

### 3.3.3 Braunkohle als Basis der Gaserzeugung

Braunkohlen des rheinischen Reviers enthalten ca. 60% Wasser. Sie können nach Trocknung auf einen Wassergehalt von ca. 20% als Braunkohlenknorpel (2 bis 10 mm) oder als brikettierte Braunkohlen in Festbett-Vergasern eingesetzt werden<sup>31,32</sup>). Für die Vergasung von feinkörniger Braunkohle kommen Wirbelschicht-Verfahren, für Braunkohlenstaub die Flugstaub-Verfahren in Betracht<sup>30</sup>). Der relativ niedrige Ascheschmelzpunkt muß u.U. berücksichtigt werden.

### 3.4. Eignung der Kohlen für die Hydrierung

#### 3.4.1 Anforderungen an Kohlen für die Hydrierung

Im Prinzip kann der Kohlenstoff aller Kohlenarten durch Hydrierung in Kraftstoffe überführt werden. Es hat sich aber gezeigt (s. Kapitel 2.1), daß die Hydrierung mit zunehmender Inkohlung erschwert wird.

Allgemein ist zu fordern, daß die Kohle möglichst viel Flüchtige Bestandteile und Wasserstoff, dagegen wenig Sauerstoff, Stickstoff, Schwefel und Asche enthält.

Ein hoher Anteil an Flüchtigen Bestandteilen und Wasserstoff wird in der Braunkohle, in der Flammkohle und Gasflammkohle angetroffen. Gleichzeitig sind diese Kohlenarten jedoch reich an Sauerstoff, der erhebliche Mengen Wasserstoff verbraucht. Da die hydrierende Spaltung zunächst an den Bindungen zwischen Kohlenstoff- und Heteroatomen angreift<sup>37</sup>), sind sauerstoffreiche Kohlen leichter hydrierbar, so daß der geringeren Ausbeute die verfahrenstechnisch einfachere Hydrierung gegenübersteht.

Der Gehalt der Kohlen an Stickstoff und Schwefel hängt praktisch nicht vom Inkohlungsgrad ab, er ist allenfalls örtlich verschieden und sollte bei der Beurteilung der Kohlen berück-

sichtigt werden.

Die Maceralgruppen Exinit und Vitrinit sind wesentlich leichter zu hydrieren als Inertinit, was auf die bereits erwähnte unterschiedliche chemische Zusammensetzung zurückzuführen ist. Hohe Aschegehalte sind verfahrenstechnisch unerwünscht, weil Asche und schwer hydrierbare Rückstände nur unter Verlust vom Hydrierprodukt abgetrennt werden können<sup>37,38)</sup>. Es muß also das Ziel der Aufbereitung sein, Asche und Inertinit so weit abzutrennen, wie dies wirtschaftlich tragbar ist.

Die Ausbeute an ballastarmer Kohle nimmt mit steigender Reinheitsforderung stark ab. Es ist daher vorteilhaft, daß lediglich ein Teil der Gesamtkohle auf einen niedrigen Asche- und Inertinitgehalt gebracht werden muß, für den diese Reinheit zwingend notwendig ist. Im Falle der Hydrierung sind dies ca. 35% der Gesamtkohlenmenge. Die übrige Kohle - ca. 40% dienen zur Wasserstoff-, ca. 25% zur Energieversorgung - kann Aschegehalte bis 30 oder 50% aufweisen.

Von dem Hydrierverfahren wird es abhängen, wie weit die naßmechanische Sortierung einschl. der Flotation zu treiben ist, und ob gegebenenfalls noch eine zusätzliche chemische Entaschung durch hydrierende Extraktion notwendig ist (s. Kapitel 2.1 und 4.2: Pott-Broche-, Uhde-, Consol-Verfahren). Nach der Aufbereitung müssen die Hydrierkohlen noch auf einen Wassergehalt von 1 bis 2% getrocknet werden.

Bei der Braunkohle stört der geringe Aschegehalt nicht. Mit chemisch entaschter Braunkohle ergaben sich sogar Schwierigkeiten bei der Hydrierung<sup>37)</sup>. Der Wassergehalt der Braunkohle muß von 60% auf 5-10% erniedrigt werden.

Weitgehend aschefreie Einsatzprodukte für die Hydrierung stellen Braun- und Steinkohlenschwelteere dar (s. Kap. 2.1.4.4.3). Als Vergleichsbasis für die Schwelteerausbeuten, die primär

von der Einsatzkohle abhängen, können die Werte der Fischer-Schwelung dienen:

- |  |        |         |     |
|--|--------|---------|-----|
| - Rheinische Braunkohle                    | 8,7%   | (i.waf) | 12) |
| - Flamm- u. Gasflammkohlen des Ruhrreviers | 10-13% | (i.waf) | 39) |
| - Flamm- u. Fettkohlen des Saarreviers     | 10-16% | (i.waf) | 27) |

Durch Schnell-<sup>39)</sup> oder Wirbelschichtentgasung<sup>40)</sup> lassen sich die Steinkohlen-Schwelteerausbeuten auf 18 bzw. 20% steigern (s. auch Kap. 4.2.5)<sup>41,42)</sup>. Zwangsläufig fallen neben dem erwünschten Teer Schwelgase und insbesondere Schwelkoks an, der mengenmäßig den Hauptanteil (ca. 60-80%) darstellt. Für die Eignung einer Kohle sind Schwelteerausbeute und Zusammensetzung des Schwelteers von primärer Bedeutung.

### 3.4.2 Steinkohle als Basis der Hydrierung

Für die Hydrierung sind die jungen, wasserstoffreichen Steinkohlenarten mit einem hohen Gehalt an flüchtigen Bestandteilen am besten geeignet. Bei den Kohlen des Ruhrreviers sind dies die Flamm-, Gasflamm- und die jüngsten Gaskohlen. Vor 1945 wurden Gasflammkohlen mit weniger als 84,5% Kohlenstoff (i.waf) als optimale Hydrierkohlen angesehen<sup>36,37)</sup>. Mit aktiveren Katalysatoren, die heute zur Verfügung stehen, könnten dagegen auch noch Gaskohlen mit hohem Gehalt an flüchtigen Bestandteilen gut hydriert werden.

Der Aschegehalt von Hydrierkohlen im engeren Sinne, das sind ca. 35% der insgesamt erforderlichen Kohlen, kann ohne große Schwierigkeiten auf ca. 6% gebracht werden<sup>26)</sup>. Die Hydrierkohle weiter zu entaschen, wird mit steigender Reinheitsforderung teurer. Die Vorteile, die eine aschearme Kohle in der ersten Hydrierstufe bietet, müßten daher die kostspielige Sortierung aufwiegen. Auf der Preisbasis Juni 1970 für Industriekohle mit 6% Asche und 6% Wasser wurden zusätzliche Aufbereitungskosten von 4,91 DM/t für Hydrierkohle mit 3% Asche und 7% Wasser errechnet<sup>26)</sup>. Der Aschegehalt der Gasflammkohle kann durch naßmechanische Aufbereitung nicht unter 3% gedrückt

werden; eine stufenweise Flotation, die zu niedrigeren Aschegehalten führen würde, wäre zu kostspielig <sup>26)</sup>. Der mittlere Inertinitgehalt der jungen gasreichen Ruhrkohlen wird, auf die mineralfreie Kohle umgerechnet, mit  $16 \pm 8,5$  Vol.% angegeben <sup>26)</sup>.

Aus dem Saarrevier kämen nach Auskunft der Saarbergwerke AG für die Hydrierung im engeren Sinne Flammkohlen der Grube Warndt in Betracht, deren Aschegehalt auf 6% herabgesetzt werden kann. Der Preis für diese Kohle mit einem Wassergehalt von 8% wurde für das 1. Quartal 1970 mit 73,80 DM/t Kohle bzw. mit 82,00 DM/t ab Juni 1970 angegeben <sup>43)</sup>. Der Inertinitgehalt der Saarflammkohlen liegt bei etwa 5 bis 9 Vol.% bezogen auf die mineralfreie Kohle. Dieser Wert ist erheblich günstiger als bei der Ruhrkohle <sup>43,44)</sup>.

### 3.4.3 Braunkohle als Basis der Hydrierung

Braunkohle ist im allgemeinen leichter zu hydrieren als Steinkohle. Die bitumenarme rheinische Braunkohle wurde im Werk Wesseling jedoch - ähnlich wie die Ruhr-Steinkohle im Werk Gelsenberg - bei 650 at hydriert (s. Kapitel 2.1). Nachteilig sind bei dieser Braunkohle der hohe Wasser- und Sauerstoffgehalt, die zu einem wesentlich höheren Rohstoffbedarf führen. So wurden vor 1945 für 1 t Hydrierprodukt ca. 17 t Rohbraunkohle, aber nur 4 t Steinkohle gebraucht. Die Trocknung erfordert zusammen mit der Energieversorgung fast 50% der insgesamt benötigten trockenen Braunkohle. Etwa 25% dienen zur Wasserstoffherstellung und 25% werden hydriert (s. Kapitel 2.1).

Trotzdem sind die Rohstoffkosten für 1 t Hydrierprodukt mit 144,50 DM/t auf Basis Braunkohle (Preis ca. 8,50 DM/t Rohbraunkohle) nicht einmal halb so hoch wie bei der Steinkohle. Hier müssen - bei einem Kohlepreis von ca. 80,-- DM/t Steinkohle - ca. 320,-- DM/t Produkt eingesetzt werden.

### 3.5 Verfügbarkeit der Kohlen

Die Bundesrepublik verfügt über ausgedehnte Steinkohlenvorkommen, insbesondere an Ruhr und Saar, und über ein bedeutendes Braunkohlenlager im rheinischen Revier. Ausgehend von den im Kapitel 2 dieser Studie genannten Erfahrungszahlen - d.h. von einem spezifischen Verbrauch von etwa 4 t Steinkohle bzw. von etwa 15 t Rohbraunkohle pro t Kraftstoff - würde der Rohstoffbedarf für ein zukünftiges Werk mit einer Kapazität von beispielsweise 2,5 Mio jato Kraftstoff mit etwa 10 Mio jato Steinkohle bzw. 42,5 Mio jato Braunkohle zu veranschlagen sein.

Die sicher bauwürdigen **S t e i n k o h l e n v o r r ä t e** beim derzeitigen Stand der Technik verteilen sich nach den Schätzungen des Bundesbeauftragten für den Steinkohlenbergbau gemäß Tab. 3-9 auf die einzelnen Kohlearten.

Tabelle 3-9: Vorräte der einzelnen Kohlenarten des Ruhr- und Saarreviers (sicher bauwürdige Vorräte bis zur nächsten geplanten Hauptfördersohle)

Kohlenart	Vorräte Mio t	Anteil an den Gesamt- vorräten %
<u>R u h r</u>		
Flammkohle	24,8	0,5
Gasflammkohle	420,1	7,8
Gaskohle	1 459,0	27,1
Fettkohle	2 878,4	53,5
EBkohle	357,9	6,7
Magerkohle	71,6	1,3
Anthrazit	<u>169,7</u>	<u>3,1</u>
	5 381,5	100,0
<u>S a a r</u>		
Edelflammkohle	226,5	34,2
Flammkohle	55,1	8,3
Saarfettkohle	<u>381,0</u>	<u>57,5</u>
	662,6	100,0

Für die Herstellung von Kraftstoffen kämen unabhängig vom Verfahren - aufgrund von Qualität und derzeitigem Preis - in erster Linie die Flamm-, Gasflamm- und Gaskohlen in Betracht. Die Vorräte des Ruhrreviers an Flamm- und Gasflammkohlen betragen zusammen 445 Mio t. Die Vorräte an Gaskohlen, die für die Synthese und teilweise auch für die Hydrierung geeignet wären, werden mit 1 460 Mio t angegeben. Da die Verwendbarkeit dieser Kohlenarten bisher begrenzt ist, liegt der Anteil an der Gesamtförderung nur bei 18-20% (18 Mio jato). Er steht damit in einem ungünstigen Verhältnis zum Gesamtvorrat an diesen jungen Kohlenarten, der 35,4% beträgt. Der Einsatz dieser Steinkohlen zur Benzinherstellung würde eine wesentlich bessere Ausnutzung der Lagerstätten bedeuten.

Nicht in der Zusammenstellung und nicht in der Preistabelle (Tab. 3-8) enthalten sind ballastreichere - und daher u.U. preisgünstigere - Kohlen, die derzeit nicht gefördert werden, da keine Verwendungsmöglichkeit besteht. Sie könnten jedoch in einem Werk zur Kraftstoffgewinnung aus Kohle für die Herstellung von Wasserstoff bzw. Synthesegas oder zur Energieerzeugung eingesetzt werden. Mit diesen Kohlen ließe sich die Rohstoffbasis noch erweitern.

Das Ruhrgebiet dürfte bei einer Gesamtförderung von 92 Mio t im Jahre 1969, davon 17,4 Mio t Flamm- bis Gaskohlen <sup>34)</sup> am ehesten in der Lage sein, die geforderten 10 Mio jato junge Steinkohle zusätzlich zur Verfügung zu stellen.<sup>x)</sup>

Die Flammkohlenvorräte des Saarreviers, die hier primär für die Kraftstoffgewinnung in Frage kämen, betragen 280 Mio t (42,5% der Gesamtvorräte). Außerdem könnten auch die Saarfettkohlen

---

<sup>x)</sup> Anlässlich des 2. Kolloquiums wurde diese Möglichkeit teilweise in Zweifel gezogen, ohne jedoch zu einer abschließenden Beurteilung zu kommen.

berücksichtigt werden. Im Jahr 1969 betrug die Gesamtförderung 11 Mio t, davon entfielen ca. 5 Mio t auf die Flammkohle. Der Saarbergbau dürfte bei dieser Förderleistung nicht ohne weiteres in der Lage sein, die verlangte Menge von 10 Mio jato Flammkohle zusätzlich zu fördern.

In den Reservefeldern der beiden Steinkohlenreviere stehen außerdem noch beachtliche Vorräte zur Verfügung (Abschnitt 3.1). Die erschwerten Abbaubedingungen in diesen Feldern dürften jedoch unabhängig von der sonstigen Preisentwicklung die Förderkosten zusätzlich erhöhen.

Die erschlossenen Braunkohlenvorräte des niederrheinischen Reviers betragen 3 Mrd t. Für weitere 6 Mrd t in den Reservefeldern können die Förderkosten trotz des ungünstigeren Verhältnisses von Abraum zu Kohle (s. Kap. 3.1.3) etwa auf dem derzeitigen Stand gehalten werden<sup>13)</sup>. Der jährliche Bedarf zur Herstellung von 2,5 Mio jato Kraftstoff würde - ausgehend von den Betriebsergebnissen aus der Zeit vor 1945 - mehr als ein Drittel der augenblicklichen Förderung im rheinischen Braunkohlenrevier (1969: 92,7 Mio t<sup>34)</sup>) ausmachen.

### 3.6 Literatur

- 1) W. Radmacher in: Ullmanns Encyklopädie der Technischen Chemie Bd. 4, 684-721 (1953)
- 2) W. de la Sauce in: *ibid.* Bd. 4, 612-619 (1953)
- 3) W. Radmacher in: *ibid.* Bd. 9, 626-637 (1957)
- 4) G.A. Langlotz in: *ibid.* Bd. 16, 360-401 (1965)
- 5) A. Pretor und J. Pinn, Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland, Verlag Glückauf, Essen (1964)
- 6) G. Fettweis, Glückauf 91, 493-506 (1955)
- 7) Mittlg. des Bundesbeauftragten für den Steinkohlenbergbau und die Steinkohlenbergbaugebiete, Bonn-Bad Godesberg
- 8) Untersuchung über die Entwicklung der gegenwärtigen und zukünftigen Struktur von Angebot und Nachfrage in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik unter besonderer Berücksichtigung des Steinkohlenbergbaus, S. 79, Verlag Duncker und Humblot, Berlin (1962)
- 9) Jahrbuch für Bergbau, Energie, Mineralöle und Chemie 62, 785, Verlag Glückauf, Essen (1969)
- 10) Mittlg. des Fachverbandes Kohlechemie und verwandte Gebiete, Essen
- 11) Mittlg. des Statistischen Bundesamtes, Wiesbaden
- 12) W. Gumz und R. Regul, Die Kohle, 167-172, Verlag Glückauf, Essen (1954)
- 13) Mittlg. der Deutschen Braunkohlen-Industrie e.V., Köln
- 14) Internationales Lexikon für Kohlenpetrologie, Verlag Centre Nat. de la Recherche Scientifique, Paris 2. Ausgabe (1963)
- 15) O. Grosskinsky, Handbuch des Kokereiwesens, Bd. 1, 35-37, K. Knapp Verlag, Düsseldorf (1955)
- 16) M.-Th. Mackowsky und E. Hoffmann in: Der Deutsche Steinkohlenbergbau, Technisches Sammelwerk, Bd. 4, Aufbereitung der Kohle, Teil 1, 35-40, Verlag Glückauf, Essen (1960)
- 17) E. Hoffmann in: *ibid.* 146-207
- 18) H. Paul und J.R. Schön Müller in: *ibid.* 216-288
- 19) A. Götte und O. Schmidt in: *ibid.* 320-355
- 20) E. Nötzold in: *ibid.* 371-386
- 21) W. Reerink, Dissertation TH Aachen (1934)
- 22) H. Brückner, Untersuchungsverfahren für feste Brennstoffe, 146-147, Verlag R. Oldenbourg, München und Berlin (1943)
- 23) Ruhrkohlen-Handbuch 5. Auflage, S. 22, Verlag Glückauf, Essen (1969)



- 24) Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland 1968, Bergwirtschaft und Statistik, Piepersche Buchdruckerei und Verlagsanstalt, Clausthal-Zellerfeld, S. I/4 (1969)
- 25) W. Radmacher, Monatsbull. d. Schweiz. Ver. v. Gas- und Wasserfachm. 40, 73-80 (1960)
- 26) Mittlg. des Steinkohlenbergbauvereins, Essen
- 27) W. Schuhknecht, Monatsbull. d. Schweiz. Ver. v. Gas- und Wasserfachm. 40, 275-280 (1960)
- 28) Koppers Handbuch der Brennstofftechnik, H. Koppers GmbH, Essen, 3. Auflage, 126 (1953)
- 29) ibid. 125
- 30) H.W. v. Gratkowski in: Uilmanns Encyklopädie der Technischen Chemie, Bd. 10, 360-458 (1958)
- 31) O. Hubmann, Chemie-Ing.-Techn. 27, 65-70 (1955)
- 32) O. Hubmann, Brennstoff-Chemie 40, 65-75 (1959)
- 33) H. Meyer in: Der Deutsche Steinkohlenbergbau, Technisches Sammelwerk, Bd. 4, Aufbereitung der Kohle, Teil 1, S. 29, Verlag Glückauf, Essen (1960)
- 34) Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Zahlen zur Kohlenwirtschaft, H. 87 (1970)
- 35) Mittlg. Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., Essen
- 36) Mittlg. der Ruhrkohle AG, Essen
- 37) W. Krönig, Katalytische Druckhydrierung, 24-76, Springer-Verlag, Berlin/Göttingen/Heidelberg (1950)
- 38) M. Höring und E.E. Donath in: Uilmanns Encyklopädie der Technischen Chemie, Bd. 10, 511-512 (1958)
- 39) W. Peters, Gas- u. Wasserfach 99, 1045-1054 (1958)
- 40) H. Dorn, Dissertation Universität Karlsruhe (1968)
- 41) W. Fuchs, F. Glaser, B. Fell u. F. Asinger, Forschungsberichte des Landes Nordrhein-Westfalen Nr. 1561, Westdeutscher Verlag, Köln u. Opladen (1966)
- 42) C. Kröger, Forschungsberichte des Landes Nordrhein-Westfalen Nr. 2092, Westdeutscher Verlag, Köln u. Opladen (1970)
- 43) Mittlg. der Saarbergwerke AG, Saarbrücken
- 44) K. Hoehne, Glückauf 96, 1203-1219 (1960)

4. VERFAHRENSTECHNISCHE MERKMALE DER VERSCHIEDENEN  
MÖGLICHKEITEN ZUR HERSTELLUNG FLÜSSIGER KRAFT-  
STOFFE AUS KOHLE.

Derzeitiger Stand unter Mitberücksichtigung der  
ausländischen Erfahrungen  
=====

4.1 GASERZEUGUNG

4.2 HYDRIERUNG

4.3 SYNTHESE

4.1 Gaserzeugung

- 4.1.1 Anforderungen an die Gaserzeugung
- 4.1.2 Verfahrenstechnische Grundlagen
- 4.1.3 Gaserzeugungsverfahren
- 4.1.4 Diskussion der verschiedenen Verfahren
  - 4.1.4.1 Kohlevergasung
    - 4.1.4.1.1 Lurgi-Druckvergasung
    - 4.1.4.1.2 Koppers-Totzek-Verfahren
    - 4.1.4.1.3 Rummel-Schlackenbad-Generator
    - 4.1.4.1.4 Texaco-Verfahren
    - 4.1.4.1.5 US Bureau of Mines-Verfahren
    - 4.1.4.1.6 Vergasung mittels Fremdwärme
  - 4.1.4.2 Umsetzung von Restgasen aus Hydrierung bzw. Synthese oder von Erdgas
    - 4.1.4.2.1 Nichtkatalytische partielle Verbrennung von Kohlenwasserstoffen
    - 4.1.4.2.2 Autotherme Umsetzung mit Sauerstoff und Wasserdampf an Nickelkatalysatoren
    - 4.1.4.2.3 Umsetzung mit Wasserdampf an Nickelkatalysatoren
- 4.1.5 Gasreinigung
- 4.1.6 Wirtschaftliches
  - 4.1.6.1 Feste Kosten
  - 4.1.6.2 Bewegliche Kosten
  - 4.1.6.3 Zusammenfassender Vergleich
- 4.1.7 Literatur

## 4.1 Gaserzeugung

### 4.1.1 Anforderungen an die Gaserzeugung

Die Hydrierung von Kohle erfordert die Herstellung von Hydriergas hoher  $H_2$ -Konzentration, die Kohlenwasserstoff-Synthese aus Kohlenoxid und Wasserstoff die Herstellung von  $CO/H_2$ -Gemischen bestimmter Zusammensetzung. Die erforderlichen Gasmengen sind abhängig vom angewendeten Verfahren und von der gewünschten Qualität des Endproduktes. Für die Verarbeitung von Steinkohle zu Benzin und Dieselöl als Hauptprodukt können aus dem praktischen Betrieb folgende Anhaltswerte genannt werden:

Hydrierung	ca. 2500-2800 Nm <sup>3</sup> $H_2$ /t Produkt
Synthese	ca. 5500 Nm <sup>3</sup> $(CO+H_2)$ /t Produkt

Die Anforderungen an die Qualität des Gases sind bei den beiden Prozessen unterschiedlich. Der Wasserstoff für die Hydrierung sollte frei sein von Kohlenoxiden. Staubförmige und teerige Verunreinigungen sind aus technischen Gründen zu entfernen. Da die Hydrierkohle selbst Schwefel enthält, braucht auch der Wasserstoff nicht schwefelrei zu sein. Im Synthesegas haben Kohlenoxid und Wasserstoff in einem Verhältnis vorzuliegen, das je nach dem Syntheseverfahren zwischen 1:1,7 und 1:3 liegt. Neben Staub und Teer sind auch andere aus der Kohle stammende Verunreinigungen - insbesondere der Schwefel - aus dem Gas zu entfernen. Da bei der Hydrier- bzw. Synthesereaktion der Partialdruck an  $H_2$  bzw. an  $(CO+H_2)$  entscheidend ist, sollten die Gase in beiden Fällen einen möglichst niedrigen Gehalt an Inerten (Stickstoff) enthalten. Für die Hydrierung ist ein Druck von 200 at und mehr, für die Synthese ein solcher von ca. 25 at günstig.

Als Ausgangsstoffe der Gaserzeugung stehen zur Verfügung

- Steinkohle bzw. Braunkohle,

- Kohlenwasserstoff/Wasserstoff-Gemische unterschiedlicher Zusammensetzung als Restgase der Hydrierung bzw. Synthese oder aus Nachverarbeitungsstufen, u.U. auch Erdgas.

Die Rückführung der an zweiter Stelle genannten Restgase in den Gaserzeugungsprozeß verringert den Kohleverbrauch der Gaserzeugung. Sie bringt besonders dann wirtschaftliche Vorteile, wenn diese Gase bereits die für eine katalytische Umsetzung der Kohlenwasserstoffe erforderliche Reinheit hinsichtlich des Schwefelgehaltes aufweisen - wie es bei den Restgasen der Synthese der Fall ist.

Eine grundsätzlich andere Wiederverwendung von Restgasen betrifft Verfahrensstufen (z.B. Reformieren von Hydrierbenzin), bei welchen besonders  $H_2$ -reiche Restgase anfallen, die ohne Nachbehandlung wieder zur Hydrierung eingesetzt werden können und damit die Menge des je Tonne Benzin notwendigen Frischwasserstoffes verringern.

Das Verfahren zur Gaserzeugung sollte nach folgenden Gesichtspunkten ausgewählt werden:

- Erzeugung eines stickstoffarmen Gases,
- kontinuierlicher Verfahrensablauf,
- technisch erprobter Vergasertyp,
- hohe Leistung je Vergasereinheit,
- hoher Vergasungsdruck,
- kein oder nur geringer Anfall an Nebenprodukten,
- möglichst breite Brennstoffbasis (bei der Kohlevergasung auch aschereiche und evtl. backende Kohlen),
- keine oder nur mit geringem Aufwand verbundene Aufbereitung des Brennstoffes,
- weitgehende Automation des Transportes von Brennstoff und evtl. festen Vergasungsrückständen.

Die Reihenfolge dieser Punkte entspricht annähernd ihrer Bedeutung.