149 p

Av. Gas. fr. Bit. Coal Tar - Hard Pitch E.P. 66.5°
Basic Cost Calculation

Production: 102,500 t/ann. Av. Gas. in 2(0000) = 70.5 m³ (18:15 m Conv. 3:2)

Input: 165,000 t/ann Pitch

A. Operating Costs:		RM/t Av. Gas.
Coke:	107,500 t/ann @ 30.-/t = 3,230,000.-	31.50
Power Coal:	178,000 t/ann @ 13.80 = 2,460,000.-	24.-
Fuel Gas Coal:	64,000 " @ 18.80 = 1,200,000.-	11.70
Catalyst + Chemicals:		
L.-Ph.	3,300 t/ann Coke @ 12,500.- = 1,055,000.-	10.30
V.-Ph.	5058: 22 m ² @ 12,500.- = 278,000.-	2.71
" "	6434: 23 " @ 4,150.- = 95,500.-	0.93
Splitting: Cat. I	8.05 t @ 3,000.- = 24,200.-	0.24
" II	7.33 t @ 2,000.- = 14,700.-	0.14
" III	23.8 t @ 800.- = 19,000.-	0.19
Conversion:	37.6 t @ 1,650.- = 62,000.-	0.61
Chemicals:	512 t NaOH @ 150.- = 76,900.-	0.75
Wages:	825 x 8 x 365 @ 1.- = 2,410,000.-	23.50
Salaries:	20 % of Wages = 480,000.-	4.68
Repairs:	485 x 8 x 365 @ 3.40 = 4,820,000.- (4.95% of 96.9 Mill. Plant + Aux. Pl. Costs)	47.-
Operat. Matl:	15 % of Wages = 362,000.-	3.53
Welfare:	20% of Wages & Salaries = 579,000.-	5.64
		Operating Costs RM/t Av. Gas. 167.42

B. Raw Material		RM/t Av. Gas.
Pitch:	165,000 t/ann @ 35.- = 5,780,000.-	56.40
		Production Costs RM/t Av. Gas. 223.82
General:	2.5% of Prod. Costs, Amortisation, Fire Protect. & Taxes (RM/t 544.02)	8.33
License:		5.-

237.14

1492

Brought Forward 237.44

C. Capital Burden:

Amortization: 10% of 96.9 Mill. = 9,690,000. - = 94.40

Interest: 3% " " " = 2,000,000. - = 28.30

5% " 14.5 " = 725,000. - = 7.00

Fire Protect. & Tax: 2% of 96.9 Mill
= 1,950,000. - = 18.90 148.66

386.10

Credits: 5,100 t/ann L.T.C. Tar fr. Fuel
Gas prod. @ 90. - 460,000. - = (4.50)

35,000 t/ann. L.F.G. @ 150. - = 5,250,000. - = (51.20)

RM/t Av. Gas 330.40

149 N

Av. Gas. fr. Hard Pitch
Estimate of Cost

(Bal. 28 Dec. 39).

Basis:

Pitch Quality: F.P. 66.5°, 10% Solids; 1% Ash in Solids, 85%
Solids Decomp, 91.7% C: 4.5 available K.

L-Phase, 700 atm; 24% Gasif.; 0.22 Yield - 325°;
Conc. 50%; 2 m³ Gas/kg Inj.

V-Phase, 500 atm; 5058; Burden 0.7; 3% Gasif.; 15% conc.
4 m³ Gas/kg Inj.

V-Phase, 500 atm; 6434; Yield 0.45; 20% Gasif.; 60%
Conc., 2 m³ Gas/kg Inj.

Pitch Input: 165,000 t/ann

Av. Gas Production: 102,500 @ 2 (0000) L-Phase-Quality.

	RM/t Av. Gas	
Raw Material:		
1.61 t Pitch @ 35.-	56.30	
2940 m ³ H ₂ @ 5.15 Pf. 1)	151.50	
4070 m ³ Hygas-Credit @ 1000 Kcal 0.56 Pf./m ³ 1)	(22.80)	
344 kg L.F.G. @ 15 Pf.	(51.60)	133.40
Cat. & Chemicals:		
32 kg Coke-Iron @ 32 Pf.	10.30	
0.214 Lit. 5058 @ 12.50	2.68	
0.224 " 6434 @ 4.15	- .93	
5 kg NaOH @ 15 Pf.	- .75	14.66
Power:		
0.625 t H.P. Steam @ 2.50	1.56	
2.34 t L.P. Steam @ 2.20	5.15	
234 m ³ water @ 1 Pf.	2.34	
1020 KW Current @ 2 Pf.	20.40	
2250 m ³ Fuel Gas @ 0.56 Pf.	12.60	42.55
Wages:		
a) 140 Men/Shift = 12.1 Work Hrs.	12.10	
b) Salar. + Addit. 30%	3.64	
c) Oper. Mat. + Lab. Costs 20%	2.42	
Burden 20% of a) to c)	3.63	21.79
Repairs etc.:		
6.5 % of 48.1 Mill. Rep.	30.50	
2 % " " " Fire Prot. & Tax	9.40	
10 % " " " Amortization	46.90	86.80
Prod. Costs		299.20

179

	Brought Forward	299.20
General:	2.5% of Prod. Costs	7.50
Interest:	3 % of 48.1 Mill.	14.10
	5 % " 7.2 "	3.51
License		5.--
	RM/t Av. Gas	329.31

L) For Calcul. of H₂ & Fuel Gas see " Av. Gas. fr. Bit. Coal".

149 t

Av. Gas. fr. Pitch Mixture

L.F.G. Recovery¹⁾ 4.8 t/h

Total Heat Value of Hygas fr. L + V - Phase:

(95 % Yield) 115×10^6 Kcal/h

Less Heat Value of L.F.G. 52.8×10^6 Kcal/h

For H₂-Prod. are available 62.2×10^6 Kcal/h

From which may be recovered $\frac{62.2}{2400} = 25,900 \text{ m}^3 \text{ H}_2 = 58.5\% \text{ of Total H}_2$

H₂-Reqmt. 44,200 m³/h

To be produced from coke $44,200 - 25,900 = 18,300 \text{ m}^3/\text{h}$

For which 15.2 t coke req'd.

Fuelgas req'd for Hydrogenation 32.9×10^6 Kcal/h

" " " Splitting $\frac{25.9 \times 10^6}{58.8 \times 10^6} \text{ Kcal/h}$

Resid. watergas 11.5×10^6 " " "

Fuelgas to be produced in generator 47.3×10^6 Kcal/h

For which 9.5 t fuel gas coke req'd.

	H.P. Steam	L.P. Steam	Water	Current	MAN/DAY
Fuel Gas Prod.	--	--	280	450	36
Hydrogenation	10.1	33.0	2345	12865	405
H ₂ -Prod. fr. coke	(12.8)	25.6	1640	9800	162
" " " Hygas	--	18.9	2140	13400	
Waterworks	--	0.35	--	2000	226
ANX. Install.	--	7.8	740	2030	
	(2.7)	35.65	7645	44595	829

(Power Prod)

1) For Calc. see "Av. Gas. fr. Bit. Coal".

149 m

Power Consumption for Av. Gas. fr. Pitch Mixture

	Water	H.P. Steam	L.F. Steam	Gas	Water	High Tension	Low Tension	Men/Shift
Pitch Melting	26.1	---	1.4	---	---	---	---	3
<u>1-Ph. 700 Atm.</u>								
Pasting	59.3	0.93	1.23	---	2	965	97	4
Paste Presses	59.3	---	2.4	---	---	3800	42	3
Water Pumps, Flush. Oil Pp.	6.0	---	---	---	---	240	1	3
Gas Circ.	68000	---	---	---	---	390	7	2
Compressors	27300	---	---	---	82	2450	---	2
Oil Wash	55	---	5.5	---	17	335	60	3
Stalls	59.3	0.59	10.1	12500	670	740	165	10
L.F.C.	3.2	0.21	0.15	1330	42	129	19	6
G.P. Distill.	39.5	---	2.5	5000	570	---	125	6
<u>1-Phase 300 Atm.</u>								
5055 Inj. Pumps	19.7	---	---	---	---	250	8	1
Wat. Pumps	2.0	0.32	---	---	1	---	10	1
Gas. Circ.	73000	---	0.28	---	---	390	7	2
Stalls	19.7	---	0.4	---	214	300	25	10
6454 Inj. Pumps	22.3	---	---	---	---	285	5	1
Wat. Pump	2.2	0.32	---	---	2	---	15	1
Gas. Circ.	41600	---	0.16	---	---	194	3	1
Stalls	22.3	---	0.12	2250	351	342	25	10
G.P. Distill.	39.2	---	1.58	7400	555	---	157	6
Debenz & L.F.C.	6.1	2.2	0.7	---	200	726	---	4
Gasol. Wash & Strp.	16.7	2.9	0.78	---	144	---	---	4
Imp. Tanks	16.7	2.1	3.7	---	---	---	230	3
Sales Tanks	16.7	0.3	5.3	---	215	17	132	3
Nogas Tank								
Offices, Labs.								
		10.07	32.91	8300	2345	11608	1150	50
						12 605		100

Bit. Coal Tar Pitch : Producer tar : Bit. Coal Tar Distill. Oil
-350° (1:1:1)

Basic Cost Calculation.

Production: 133,500 t/ann Av. Gas in 2(0000) = 70.5 m3 (18:15 m Conv.=3:2)
Input: 209,000 " Pitch Mixture

A. Operating Costs:

	RM/t Av. Gas
Coke: 121,500 t/ann @ 30.-/t = 3,650,000.-	27.30
Power-Coal- 224,000 " @ 13.80/t = 3,000,000.-	22.90
Fuel-Gas-Coal 76,000 " @ 18.80/t = 1,430,000.-	10.70
Catalyst - Chemicals: L-Ph. 4170 t/ann coke @ 320.- = 1,340,000.- = 10.-	
V-Ph. 24.6 m3 @ 12500.- (5058) = 303,000.- = 2.30	
" " 26.4 m3 @ 4150.- (6434) = 109,500.- = .82	
Splitting: Cat. I 9.65 t @ 3000.- = 29,000.- = .22	
" II 8.8 t @ 2000.- = 17,600.- = .13	
" III 28.5 t @ 800.- = 22,850.- = .17	
Conversion: 44 t @ 1650.- = 72,500.- = .54	
Chemicals: 670 t NaOH @ 150.- = 100,000.- = .75	14.93
Wages: 829 x 8 x 365 @ 1.- = 2,420,000.- = 18.12	
Salaries: 20% of wages = 484,000.- = 3.62	
Repairs: 540 x 8 x 365 @ 3.40 = 5,335,000.- = 40.-	
(4.85% of Plant & Aux. Pl. Costs)	
Operating Matl. 15% of wages = 363,000.- = 2.72	
Wellfare: 20% of wages & salaries 580,000.- = 4.35	68.81
Operating Costs RM/t Av. Gas.	144.14

B. Raw Material:

Pitch Mixture: 209,000 t/ann @ 60.- = 12,550,000.-	98.14
Production Costs RM/t Av. Gas.	230.14
General: 2.5% of Prod. Costs, Amortisation, Fire Prob. & Tax (RM/t 337.42)	8.80

License

Carried Forward

5.-
251.54

149.4

C. Capital Burden:

Brought Forward 251.54

Amortization: 10% of 110.1 Mill. = 11,010,000. = 82.50

Interest: 3% " " " = 3,300,000. = 24.70

5% " 16.5 " " = 825,000. = 6.18

Fire Prot. & Tax: 2% of 110.1 Mill. = 2,200,000. = 16.48

129.86

Credits: 6100 t/ann L.F.G. Tar fr. Fuel Gas Prod.
@ 90.- = 549,000.--

(4.11)

38,400 t/ann L.F.G. @ 150.- = 5,760,000.--

(43.10)

334.19

1493

Av. Gas. fr. Pitch Mixture
(Est. 21. Aug. 41)
Estimate of Costs.

Basis:

Pitch Mixture: Bit. Coal Tar Pitch + Producer Tar + Bit. Coal
Distill. Oil >350°

Properties. 11.2% Solids; 4.4% Ash in Solids;
88.3% C; 6.05 H avail.

L-Phase, 700 atm; 21% Gasif./Gasol + Mi-Oil + Gasif.;
Yield 0.28; Solids Decomp. 85%; Conc. 50%;
2.5 m³ Gas/kg Fresh Oil.

V-Phase, 300 atm; 5058; Burden 0.8; Gasif. 3%;
4 m³ Gas/kg Inj.

25% Concentration

6434; Yield 0.45; Gasif. 20% Conc. 60%;
2 m³ Gas/kg Inj.

Pitch Mixture Input: 204,000 t/ann.
Av. Gas. Production: 135,500 " @ 2(0000) L-Phase Capacity

	RM/t Av. Gas.
Raw Material:	
1.55 t Pitch Mix @ 60.-	97.00
2650 m ³ H ₂ @ 5.15 Pf.	136.50
3720 m ³ Hygas-Credit @ 0.56 Pf.	(20.80)
287 kg L.F.G. @ 15 Pf.	(43.--)
	165.70
Cat. & Chem.	
51 kg Coke-Iron @ 32 Pf.	10.00
0.184 Lit. 5058 @ 12.50	2.30
0.198 " 6434 @ 4.15	-.82
5 kg NaOH @ 15 Pf.	-.75
	15.87
Power:	
0.6 t H.P. Steam @ 2.50	1.50
2.44 t L.P. Steam @ 2.20	5.37
1988 m ³ Fuel Gas @ 0.56 Pf.	11.10
214 m ³ Water @ 1 Pf.	2.14
895 KW Current @ 2 Pf.	17.90
	38.01
Wages:	
a) 135 Men/Shift = 8.93 Work Hrs. @ 1.-	8.93
b) Salaries - Addit. 50%	2.63
c) Oper.-Mat. - Lab. Cost 20%	1.79
Social Burden 20% of a) to c)	2.68
	16.08
Repairs etc.:	
6.5% of 51.0 Mill. Rep.	24.80
2% " " Fire Prot. & Tax	7.62
10% " " Amortization	38.20
	70.62

Production Cost 305.38

149 aa

	Brought Forward	305.38
General:	2.5% of Prod. Costs	7.65
Interest:	3 % of 51 Mill.	11.45
"	5 % " 7.65 Mill.	2.86
License		5.--
	RM/t Av. Gas	<u>26.96</u>
		<u>332.34</u>

149.22

ECON-14

T-372

Hochdruckversuchs Lu
Lu 558

18.11.1941. Woch. 11

Zusammenstellung

über Erzeugung von L-Benzin und Heizöl durch Hydrierung
und Schwelung und Hydrierung.

	Produktion	Kapitalbedarf RM	Kap'bed. / t Prod. RM/so	Eisenbedarf t	Eis'bedarf / t Prod. RM/t Prod.	Kap'bed. / t Eisen
Steinkohlenhydrierung Erzeugg. v. L-Bi	180 000 Jato L-Bi	200- 210 000 000.-	1150.-/ to	190- 200 000 to	1100	1050.-
Steinkohlenhydrierung Erzeugg. v. L-Bi und Heizöl	220 000 L-Bi 260 000 Heizöl	390 000 000.-	800.-/ to	270 000 to	700	1450.-
Schwelung und Hydrierung Erzeugg. v. L-Bi u. Schweißheizöl						
a) mit Brikettierung	220 000 L-Bi 260 000 Heizöl	330 000 000.-	700.-/ to	260 000 to	550	1250.-
b) ohne Brikettierung	" "	285 000 000.-	600.-/ to	210 000 to	450	1350.-
Schwelerei	1 700 000 Jato Koks zu					
a) Brikettfabr. u. Schwelerei	1 200 000 Jato Koks	32 250 000.-				
b) Energieerzeugung, Nebenkosten, Nebenanl., Sonderkosten	57 000 Jato Heizöl 68 000 Jato Heizöl 109 000 Jato Koks	22 500 000.- 54 750 000.-		41 500		
ohne Brikettfabrik u. dazugehöriger Energieerzeugung, Verteilung, Nebenanl., Sonderkosten		40 000 000.-		28 500		
Schwelung u. Hydrierung:	180 000 Jato L-Bi u.					
a) m. Brikettierung	2 250 000 Jato Koks	250 000 000.-		210 000.-		1200.-
b) ohne Brikettierung		225 000 000.-		180 000.-		1250.-

x) Garantiezahlen aus Baureiferklärung
Blechhammer.

79170

150

U. S. BUREAU OF MINES
HYDRO. DEMON. PLANT DIV.

T-372

KCBraun
5-26-47

Comparative Production of Aviation Gasoline
and Fuel Oil by Hydrogenation and by
L.T. Carbonization and Hydrogenation
Ludwigshafen, 18 November 1941

(See also T-156)

/flp

150 a

	Production t/ann	Capital Req'mts RM	Capital Req'mts RM/t Prod.	Iron Req'mt t Iron/t Prod.	Iron Req'mt	Capital Req'mt Pr. t Iron
Bit. Coal Hydr. - Aviat. Gasol.	180000	200- 210000000.	1150.	1100	180- 200000	1050.
" " " " - Fuel Oil	220000 260000	390000000.	800.	700	270000	1450.
L.F.C. & Hydr. - Av.Gas. & L.F.C. Fuel Oil						
a) with briquetting - Av.Gas. - Fuel Oil	220000 260000	330000000.	700.	550	260000	1250.
b) without " - Av.Gas. - Fuel Oil	220000 260000	285000000.	600.	450	210000	1350.
L.F.C.						
Coal	1700000 to 1100000	322500000.				
a) briquet mfg. & L.F.C. - Coke						
b) power prod.) - Hot Tar misc. costs) - Fuel Oil special costs) - Raw Gasol. aux.equipment)	57000 68000 10900	22500000. 54750000.			41500	
without briquet plant and power prod. going with it, special costs of aux.equipment)		40000000.			28500	
L.F.C. & Hydr.	180000 and 2350000					1200. 1250.
a) with briquetting - Coke		230000000.			210000	
b) without " "		225000000.			180000	

150 &

Vergleich CV₂b - DHD.

Als Ergänzung zum Vergleich der Gesteckkosten für Autobenzin, L-Benzin und 170er Benzin aus Steinkohle, als Ausgangsprodukt für DHD (28.10.41) sind in beiliegender Schätzung vergleichbar hierzu die Kosten für CV₂b und DHD-Hochleistungskraftstoff aus Steinkohle geschätzt. Für CV₂b sind 2 Fälle gerechnet, nämlich für 21% Vergasung und L 0,25, wie sie in Lu erreicht wurden und 23,5% Vergasung und L 0,19, wie sie Scholven aufzuweisen hat. Es ergibt sich im ersten Fall, dass CV₂b um etwa 1,4 Pf. billiger ist als DHD-Benzin bei einer Gutschrift von 25 Pf. je kg unraffiniertes s-B1, das nach Raffination als Autobenzin verkauft werden kann. Im zweiten Fall ist CV₂b gleich teuer wie DHD-Benzin.-

Vergleichende Kostenschätzung
für DHD-Benzin und CV2b aus Steinkohle.

Kapazität: 34 stunde s-Bi + Mi entspr. 250 000 Jato Autobi
Produktion: 199 500 Jato DHD-Bi bzw. 191 500 Jato CV2b (+ 21750 Jato unraff. s-Bi)

Bilanz für CV2b v. 8.10.40
" " DHD-Bi v. 20.9.41 f. Hydr'stufen u. 3.9.41 f. DHD-Stufe.

21% Verg. L=0,25	CV2b	DHD-Hochleist'kraftstoff	
	Mk/t Bi	Mk/t Bi	
Rohmaterial:			
1,42 t s-Bi+Mi à 200.-	284,-	1,37 t à 200.-	274,-
950 m ³ Wasserstoff à 5,6 Pf.	51,80	1052 m ³ à 5,45 Pf.	57,50
1850" Hygas-Gutschr. à 0,658"	12,20	1750" à 0,658 "	11,52
156 kg Treibgas-" à 25 Pf.	39,07	232 kg à 25 Pf.	5,80
	<u>385,60</u>		<u>261,98</u>
Kat.+ Chemikalien:			
0,498 Ltr. 7019 à 5.-	2,50	0,222 Ltr. 5058 à 12,50	2,78
0,171 " 7360 à 7.-	1,20	0,149 " 6434 " 4,15	0,62
5 kg NaOH à 15 Pf.	0,75	0,532 " 7360 à 7.-	3,72
	<u>4,45</u>	5 kg NaOH à 15 Pf.	0,75
			<u>7,87</u>
Energien:			
0,42 t ND à 3.-	1,26	0,87 t à 3.-	2,60
1,26 t ND à 2,60	3,28	0,75 t à 2,60	1,95
1120 m ³ Heissgas à 0,658 Pf.	7,37	95 m ³ à 0,658 Pf.	6,25
124 " Wasser à 1 Pf.	1,24	116" à 1 Pf.	1,16
298 KWh Strom à 2 Pf.	5,96	342 KWh à 2 Pf.	6,84
	<u>19,11</u>		<u>18,80</u>
Löhne u. Gehälter:			
80 M/Sch. = 3,66 A'std. à 0,85 Mk	3,13	100 M/Sch. = 4,95 A'std. à 0,85 Mk.	5,78
Zuschläge 78%	2,44	78%	2,95
Gehälter einschl. Zuschl. 24%	1,34	24%	1,62
Betr'mat. 20% v. Lohn	0,63	20% v. Lohn	0,76
	<u>7,54</u>		<u>9,11</u>
Reparaturen:			
6,5% v. 26,9 Mill.	9,14	6,5% v. 30,15 Mill.	9,87
2% v. 6,7 Mill.	0,70	2% v. 7,55 Mill.	0,76
	<u>9,84</u>		<u>10,63</u>
Amortis. u. Steuern:			
9% v. 33,6 Mill. Amort.	15,80	9% v. 37,7 Mill.	17,10
2% v. W. W. Feuersch.+St.	3,50	2% " " "	3,80
	<u>19,30</u>		<u>20,90</u>
Gestehkosten	344,84		329,28
Generalia: 2,5% v. Gest'kosten	8,62	2,5%	8,22
Versicherung: 6% v. 38,6 Mill.	12,10	6% v. 43,3 Mill.	13,10
Lizenz:	7,50		7,50
1 t CV2b-Bi =	373,46	1 t DHD-Bi =	358,11
Gutschr. f. unraff. s-Bi-1800 114 kg à 25 Pf.	28,70		
1 t CV2b-Bi =	<u>344,56</u>		

Verarbeitungsgänge:

Vergleich CV2b und DHD

Kapazität: 34 stute s-Bi+M1 mit 8% -135°/325°
Produktion: 191 500 jato CV2b (+21750 jato s-Bi -135°); 198500 jato
anfall. DHD

CV2B		DHD	
<u>300 atm: (ohne s-Bi) 21% Verg. L=0,25</u>		<u>300 atm:</u>	
Einspr'pumpen	96,0 stute	Einspr'pumpen	34,0 + 1,16 stute
Wasserpumpen	9,6 "	Wasserpumpen	3,4 stute
Ölwäsche	93 m ³	Gasumlauf	136000+4600 m ³
Gasumlauf	240 000 m ³	Dr.	0,8-0,85
Leistung	0,25	Kat.Vol.	42,5 + 1,5 m ³
Kat.Vol.	95,5 m ³ ohne Ref.	Ofensysteme	5,2 Öfen
Ofensysteme	11,7 Öfen à 8,2 m ³	Kammern	1(000)+1(00)
Kammern	4(0000)	Abstr. Dest.	32,7 + 1,10
Abstr. Dest.	89,0 stute	Abg.d.Kol.	10,8 st. Bi+0,4
Abg.d.Kol.	24,0 " Bi-1650	Einspr'pumpen	35m ² + 1,2 st.
		Wasserpumpen	3,5 stute
Entbenzinierung	2,4 stute Gasbi	Gasumlauf	70400+2400 m ³
+ Treibgasgew.	3,75 " Treibgas	Leistung	0,6
Bi-Wäsche	24,0 stute	Kat.Vol.	29,5 m ³
Bi-Stabilisierung	24,0 "	Ofensystem	3,6 Öfen
		Kammern	2(00)
		Abstr. Dest.	33,8+1,2 stute
		Abg.d.Kol.	20,2+0,7 O ₂ -haltig

H₂-Verbrauch:

22 800 m³/h

Hygas-Anfall:

85,4 · 10⁶ WE/h

<u>50 atm DHD</u>	
Vordestill.	32,1 st. O ₂ -halt.
Abg.d.Kol.	6,1 stute
Einspr'pumpen	34,6 stute
Wasserpumpen	3,5 "
Gasumlauf	52000 m ³
Dr.	0,4
Kat.Vol.	86,5 m ³
Kammern	2(00000)
Abstr. Destill.	21,8 stute
Abg.d.Kol.	20,8 "
Bi.Stabilis.	26,9 stute
Bi-Wäsche	24,8 "
Entbenzinierung	1,4+1,5=2,9 stute
+ Treibgasgew.	3,7+2,07 stute
	5,77

H₂-Verbrauch: 26 100 m³/h

Hygas-Anfall:

53,3 · 10⁶ WE/h
+ 54,4 · 10⁶ WE/h
107,7 · 10⁶ WE/h

Anlagekosten:

OVgb		BHD	
300 atm		300 atm	
Binspr'pumpen	5,2 Mill.	Binspr-pumpen und	2,9 Mill.
Gesamlauf		Gesamlauf	
Ölwasche	1,4 "	Kammern	4,9 "
Kammern	14,0 "	Abstr. Dest.	1,6 "
Abstr. Dest.	1,8 "	Kammern	4,8 "
Entbenzinierung u. Treibgasen.	2,4 "	Tanklager	1,9 "
Bi-Wasche und Bi-Stabilis.	0,6 "	Leitungen	1,7 "
Leitungen	1,8 "	Verdestill. (50 at)	0,7 "
Tanklager	1,7 "	Binspr-pumpen und Gesamlauf	1,8 "
		Kammern	4,0 "
Summe	26,9 Mill.	Abstr' destill.	0,7 "
		Tanklager	0,7 "
		Leitungen	0,4 "
		Bi-Stabilis. und Wasche	0,65 "
		Entbenzinierung u. Treibgas	3,4 "
		Summe	30,15 "

Preisberechnung für CV2b

Es sei angenommen, eine Hydrieranlage zur Erzeugung von 250 000 jato Autobenzin aus Steinkohle nähme die Produktion von CV2b auf, soweit dies im Rahmen ihrer Kapazitäten und unter Beibehaltung der üblichen Anlagereserven möglich ist.

Für CV2b sei eine Leistung von 0,19 und Vergasung von 23,5% unterstellt. Da eine CV2b-Kammer einen gasbeheizten Vorheizer braucht, kann nur eine 5434-Kammer zum Einsatz kommen. Damit andererseits die Vorhydrierungskammern ausgenutzt werden, kann die Autobenzin-Produktion nur teilweise durch CV2b ersetzt werden. Aus obiger Forderung nach Berücksichtigung der Anlage-Kapazitäten und Reserven ergibt sich folgende Produktionsaufteilung in der Gasphase:

Autobenzin:	CV2b	Summe:	Vorhandene Kapazität:
Produktion 172 000 jato ¹⁾	37 000 jato	209 000 jato	(250 000 jato)
s-Bi+Mi-Einsatz 22,7 stuto	6,8 stuto	29,5 stuto	(34 stuto) ⁴⁾
H ₂ -Bedarf 45000 ²⁾ +16700m ³	13600 ²⁾ 4800 m ³	80 100 m ³	93 000 m ³
Einspr'pumpen 43,3 stuto	19,2 stuto	62,5 stuto	64,2 stuto
Gasumlauf 133 500 m ³	48 000 m ³	181 500 m ³	196 400 m ³
Öfen 7	4	11	10 ³⁾
Kammern 2(00)+1(000)	1(000)	4 Kammern	4 Kammern
Abstr. Destill. 41,5 stuto	17,2 stuto	58,7 stuto	61,8 stuto
Entbenz. u. Treibgas 1,8 "	0,9 "	2,7 "	2,7 "

Diese Gegenüberstellung zeigt, dass die S-Phase nur zu 86,5% ihrer Kapazität ausgenutzt werden kann. Dieser Umstand verteuert die Tonne s-Bi+Mi um 6%. Da aber auch der H₂-Bedarf nur 86% der H₂-Anlagekapazität beträgt, wird auch der H₂ sich um etwa 6% verteuern.

- 1) bei Mitverarbeitung des CV2b-Äquivalentes an s-Benzin i. d. Vorhydrierung
- 2) S-Phase.
- 3) 1 Ofen ist demnach zusätzlich einzusetzen.
- 4) Also 115% von 29,5 oder 29,5 = 86,5% von 34.

76823

genern. ¹⁾Rechnet man die Idealkalkulationen für Autobenzin und CV_{2b} unter Einsetzung dieser Preise an, so ergibt sich eine Verteuerung des Autobenzins von Mk. 274,64 je to auf 295,98 und des CV_{2b} von Mk. 338,66 auf 362,86 je to. Geht man jedoch von einem Autobenzinpreis von Mk. 310.-- je to aus, so ergeben sich in Verhältnis 274,64 : 310 umgerechnet, folgende Preise:

1 to Autobenzin	Mk. 334.--
1 to CV _{2b}	Mk. 410.--

Da eine Erhöhung des Autobenzin-Preises (von 274,64 auf 295,98 bzw. 310.-- auf 334.--) nicht gerechtfertigt erscheint, müssen die höheren Kosten des CV_{2b} aufgerechnet werden.

Bei 20,9 parts Autobenzin¹⁾ betragen die Mehrkosten 20,9 · 24²⁾ = 502.--. Es ist somit bei einer Produktion von 4,62 to CV_{2b} 1 to CV_{2b} mit $\frac{502}{4,62} = 108,50$ zu belasten. Der Preis für CV_{2b} errechnet sich so zu 410.-- + 108,50 = Mk. 518,50/to.

1) ohne s-Bi-Äquivalent aus CV_{2b}

2) $\frac{334.-}{310.-}$
 $\frac{24.-}{24.-}$

150

Comparative Costs of CV₂b & DHD
Ludwigshafen, 10. December 1941

To supplement the comparative production costs for auto-, aviation-, and 170-gasoline from bit. coal as feed for DHD, of October 28, 1941, the attached estimate shows the comparative costs of CV₂b and DHD high test fuel from bit. coal.

Two cases are calculated for CV₂b, one for 21% gasification and 0.25 yield, as obtained in Ludwigshafen, and another for 23.5% gasification and 0.19 yield, as obtained in Scholven. In the first case CV₂b is about 1.4 Pf. cheaper than DHD gasoline with a credit of 25 Pf/kg unrefined s-gasoline (heavy), which can be sold as auto gasoline after refining. In the second case CV₂b costs as much as DHD.

(Note: Detailed figures for case 2 are not reproduced.)

TABLE I

Estimate of Comparative Costs of CV₂b and
DHD-gasoline from Bituminous Coal

Capacity: 34 t/h s-gasol. + M-Oil, corresp. to 250000 t/ann. auto gasoline
Production: 198500 t/ann DHD-gasol. or 191500 t/ann CV₂b + 21750 t/ann
unref. s-gasol. (185000 t/ann. CV₂b @ Scholven).

21% gasif, 0.25 yield	CV ₂ b	DHD
	RM/t gasol.	RM/t gasol.
Raw Materials:		
1.42 t s-gasol + M-Oil @ 200.-	= 284.00	1.37 t @ 200.- = 274.00
950 m ³ H ₂ @ 5.45 Pf.	51.80	1052 m ³ @ 5.45 Pf. = 57.50
1850 m ³ Bygas Credit @ 0.658 Pf.	(12.20)	1750 m ³ @ 0.658 Pf. (11.52)
156 kg L.F.G. Credit @ 25 Pf.	(39.00)	232 kg @ 25 Pf. (58.00)
	284.60	261.98
Cat. & Chemicals:		
0.498 Ltr 7019 @ 5.-	= 2.50	0.222 Ltr 5058 @ 12.50 = 2.78
0.171 Ltr 7360 @ 7.-	1.20	0.149 Ltr 6434 @ 4.15 = 0.62
5 kg NaOH @ 15 Pf.	0.75	0.532 Ltr 7360 @ 7.- = 3.72
	4.15	5 kg NaOH @ 15 Pf. = 0.75
		7.87
Energy:		
0.42 t HP steam @ 3.-	= 1.26	0.87 t @ 3.- = 2.60
1.26 t LP " @ 2.60	3.28	0.75 t @ 2.60 = 1.95
1120 m ³ fuel gas @ 0.658 Pf.	7.37	95 m ³ @ 0.658 Pf. = 6.25
124 m ³ water @ 1 Pf.	1.24	116 m ³ @ 1 Pf. = 1.16
298 KWH Current @ 2 Pf.	5.96	342 KWH @ 2 Pf. = 6.84
	19.11	18.80

TABLE 1 (Cont'd)

CV ₂ b		DHD	
RM/t gasol.		RM/t gasol.	
Wages & Salaries:			
80 Man/Shift = 3.68/h @ RM 0.85 =	3.13	100 M/Sh = 4.95/h @ 0.85 =	3.78
Added charges 78%	2.44	78%	2.95
Salaries incl. add. ch. 24%	1.34	24%	1.62
Misc. oper. matl. 20%/wages	0.63	20%/wages	0.76
	<u>7.54</u>		<u>9.11</u>
Repairs:			
6.5% of 26.9 Mill.	= 9.14	6.5% of 30.15 Mill.	= 9.87
2% of 6.7	0.70	2% of 7.55	0.76
	<u>9.84</u>		<u>10.63</u>
Amortization & Taxes:			
9% of 33.6 Mill. Amort.	= 15.80	9% of 37.7 Mill.	= 17.10
2% " " " Fire Prot & Tax	= 3.50	2% " " "	= 3.80
	<u>19.30</u>		<u>20.90</u>
Production Costs	344.84		329.28
General: 2.5% of Prod. Costs =	8.62	2.5%	8.22
Interest: 6% of 38.6 Mill	12.10	6% of 43.3 Mill.	13.10
License:	7.50		7.50
1 t CV ₂ b-gasol. =	373.46	1 t DHD-gasol. =	358.11
Credit for unref. s-gasol-180°			
114 kg @ 25 Pf. = (28.90)			
1 t CV ₂ b-gasol. =	<u>344.56</u>		
(358.81 @ Scholven)			

TABLE 2

Operations: Comparing CV₂b and DHD

CV ₂ b	DHD
300 atm: (without s-gasol)	300 atm:
21% gasif. 0.25 yield	
Injection Pumps 96.0 t/h	Inj. Pumps, 34.0 + 1.16 t/h
Water " 9.6 t/h	Water " 3.4 t/h
Oil Wash 93 m ³	Gas Circulation, 176000 + 4600 m ³

1664

CV ₂ B		DD	
Gas Circulation,	240000 m ³	Thruput	-0.8-0.85
Heat	0.25	Cat. Vol.	42.5-1.5 m ³
Crit. Vol.	95.5 m ³ without ref.	Converters	5.2
Converters,	11.7 @ 8.2 m ³	Stalls	1(000) - 1(00)
Stalls	4(0000)	C.C.P. Dist.	32.7-1.10
C.C.P. Dist.	89.0 t/h	Col. Overhead,	10.8 t/h gas 1.0-0.4
Column Overhead,	2.0 t/h-165°	Inj. Pumps,	35.2-1.2 t/h
Debenzination,	2.4 t/h light ends	Wat. "	3.5 t/h
L.P.G. Recovery,	3.75 t/h L.P.G.	Gas Circul.	70400-2400 m ³
Gasol. Wash,	24.0 t/h	Yield	0.6
" Stabil.	24.0 t/h	Cat. Vol.	29.5 m ³
		Converters	3.6
		Stalls	2(00)
		C.C.P. Dist.	33.8-1.2 t/h
		Col. Overhead, 20.2-0.7t/h, containing C ₂	
		50 atm DED	
H ₂ Consumption:	22600 m ³ /h	Pre-dist.	32.1 t/h, containing C ₂
		Col. Overhead,	6.1 t/h
		Inj. Pumps,	32.6 t/h
		Wat. "	3.5 t/h
		Gas Circul.	52000 m ³
		Thruput	0.4
		Cat. Vol.	86.5 m ³
		Stalls	2(00000)
		C.C.P. Dist.	21.3 t/h
		Col. Overhead	20.8 t/h
		Gasol. Stabil.	26.9 t/h
		" Wash	22.8 t/h
		Debenzination,	2.4-1.5 = 2.9 t/h
		L.P.G. Recovery,	3.74-2.07 = 5.77 t/h
		H ₂ Consumption:	26100 m ³ /h
		H ₂ gas Field:	55.3 x 10 ⁶ kcal/h
			53.7 x 10 ⁶ "
			103.7 x 10 ⁶ kcal

TABLE 3
PLANT COSTS

CV ₂ B	Cost	DD	Cost
Inj. Pumps & Gas Circul.	1.2 MILL.	Inj. Pumps & Gas Circul.	2.9 MILL.
Col Wash	1.4 "	Stalls	4.9 "
			156 c

TABLE 1 (Cont.)

CF ₂ H ₂		DHD	
300 atm		300 atm	
Stalls	14.0 MILL.	C.O.F. Dist.	1.6 MILL.
C.O.F. Dist.	1.8 "	Stalls	4.8 "
Denonization & L.P.G. Recovery	2.4 "	Tankage	1.9 "
Gasol. Wash & Stabil.	0.6 "	Pipe Lines	1.7 "
Pipe Lines	1.8 "	Prodist. (50 atm)	0.7 "
Tankage	1.7 "	Imj. Pumps & Gas Circul.	1.8 "
Total	26.9 MILL.	Stalls	4.0 "
		C.O.F. Dist.	0.7 "
		Tankage	0.7 "
		Pipe Lines	0.4 "
		Gasol. Wash & Stabil.	0.55 "
		Denonization & L.P.G. Recovery	3.4 "
		Total	30.15 MILL.

Cost Calculation for CF₂H₂
Ludwigshafen, 19 Jan 1943

Let us assume that a hydrogenation plant for producing 250000 t/ann into gasoline from bituminous coal took up production of CF₂H₂ as far as this is possible within its capacities and retaining the usual plant reserves.

Let us assume a yield of 0.19 and gasification of 29.5% for CF₂H₂. Since a 100% still requires a gas-fired preheater, only a 60% still can be used. In the remainder, in order to utilize the prehydrogenation stills, the auto gasoline production can be replaced only partially by CF₂H₂. From the above assumptions and consideration of plant capacities and reserves the following production distribution in the next phase is derived:

Auto Gasoline	CF ₂ H ₂	Total	Auto Gasoline capacity
Production, 192000 t/ann (1)	9700 t/ann	209000 t/ann	250000 t/ann
Search for still, approx. 22.70%	6.6 t/a	29.5 t/a	10 t/a
Hydrogen, 153000 t/ann, 13700 m ³	120000 t/ann, 10000 m ³	273000 t/ann, 23700 m ³	29000 t/ann
10% reserve, 19200 t/ann	19.2 t/a	12.2 t/a	61.5 t/a
Gas for auto, 100000 t/ann	45000 t/ann	145000 t/ann	190000 m ³
Converter	4	11	10
Stalls 2 (00) + 1 (000)	1 (000)	1	4
C.O.F. Dist. 400 t/a	17.2 t/a	17.2	61.5 t/a
Denonization & L.P.G. 1.8 t/a	9.5	11.3	2.7 t/a

- (1) produced together with the CF₂H₂ equivalent of steam in prehydrogenation
- (2) 11% plant
- (3) one additional converter unit, accordingly, by model
- (4) compressors 11% of 29.5 or 29.5 + 36.5% of 3%

156 d

This comparison shows that the liquid phase can be utilized only to 65.5% of its capacity. This circumstance increases the cost of regular K-041 by 6%. But since the requirement is only 6% of the capacity, the cost of K will also be increased by about 4%. If the ideal figures for auto gasoline and CV₂b are recalculated by using these costs, the cost of auto gasoline is increased from RM. 274.64 to RM. 295.95 and that of CV₂b from RM. 338.66 to RM. 363.66. But if we base our calculations on an auto gasoline price of RM. 310.00 we get the following prices, recalculated in the proportion of 274.64:210:

auto gasoline/3	RM. 334.00
CV ₂ b/4	RM. 410.00

Since an increase in the auto gasoline price from 274.64 to 295.95 or from 310.00 to 334.00 does not appear justified, the increased cost must be charged to CV₂b.

With 20.9 t/m of auto gasoline (with its gasoline equivalent from CV₂b) the additional cost (Motorcost) is $20.9 \times 24 (334 - 310 + 24) = 502.08$. Therefore, with a production of 4.62 t CV₂b, one ton CV₂b must be charged with $502/4.62 = 108.50$. The price of CV₂b is then $410.00 + 108.50 = 518.50$.

Note: CV₂b made over catalyst 7019, was later discontinued and replaced by USD.

Hochdruckversuche Lu
Lu 558

ECON-16

See T-380

6.11.1941.Woh.4

T-280443
translatid

Zur Kostenschätzung: Pölitz-DHD v.23.10.41

Die Schätzung bezieht sich auf ein DHD-Benzin aus 170er Benzin, das zu 60% aus Erdöl und zu 40% aus Steinkohle und Pechverflüssigung stammt. Der Produktfaktor liegt daher zwischen dem für Verflüssigungsbenzin und Erdölbenzin als Ausgangsstoff, d.h. mit 1,3 zwischen 1,23 und 1,35.

Anlage I enthält Grundlagen und Rechnungsweise für die Kalkulationen der Pölitzer Neubauhäusern mit einer jährlichen Erzeugung von 140 000 tate DHD-Benzin und der geplanten Oppauer Anlage für 200 000 tate DHD-Benzin.

Zur Pölitzer Kalkulation ist zu bemerken, dass der Kapitaldienst sich auf 13,3 Millionen Anlagekosten bezieht. Diese Summe setzt sich aus 9,5 Millionen für die eigentliche DHD-Anlage einschl. Destillation^{en} und 3,8 Millionen für die Energieerweiterung zusammen. Da jedoch die Energien verhältnissig in die Kalkulation eingesetzt sind und Vor- und Redestillation (sowie Stabilisierung) als Spesen erscheinen, liegt hier eine Doppelbelastung vor. Andererseits fehlen in den Anlagekosten die Nebenanlagen.

Verwaltungsgemeinkosten bzw. Generalia sind in der Pölitzer Kalkulation nicht enthalten. Die Reparatursumme erscheint mit Mk.1,03 je to DHD-Benzin, d.h. 1,08% vom Anlagekapital als viel zu niedrig. In Oppau wird mit 6,5% gerechnet.

In Anlage II ist der Pölitzer Kalkulation die Schätzung für die Oppauer 200 000 tate Anlage gegenübergestellt, wobei letztere sowohl als Normalkalkulation, wie als ISÜ-Kalkulation aufgeführt ist. Zum Vergleich enthält die Tabelle auch die ISÜ-Schätzung für die Ludwigshafener 25 000 tate Anlage.

Die blauen Zahlen in der Politischen Kalkulation der Tabelle (Anlage II) gelten für Einbeziehung der Spesen für Vor- und Re-destillation und Stabilisierung, d.h. der Posten von Mk. 11,06 ~~1933~~ wurde anteilig auf Energien, Löhne und Gehälter, Reparaturen, Amortisation, Steuern und Verzinsung angelegt.

Anlage I

DHD-Spesen

Vergleich Kalkulation Oppau mit Kalkulation
Pölitze.

Grundlagen:

<u>Oppau</u> <u>200 000 tate DHD-Benzin</u>	<u>Pölitze</u> <u>140 000 tate DHD-Ben</u> <u>zin.</u>
Ausbeute aus DHD-Bi/Ausg.Bi = 74% (Ausg-Bi 100% aus Erdöl)	76,7%/Ausg.Bi 60% aus Erdöl 40% aus St'k'verfl.
Schwerbi/Ausg'bi = 88%	87,5%
Redest'rückstd. = 3,9%/Einspr.(Schwerbi)	4,95%
Gas-Gutschrift = 2,75·10 ⁶ WE/t DHD-Bi	2,95·10 ⁶ WE/t DHD-Bi
Anl'kosten 12,5 Mill.einschl.Stabil. u.Wäsche, Dest.u.Nebenanl.	13,3 Mill. einschl. Destill. u.Energ'erweiterung
Amortisation 20% v.Anl.+ Nebenanl.	9% v.Anlagen
Verzinsung-Kalkul.Gewinn 10% v.Gesteh- kosten einschl.Gewinn	5% von Anlagekosten
Unvorhergesehenes 20% v.Spesen, ohne Kap'dienst	10% von Spesen einschl. Kap'dienst
Lizenz: 5.--(Sonderkosten) je t DHD-Benzin	7,50 Mk je t DHD-Benzin
Verw'gemeinkosten: 2,5% v. Anlagenkosten 9% v. Anlagenkosten Gest'kosten	-
Steuern: 2% v.Anl.+Nebenanl.(=1,25)	5.--
Versandkosten 1,80	-
Nebenanlagen 25% v.Anlagen	-
Reparaturen 6,5% v.Anl.+Nebenanl. (4,05 je t DHD-Bi)	1,08% von Anlagekosten 3,50/h (1,03 je t DHD-Bi)
Löhne: 1,65/Arb'std.(144 M/Tag)	0,85 (110 M/Tag)
Zuschlag -	78% =
Gehälter 20% der Löhne	30% der Löhne
Zuschlag -	70% d.Gehälter
Betr'mat., Lab'kosten	-43 je t DHD-Bi
u.Sonstiges, 20% d.Löhne	
4,85 je to DHD- Bi	4,99 je to DHD-Bi
Rohtoffpreis 290.-- je t Ausgangsbzin	300.-- je t Ausgangsbzi

Anlage II
DHD - Kalkulationen.
 Ausgangsbenzin: Benzin aus Erdöl

6.11.1941. Wch. 4

<u>Anlage Lu</u> für 25 000 jato DHD-Benzin ISO-Kalkulation		<u>Anlage Oppau</u> für 200 000 jato DHD-Bi ISO-Kalkulation		<u>Anlage Oppau</u> für 200 000 jato DHD-Benzin (normale Kosten schätzung)		<u>Anlage Pöhlitz</u> Kalkulation v. 23.10.41	
M/t DHD-Bi		M/t DHD-Bi		M/t DHD-Bi		M/t DHD-Bi	
A) Rohmaterial:							
Benzin 1,4 t à 290.--	406.--	1,35 t à 290.--	392.--	1,35 t à 290.--	392.--	1,3 t Bi ³⁾ à 300.--	390.--
Hilfsstoffe	3,40		3,40	Katalysator	5,40	Kat.+ H ₂ + H ₂	4,06
				Gas-Gutschr. 2750m ³ à 0,6 Pf.	16,50	Gutschr.: Treibgas 133 kg	10,--
					578,90	à 0,15 Mk.	6,98
						Heizgas 1550m ³	5,50
						à 0,45 Pf.	
						Redest. Rückst. 55 kg	
						à 10 Pf.	
							361,58
B) Betriebskosten				Energien:		Energien:	
a) Spesen	64,70		19,50	1000m ³ Heizgas à 0,6 Pf.	6.--		
b) Amortisation 20% v. 4,7 Mill.	37,60	20% v. 12,5 Mill.	12,50	H-Dr. Dpf. 0,23 t à 3,80	0,87		
c) Versandkosten	1,80		1,80	N-Dr. Dpf. 0,78 t à 3,20	2,37		
	513,50		429,20	Wasser 69 m ³ à 1 Pf.	0,65		
				Strom 160 kWh à 1,4 Pf.	2,24		
					12,13		
C) Verwaltungskosten				Löhne + Gehälter:		Löhne + Gehälter:	
9% v. A + B ⁴⁾	22,28	9% ²⁾	15,50	Löhne 48 M/Sch. = 2,12 A' std. à 1,65	3,50		7,47
				Gehälter 20%	0,70		4,56
D) Sonderkosten:				Betr. mat. 10%	0,35		5,18
Beitrag z. Erwerb u. Ent- wickelungskosten des DHD- Verfahrens	5.--		5.--	Labor. + sonst. Kosten 10%	0,35		0,43
Summe C + D	27,28		20,50		4,90		10,17
" A bis D	540,78		449,70	Reparaturen:			1,03
				6,5% v. 12,5 Mill.	4,06		
E) Kalkulatorischer Gewinn:				Amortisation:		Amortisation:	
10% von A bis B ¹⁾	30,53	10% ²⁾	21,30	20% v. 12,5 Mill.	12,50	9% v. 13,3 Mill.	8,55
Summe A bis E	571,31		471,--	Feuersch. + Steuern:		Steuern:	
Abzgl. Gutschrift f. Heizgas 1,7·10 ⁶ WE	10,--	1,75·10 ⁶ WE	10,50	2% v. 12,5 Mill.	1,25		5,--
					17,81		14,58
Selbstkostenpreis ohne Zoll, Miner'besteuer u. Ausgleichsteuer	561,31		460,50	Gestehkosten:		Gestehkosten:	
				Generalia: 2,5% v. Gest'k.	10,30		393,80
				Versicherung:		Versicherung:	
				3% v. 12,5 Mill.	1,87	5% v. 13,3 Mill.	4,75
				5% v. 1,9 Mill. 2)	0,48		
				Lizenzen:		Lizenzen:	
					5.--		7.--
				Spesen f. Dest. u. Stabilis. 1. Obigen		Spesen f. Dest. u. Stabilis. 1. Obigen	
					17,65		11,75
					421,39		11,06
							416,61

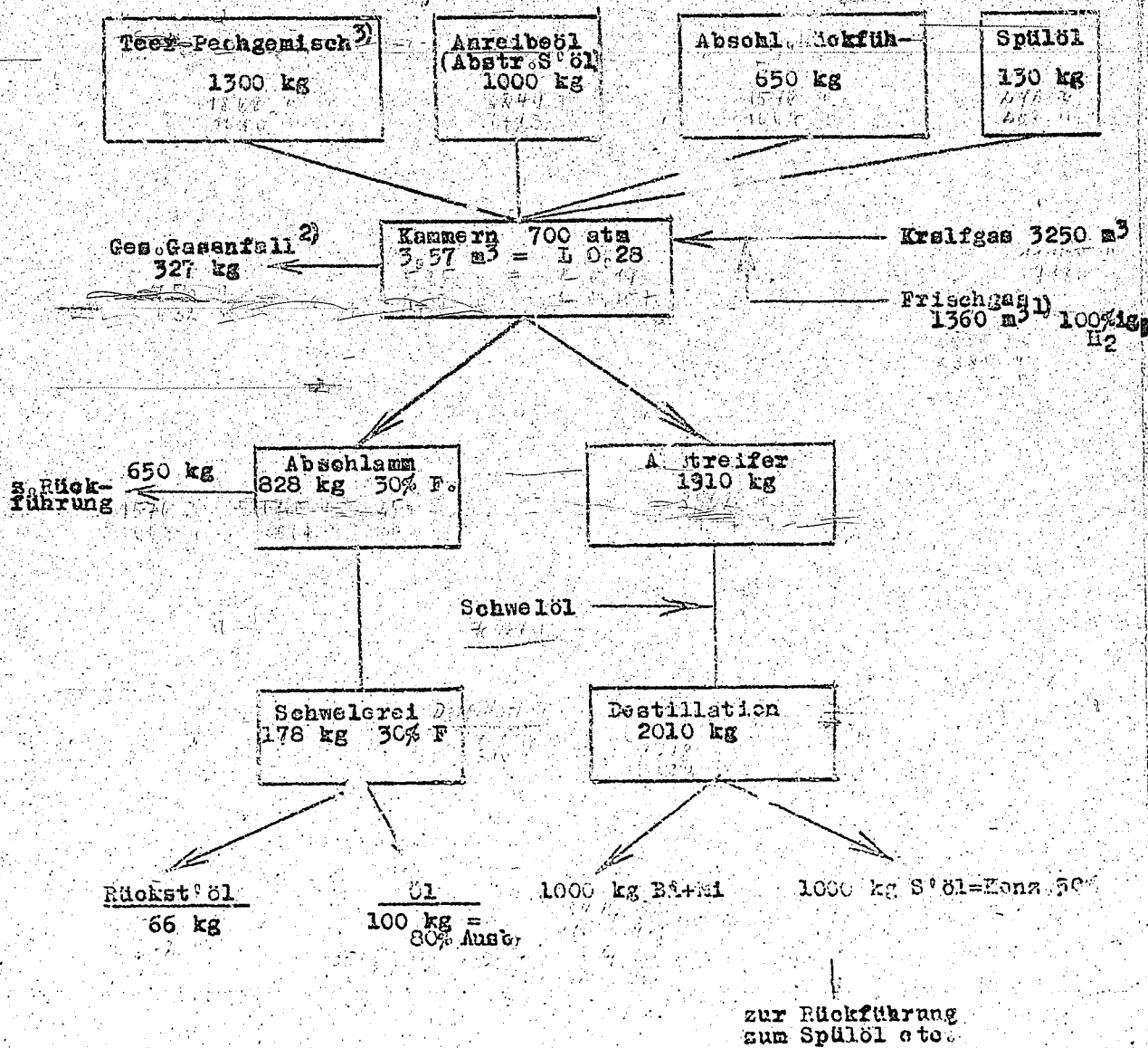
1) Hier ist das Ausgangsbenzin nur m. Mk. 100.-
je to bewertet.
 2) 15% sonst. Kapfbedarf bezogen auf Anl.+
Nebenanlagen.
 3) 60% Erdölbenzin, 40% St'k'veffl.-
Benzin.

	Schätzung Pölitz		Ideal-Schätzungen Ludwigshafen							
	A		I		II		III		IV	
	September 1941		Rohstoff Kohle		Rohstoffe Teer-Pech-gemisch		Rohstoff Rohöl		Rohstoff entspr. Pölitz im September	
Produktion an L-Benzin	19 092 moto		20 000 moto		20 000 moto		20 000 moto		20 000 moto	
	Mengen/Monat	M/t B1	Mengen/Monat	M/t B1	Mengen/Monat	M/t B1	Mengen/Monat	M/t B1	Mengen/Monat	M/t B1
1. Fremdenergien	4,676-106KW à 29600.-	7,26	16,4-106KW à 20000.-	16,40	-	-	-	-	4,43-106KW à 20000.-	4,43
2. Kohle/Kraftwerk	21262 t à 13,80 3804 t " 17,80	18,91	31800 t à 13,80	22.-	34500t à 13,80	23,80	12050t à 13,80	8,30	21220t à 13,80	14,68
/Heizgas	17349 t à 18,80 6652 t " 27,90	17,08	15100 t à 18,80	14,15	11470t à 18,80	10,80	5240t à 18,80	4,93	8970t à 18,80	8,43
3. Koks	1908 t à 32,80	13,01	21850t à 30.-	32,80	18000t à 30.-	27.-	6560 t à 30.-	9,85	12640t " 30.-	19.-
Summe 1-3		56,26	=	85,35	=	61,60	=	23,08	=	46,54
4. Rohstoffe:		156,75								
Hydrierkohle	16187,8t à 24,30	20,60	43900t à 24,30	53,40	-	-	-	-	11860t à 24,30	14,40
Pechgemisch	-	-	-	-	31500t à 60.-	94,50	-	-	5350 t à 60.-	16,02
Rohöl	-	-	-	-	-	-	25000t à 140.-	175.-	14000t " 140.-	98.-
5. Zwischenprodukte		63,49	1230 t à 55.-	3,38	920 t à 55.-	2,57	403 t à 55.-	7,11	710 t à 55.-	7,95
Summe 4-5		113,86	=	50,02	=	91,97	=	173,89	=	126,47
6. a) Löhne	654 935 A'std. à 0,90	30,87	428000 A'std. à 0,85	18,20	319000 A'std. à 0,85	13,51	163000 A'std. à 0,85	6,92	260900 A'std. à 0,85	11,10
Zuschläge 58,9%		18,18	78%	14,20	=	10,58	=	5,40	=	8,65
b) Rep'stunden	230000 à 3,50	42,16	232000 à 3,40	39,30	195000 à 3,40	33,20	92500 à 3,40	15,70	147600 à 3,40	25,05
7. Gehälter 35lx400		7,35	} 24% v.L.+ Z.	7,75	} =	5,76	} =	2,96	} =	4,74
Zuschläge 48,8%		3,59								
8. Kat.+ Chemikalien:		20,87		7,83		15,10		3,79		6,81
9. Betriebsmaterial		6,55	20% v.Lohn	3,65	=	2,70	=	1,38	=	2,22
Summe 6-9		129,57		90,93		80,85		36,15		58,57
10. Amortisation	255 Mill. 9%	100,17	203,5 Mill. 9%	75.-	172 Mill. 9%	64,50	79,8 Mill. 9%	29,90	128,8 Mill. 9%	48,30
11. Zinsen	5% v. "	55,65	5,53% v. 234 Mill.	53,20	6% v. 198 Mill.	49,50	6% v. 91,8 Mill.	23.-	5,8% v. 148 Mill.	35,70
12. Steuern	0,436% "	4,85	2% v. 203,5 "	16,65	2% v. 172 "	14,30	2% v. 79,8 "	6,65	2% v. 128,8 "	10,71
Summe 10-12		160,67	=	144,85	=	128,30	=	59,55	=	94,71
Summe 1-12		460,38	=	371,15	=	362,72	=	292,67	=	326,29
Gutschr.f. Flüssiggas	4433t à 250.-	58,05	5820t à 250.-	71,80	6120 t à 250.-	76,50	3060 t à 250.-	38,25	4320 t à 250.-	54.-
Gestehkosten:		402,33		299,35		286,22		254,47		272,29

P ö l i t z .

Teerphase: Bezugsgröße 1 te verf. Ölgew.

schwarze Zahlen: Bilanz Lu



Nicht nachweisbare Verluste

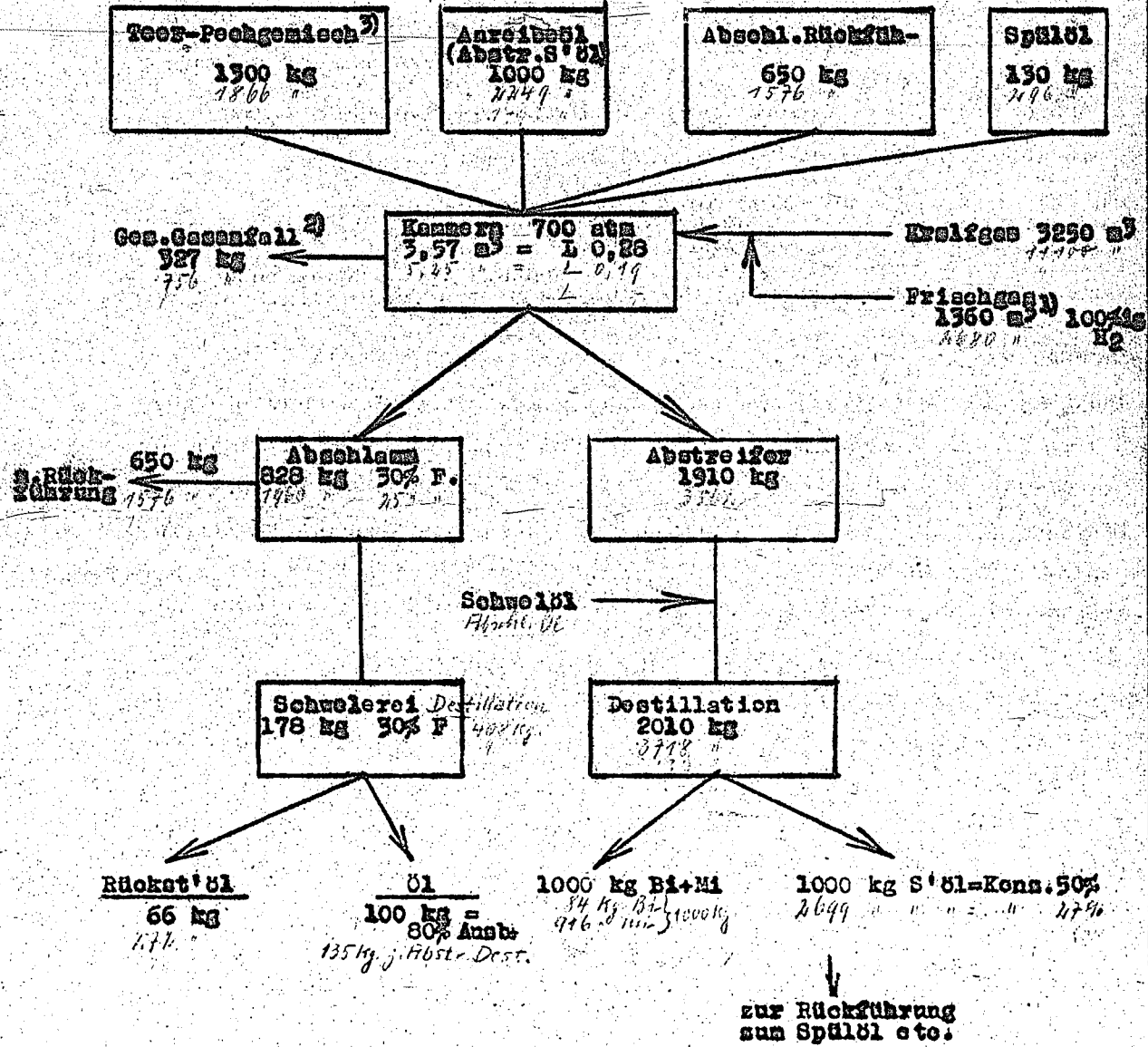
- 1) 1630 m³ H₂ f. Verarb. v. nur Hartpech
- 2) 400 kg Ges. Gas " " "
- 3) 1325 kg Hartpech " " "

P u l l e n .

Teerphase: Bezuggröße 1 te verf. Ölgew.

schwarze Zahlen: Bilanz Lu

174 f. phase " " *Sept. 1941* *Überbr.*



Nicht nachweisbare Verluste 34 kg

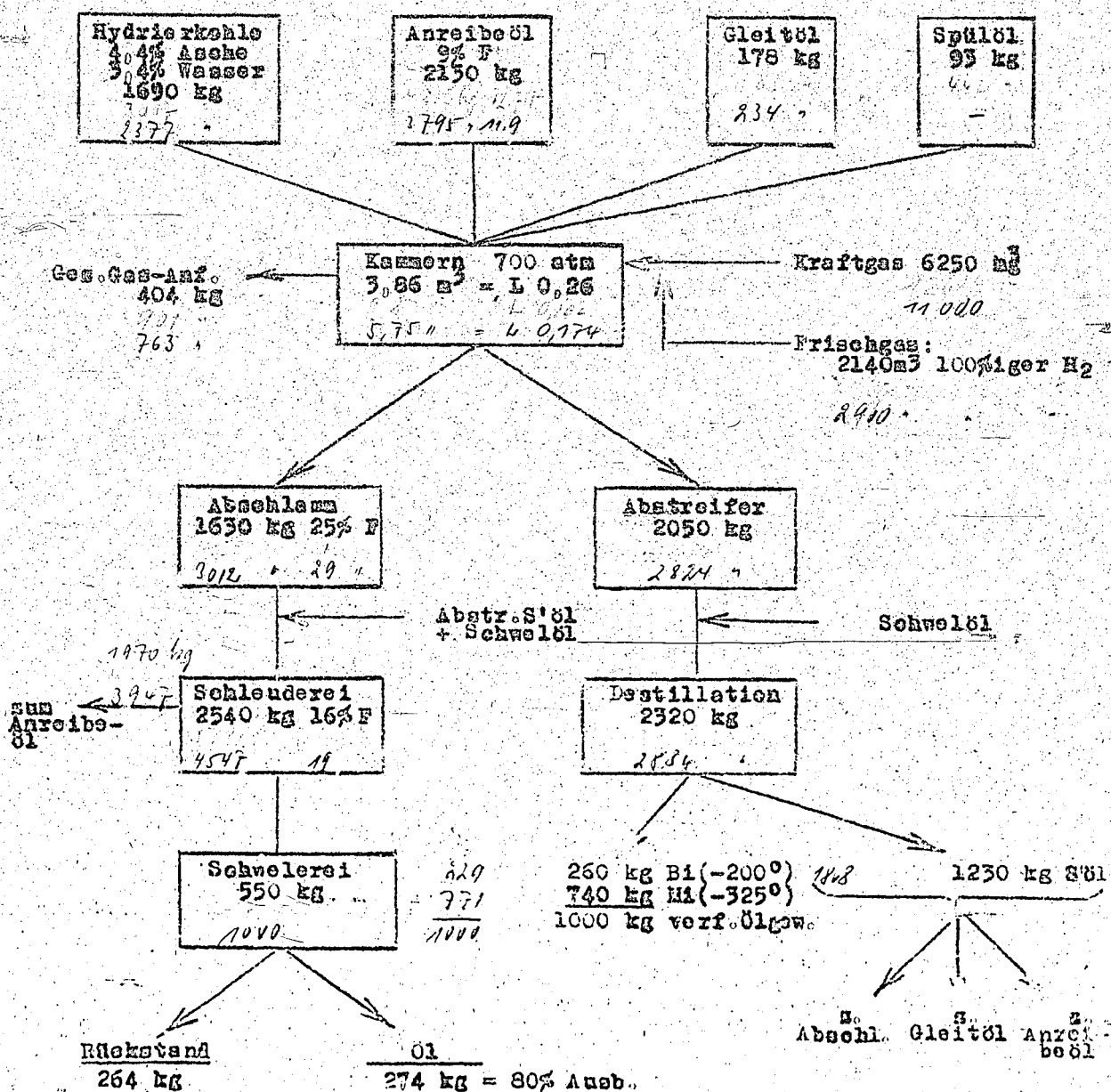
- 1) 1830 m³ H₂ f. Verarb. v. nur Hartpech
- 2) 400 kg Ges. Gas " " "
- 3) 1325 kg Hartpech " " "

196641

P o l i t z .

Kohlepase, Bezugsgröße 1 to verf. Öl gew.

Schwarze Zahlen: Bilanz Lu



Nicht zu berücksichtigende Verluste

10661

13

Vergleich der DHD/ HF-Kalkulationen für Ludwigshafen, Pöhlitz, Leuna u. Moosbierbaum.

	<u>Ludwigshafen</u> lt. Vertragsentwurf 27.6.41 27 000 t Prod.	<u>Pöhlitz</u> lt. Schätzung u. div. Angaben 140 000 t Prod.	<u>Mersburg</u> lt. Schreiben AWP 20.9.41 345 000 t Prod.	<u>Moosbierbaum</u> lt. Kalk. 16.4. u. Schrb. AWP 20.9. 100 000 t Prod.
A) Rohmaterial:				
Benzin	1,4 t à 100.-RM ¹⁾ 140.--	1,3 t à 100.-RM ¹⁾ 130.--	1,265 t à 100.- 126,50	1,37 t à 100.- 137.--
Hilfsstoffe	3,40	4,06	5,90	11,10
B) Betriebskosten:				
a) Spesen	54,70	34,60	34,60	66,--
b) Amortisation	20% v. 4,7 Mill. 37,60	9% v. 13,3 Mill. 8,55	20% v. Masch. u. Apparaten } 15,-- 7% F. Gebäude }	dto. 28,50
c) Versandkosten	1,80	1. Spesen enthalten	1. Spesen enthalten	1. Spesen enthalten
C) Verwaltungsgemeinkosten:				
9% von A + B	22,28	15,10	16,40	21,80
D) Sonderkosten:	152--	70.2)		
Beitrag z. Erwerbs- u. Entwickl. kosten des Verfahrens	5.--	7.--	5.--	9,90
" A bis D	274,78		203,40	274,30
E) Kalkulatorischer Gewinn:				
10% v. A bis E	30,53	5% v. 13,3 Mill. RM. 4,75	ang. n. 10% v. A-E 22,60(?)	30,50
Abzgl. Gutschrift f. Heizgas, Treibgas u. redest. Rückstand	10,--	32,50	?	11,40
Rohmaterial-Mehrpreis	1,4 t à 235.- ²⁾ 329.--	1,3 t à 300.- ⁴⁾ 390.--	?	?
Gesamtkosten unverzollt:	624,40	561,56		

19663 Fußnoten siehe nächste Seite.

1) 100.-RM/t Benzol ist ein fiktiver Preis, auf den sich die Berechnung der Zuschläge aufbaut.

2) Das russ. Benzol kostet derzeit (noch unverbindlich)
11 754 t/t = 240.- RM/t
dazu kommen Fracht etwa 80.- "

Lagerung u. aus. Transport etwa 15.- "
339.- RM/t unverbindlich
in Lu

3) Schätzung der Spesen für Politz, von denen mir nur bekannt ist, dass sie insgesamt mit etwa 70.- RM/t angegeben wurden:

Energie 12.- RM/t
Löhne u. Gehälter 6.- "
Reparaturen 4.- "

Amortisation 9% v. 13,5 Mill. 8,50 "

Steuern 5.- "

37,50

Unvorhergesehenes 5,55

43,05 - 8,55 Amort. = 34,60

4) Laut Idealkalkulationen wird Politz vielleicht später einmal das für das HD-Verfahren dienende Benzol aus Steinkohle zu 300.-RM/t erzeugen können. Vorläufig sind 400.-RM/t eingesetzt.

Bureau of Mines
Louisiana, Missouri

For attachment to our translation T-113
previously forwarded your office.

167a

12/9/41

POLITE

Tar phase--Production referred to 1 to oil production

Leuna balance -- upper figure
 September " -- middle "
 October " -- bottom "

Tar-pitch mtr. 3)	Pasting oil	Recirc. HOLD	Flush. oil
1300 kg	catchpot heavy oil	650 kg	130 kg
1866 "	1000 kg	1576 "	296 "
1690 "	2249 "	1669 "	208 "
	1794 "		

Total gas prod. 2)	Stalls -- 700 atm.	Circulation gas
327 kg	3.57 cbm = L 0.22	3356 cbm
756 "	5.25 " = L 0.19	21,100 "
632 "	9.35 " = L 0.07	9,386 "

Make-up gas 1)
 1360 cbm 100% H₂
 2630 " "
 2380 " "

Recirculation	HOLD	Catchpot bottoms
650 kg	822 kg 30% sol.	1910 kg
1576 "	1960 " 25% "	3562 "
1669 "	2037 " 24% "	3117 "

Heavy Oil -->

LTC	Distillation
173 kg 30% sol	2010 kg
Distill 408 kg	3718 "
" 383 "	3324 "

Resid. oil	Oil	1000 kg g. n.o.	1000 kg heavy oil
65 kg	109 kg = 80% yield	84 kg (gasol)	= 30% con.
272 "	135 " to catchpot and still	916 " n.o.)	2659 kg H.O. =
246 "	162 " " " " "	210 kg (gasoline)	27% con.
		782 " n.o.)	2117 = 32% con.

Non-identifiable losses

recirculated as
 flush. oil, etc.

34 kg
 20 "

- 1) 1320 cbm H₂ for working up of hard pitch only.
- 2) 400 kg total gas " " " " " "
- 3) 1325 kg hard pitch " " " " " "

1672

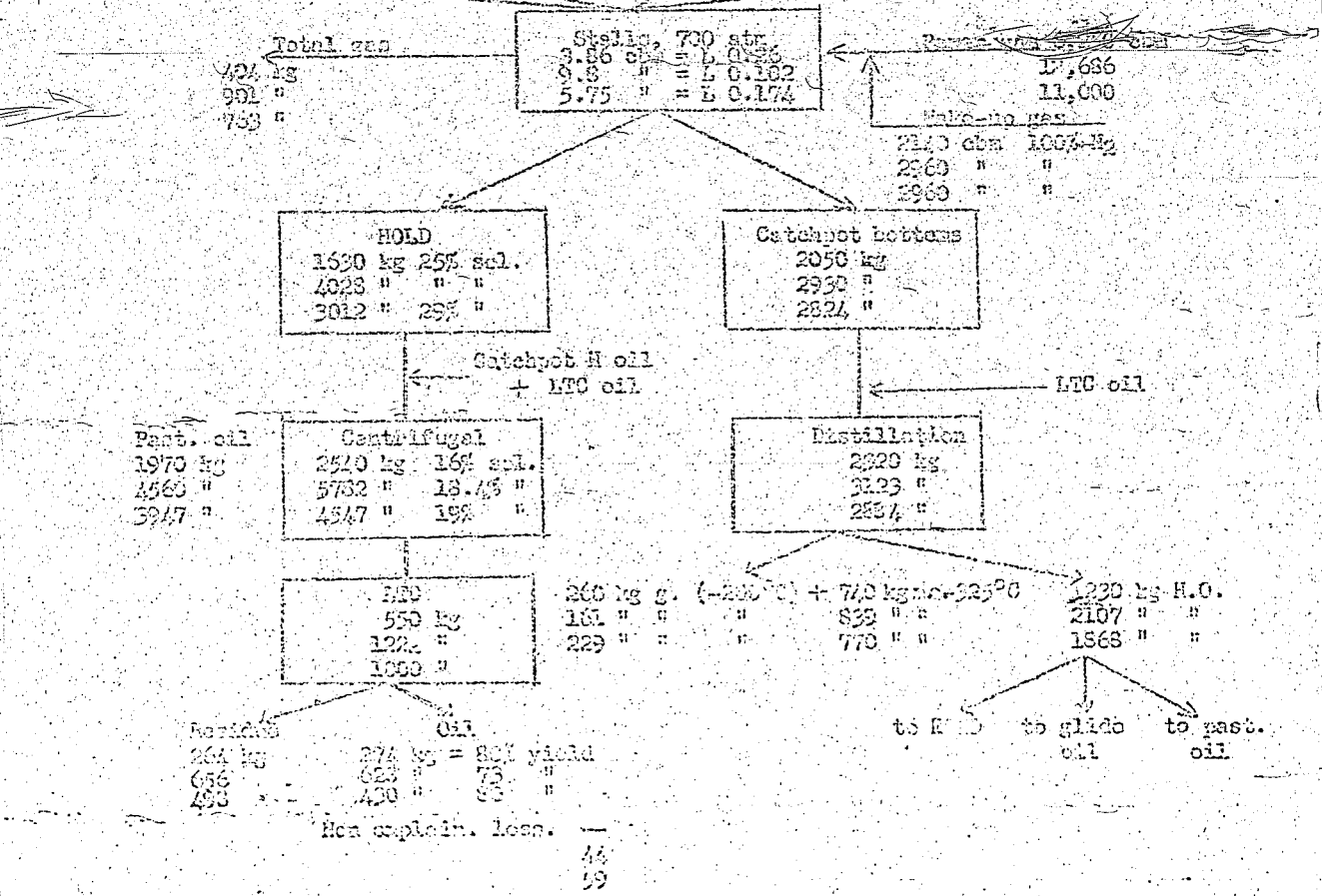
R-143
12/8/43

POULITZ

Coal phase: Prod. referred to 1 to oil prod.

Upper figures Ludwigshafen balance (orig. black)
Middle " " (orig. red)
Bottom " " (orig. green)

Coal feed:	Parting oil	Glide oil	Flush oil
4.4% ash	9% sol.	178 "	99 kg
3.4% H ₂ O	2130 kg	88 "	442 "
1695 kg	4913 "	234 "	
3007	2795 "		
2377			



167c

Comparison of DHD and HF Calculations for Ludwigshafen, Politz, Isma, and Moosbierbaum

	<u>Ludwigshafen</u> Acc. to agreement 6/27/41 27 000 te Prod.	<u>Politz</u> From estimate and various data 140 000 te Prod.	<u>Merseburg</u> Letter of 9/20/41 345 000 te Prod.	<u>Moosbierbaum</u> Calc. of 4/16 and Letter of 9/20 100 000 te Prod.
A) <u>Raw Materials:</u>				
Gasoline	1.4 te @ 100.-RM ¹⁾ 140.--	1.3 te @ 100.-RM ¹⁾ 130.--	1.265 te @ 100.-- 126.50	1.37 te @ 100.-- 137.--
Other Materials	3.40	4.06	5.90	11.10
B) <u>Operating Costs:</u>				
a) Costs	64.70	34.60	34.60	66.--
b) Amortization	20% of 4.7 Mill. 37.60	9% of 13.3 Mill. 8.55	20% equipment Apparatus 15.--	ditto 28.50
c) Shipping costs	1.80	Included in costs	7% for buildings	Included in costs
C) <u>Administration:</u>				
9% of A + B	22.28	15.10	16.40	21.80
D) <u>Special Costs:</u>				
Contribution towards development costs of the process	5.--	7.--	5.--	9.90
" A to D	274.78		203.40	274.30
E) <u>Calculated Profit:</u>				
10% of A to E	30.53	5% of 13.3 Mill.RM. 4.75	Assumed 10% of A-E 22.60(?)	30.50
Deduct. credit for fuel gas, power gas and distillation residue	Cr. 10.--	Cr. 32.50	?	Cr. 12.40
Increase in cost of raw materials	1.4 te @ 235. ²⁾ 329.--	1.3 te @ 300. ⁴⁾ 390.--	?	?
Total costs, without taxes	624.40	561.56		

1) The 100.- RM/te gasoline is a fictitious price used as a basis for the calculation of the extras.

2) The present cost of the Rumanian gasoline is 11,754 Lei/te, =
 240.- RM/te
 freight 80.--
 Storage and additional transportation charges 15.--

335.- RM/te tax-free in Ludwigshafen

3) An estimate of the Politz costs, of which we merely know that they total to 70.-RM:

Power	12.- RM/te
Wages and salaries	8.- RM/te
Repairs	4.- " "
Amortization, 9% of 13.3 mill.	8.50
Taxes	5.--
	37.50
Unforeseen	5.65
	43.15 - 8.55 amort. = 34.60

4) According to theoretical calculations, Politz will perhaps later be in position to produce gasoline from bituminous coal for use in the DHD for 300.- RM/te. For the present the cost of 400.- RM is used.

Calculation of Basic Costs, Politz

Estimate in Politz

Ideal Estimates, Ludwigshafen

Production of L Gasoline	A September 1941		I Feed: Coal		II Feed: Mixture of Tar and pitch		III Feed: Raw Oil		IV Feed Corresponding to the Politz September Feed	
	19 092 te/month		20 000 te/month		20 000 te/month		20 000 te/month		20 000 te/month	
	Amounts/month M/te gasoline		Amounts/month M/te gasoline		Amounts/month M/te gasoline		Amounts/month M/te gasoline		Amounts/month M/te gasoline	
1. Outside Power	4.676 x 10 ⁶ KW @ 29600.-	7.26	16.4 x 10 ⁶ KW @ 20000.-	16.40	-	-	-	-	4.43 x 10 ⁶ KW @ 20000.-	4.43
2. Coal/Fuel	21262 te @ 13.80	18.91	31800 te @ 13.80	22.00	34500 te @ 13.80	23.80	12050 te @ 13.80	8.30	21220 te @ 13.80	14.68
/Heating Gas	3804 te @ 17.80									
	17349 te @ 18.80	17.08	15100 te @ 18.80	14.15	11470 te @ 18.80	10.80	5240 te @ 18.80	4.93	8970 te @ 18.80	8.43
	6652 te @ 27.90									
3. Coke	1908 te @ 32.80	13.01	21850 te @ 50.-	32.80	18000 te @ 30.-	27.00	6560 te @ 30.-	9.85	12640 te @ 30.-	19.00
Sum 1-3		56.26		85.35		61.60		23.08		46.54
4. Feed:		156.75								
Hydrogenation Coal	16187.5 te @ 24.30	20.60	43900 te @ 24.30	53.40	-	-	-	-	11860 te @ 24.30	14.40
Pitch Mixture	-	-	-	-	31500 te @ 60.-	94.50	-	-	5350 te @ 60.-	16.02
Raw Oil	-	-	-	-	-	-	25000 te @ 140.-	175.00	14000 te @ 140.-	98.00
5. Intermediates	Cr.	63.49	1230 te @ 55.- Cr.	3.38	920 te @ 55.- Cr.	2.53	403 te @ 55.- Cr.	1.11	710 te @ 55.- Cr.	1.95
Sum 4-5		113.86		50.02		91.97		173.89		126.47
6. a.) Wages	654 935 men-hrs. @ 0.90	30.87	428000 men-hrs. @ 0.85	18.20	319000 men-hrs. @ 0.85	13.51	163000 men-hrs. @ 0.85	6.92	260900 men-hrs. @ 0.85	11.10
Extras 58.9%		18.18	78%	14.20	=	10.58	=	5.40	=	8.65
b) Repair Hours	230000 @ 3.50	42.16	232000 @ 3.40	39.30	195000 @ 3.40	33.20	92500 @ 3.40	15.70	147600 @ 3.40	25.05
7. Salaries 351x400 Extras 48.8%		7.35 3.59	24% of wages + extras	7.75	=	5.76	=	2.96	=	4.74
8. Cat. and Chemicals		20.87		7.83		15.10		3.79		6.81
9. Operating Materials		6.55	20% of wages	3.65	=	2.70	=	1.38	=	2.22
Sum 6-9		129.57		90.93		80.85		36.15		58.57
10. Amortization	255 Mill. 9%	100.17	203.5 Mill. 9%	75.00	172 Mill. 9%	64.50	79.8 Mill. 9%	29.90	128.8 Mill. 9%	48.30
11. Interest	5% of "	55.65	5.53% of 234 Mill.	53.20	6% of 198 Mill.	49.50	6% of 91.8 Mill.	23.00	5.8% of 148 Mill.	35.70
12. Supervision	0.436% "	4.85	2% of 203.5 "	16.65	2% of 172 "	14.30	2% of 79.8 "	6.65	2% of 128.8 "	10.71
Sum 10-12		160.67		144.85		128.30		59.55		94.71
Sum 1-12		460.38		371.15		362.72		292.67		326.29
Credit for LFG	4433 te @ 250.- Cr.	58.05	5820 te @ 250.- Cr.	72.80	6120 te @ 250.- Cr.	76.50	3060 te @ 250.- Cr.	38.20	4320 te @ 250.- Cr.	54.00
Manufacturing Costs		402.33		298.35		286.22		254.47		272.29

T-443

167e