



Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik

Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen unter Einsatz von Kernenergie

E. Kugeler, N. Pöppe, I. M. Tragsdorf, K. Kugeler

Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen unter Einsatz von Kernenergie

*E. Kugeler**, N. Pöppe*, I.M. Tragsdorf*, K. Kugeler*°*

** Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik der RWTH Aachen*

*** Jülich*

*° Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des
Forschungszentrums Jülich*

Berichte des Forschungszentrums Jülich ; 4228

ISSN 0944-2952

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik

Zu beziehen durch: Forschungszentrum Jülich GmbH, · Zentralbibliothek, Verlag
D-52425 Jülich · Bundesrepublik Deutschland

☎ 02461/61-5220 · Telefax: 02461/61-6103 · e-mail: zb-publikation@fz-juelich.de

Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen unter Einsatz von Kernenergie

E. Kugeler, N. Pöppe*, I.M. Tragsdorf*, K. Kugeler**+**

Juni 2006

*** Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik der RWTH -- Aachen**

**** Jülich**

**+ Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des
Forschungszentrums Jülich**

Inhalt

Zusammenfassung	iii
Summary	v
1 Weltweiter Bedarf an Treibstoffen	1
2 Überblick über Versorgungsoptionen	3
3 Tertiäre Ölgewinnung durch Dampfpluten	7
4 Herstellung von Methanol aus Erdgas	11
5 Ölgewinnung aus Ölsanden und Ölschiefer	17
6 Kohlehydrierung	21
7 Methanolerzeugung aus Biomassen	25
8 Überblick über technische Fragestellungen	27
9 Kernreaktoren für die Wärmebereitstellung	29
10 Hochtemperaturwärmeübertrager	33
11 Gesamtbeurteilung	37
12 Literatur	41

Zusammenfassung

Der weltweite Bedarf an flüssigen Kohlenwasserstoffen, insbesondere für den Verkehrssektor, wird in Zukunft noch weiter ansteigen. Die Versorgung des Weltmarktes mit den notwendigen Mengen wird bereits in wenigen Dekaden den Einsatz von alternativ erzeugten Treibstoffen notwendig machen. Neben den konventionellen Erzeugungsverfahren, bei denen die notwendige Prozesswärme aus einer Verbrennung eines Teils der erzeugten Produkte stammt, ist der Einsatz von nuklearer Wärme zur Deckung des Prozessenergiebedarfs möglich. Diese Wärme wird in Form von Dampf, elektrischer Energie und Hochtemperaturwärme benötigt. Bei Einsatz derartiger Verfahren können das Dampfpluten von Öllagerstätten, die Ölgewinnung aus Ölsanden und Ölschiefern, die Methanolherstellung aus Erdgas, die Kohlehydrierung sowie die Erzeugung von Methanol aus Biomassen interessant werden. In der Regel kann die Menge an gewinnbaren leichten flüssigen Kohlenwasserstoffen verdoppelt, die CO_2 – Emission beim Herstellungsprozess kann vermieden und die Erzeugungskosten im Vergleich zu heutigen Ölpreisen gesenkt werden.

Die notwendigen Verfahrenstechniken sind bekannt und zum Teil seit langem im industriellen Einsatz bewährt.

Als nukleare Wärmequelle kommt der modulare Hochtemperaturreaktor (HTR) in Frage. Die Leistungsgröße derartiger Wärmequellen wird etwa 200 MW_{th} betragen, sofern ein zylindrisches Core zum Einsatz kommt. Unter diesen Bedingungen kann auch bei vollständigem Verlust der Kernkühlung keine unzulässige Überhitzung der Brennelemente oder gar ein Schmelzen des Kerns eintreten. Damit ist die Zurückhaltung der radioaktiven Stoffe im Reaktorsystem auch bei schweren Störfallereignissen gesichert. Bei Verwendung eines ringförmigen Cores kann die Leistung unter Beibehaltung der genannten Sicherheitseigenschaften auf 400 MW_{th} erhöht werden.

Die Einkopplung der nuklearen Wärme erfolgt über Dampferzeuger, heliumbeheizte Röhrenspaltöfen zur Durchführung der steamreforming Reaktion und über Helium – Helium Wärmeübertrager.

Die Hochtemperaturwärmeübertrager sind für Heliumtemperaturen von 950°C und für Leistungen von 10 MW_{th} im Dauerbetrieb getestet. Eine Extrapolation auf kommerziell notwendige Größen von 100 MW_{th} gilt als gesichert.

Die technische Ausführbarkeit der hier beschriebenen Verfahren wird auf der Basis früherer Projekte, insbesondere auch von umfangreichen Materialprogrammen für Hochtemperaturwerkstoffe, als gegeben angesehen.

Summary

In the future, the global demand on liquid hydrocarbons especially for the traffic sector will still increase. To supply the world market with adequate volumes will necessitate the application of alternatively generated fuels in a few decades already. Besides conventional generation processes, where the necessary process heat comes from the combustion of part of the products, the use of nuclear heat is possible to cover the process energy demand. This heat is required in form of steam, electricity and high-temperature heat. Using these techniques the following processes can be attractive: steam flooding of oil deposits, the oil recovery from oil sands and oil shales, the methanol production from natural gas, the coal hydrogenation as well as the production of methanol from biomass. Normally, the volume of recoverable light hydrocarbons can be doubled by applying nuclear energy. The CO₂ emissions during the production process can be avoided and the production costs can be decreased compared to current oil prices.

The necessary conversion technologies are well-known and proven in industrial use, some of them for a long-time.

The modular high-temperature reactor can be used as a nuclear heat source. This kind of heat source will be sized around 200 MW_{th}, if a cylindrical core is used. Under these conditions even for a complete loss of the core cooling neither improper overheating of the fuel elements nor a core melt-down can occur. Therefore the retention of radioactive material in the reactor system is assured even for severe accidents. Using an annular core the power can be increased up to 400 MW_{th} while the system maintains the mentioned safety properties.

The nuclear heat is integrated into the process by steam generator, helium heated steam reformer for the steam reforming reaction and by helium-helium heat exchangers.

The high-temperature heat exchangers are tested in permanent operation for helium temperatures of 950°C and for powers of 10 MW_{th}. An extrapolation to commercially necessary sizes of 100 MW_{th} is considered to be reliable.

The mentioned processes can be seen as technically feasible on the basis of previous projects, especially of extensive programs for high-temperature materials.

1 Weltweiter Bedarf an Treibstoffen

Der Bedarf an flüssigen Kohlenwasserstoffen, insbesondere zur Versorgung des Verkehrssektors, ist mit derzeit rund $3,6 \cdot 10^9 \text{ t Öl/a}$ bereits jetzt sehr hoch und weist große Zuwachsraten auf. Abb. 1.1 zeigt die bisherige Entwicklung dieses Sektors der Weltenergiewirtschaft und die Prognosen, die von wichtigen auf diesem Gebiet tätigen Institutionen erstellt wurden. Demnach wird in 2 bis 3 Jahrzehnten ein Maximum der Produktion erwartet. Spätestens ab 2030 stellt sich die Frage nach der zukünftigen Versorgung des Weltmarktes mit ausreichenden Mengen an flüssigen Kohlenwasserstoffen oder Ersatztreibstoffen in aller Schärfe.

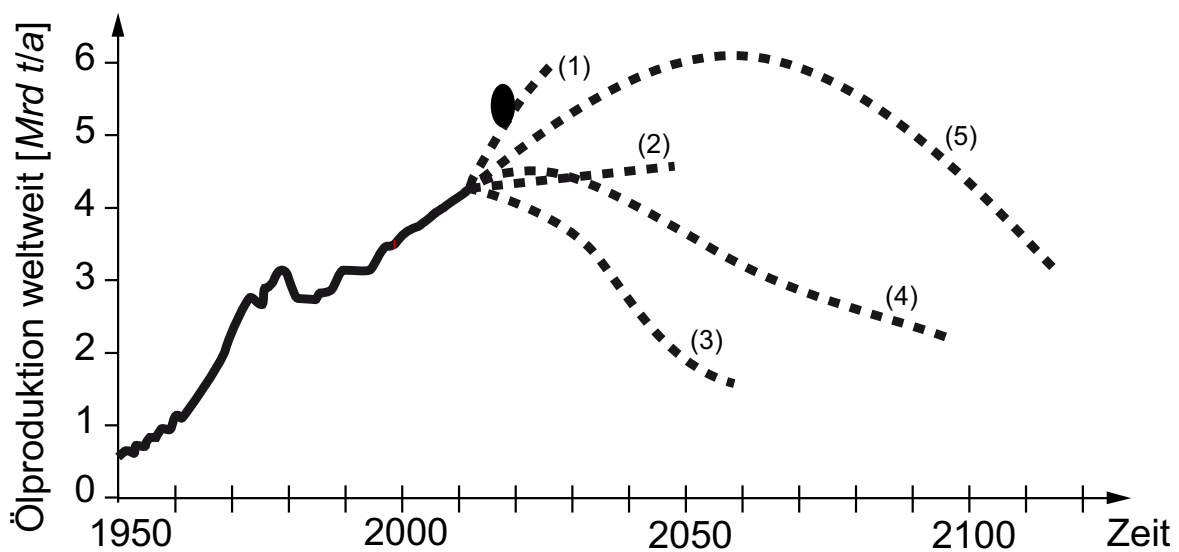


Abb. 1.1: Entwicklung der weltweiten Ölproduktion und Prognosen für die zukünftige Entwicklung [1]

- 1) US – Department of Energy (1999)
- 2) Weltenergiekonferenz (1999), konv. und nicht konv. Öle
- 3) Campell (1997), nur konv. Öle ($250 \cdot 10^9 \text{ t}$)
- 4) Shell Studie (1995) konv. + nicht konv. Öle ($600 \cdot 10^9 \text{ t}$)
- 5) Shell (1998), konv. + nicht konv. Öle ($800 \cdot 10^9 \text{ t}$)

Unabhängig von möglichen Einsparstrategien in Ländern mit schon heute hohen spezifischen Verbrauchszahlen an flüssigen Kohlenwasserstoffen wird der Zuwachs im Wesentlichen durch den weltweiten Zuwachs der Bevölkerung und durch die Erhöhung der Mobilität in Entwicklungs- und Schwellenländern bestimmt. Der Nachholbedarf von mehr als dreiviertel der Weltbevölkerung ist bekanntlich sehr hoch. Eine zuverlässige, umweltverträgliche und bezahlbare Versorgung mit flüssigen Kohlenwasserstoffen ist also eine wesentliche Zukunftsaufgabe, die es in der Weltenergiewirtschaft zu lösen gilt.

2 Überblick über Versorgungsoptionen

Zur zukünftigen Versorgung der Menschheit mit flüssigen Kohlenwasserstoffen stehen folgende Optionen zur Verfügung:

- Ausbeutung der bekannten und noch zu erschließenden Ölquellen durch primäre und sekundäre Verfahren
- Tertiäre Verfahren der Ölgewinnung (z. B. Dampffluten der Lagerstätten)
- Herstellung von Methanol aus Erdgas
- Ölgewinnung aus Ölsanden und Ölschiefern
- Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe durch Kohlehydrierung
- Herstellung von Methanol oder anderen flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Biomassen
- Einsatz von Flüssiggasen als Treibstoffe
- Herstellung von Wasserstoff (Nutzung in gasförmiger oder flüssiger Form).

Die heute bekannten und wirtschaftlich gewinnbaren Rohölvorräte belaufen sich auf rund 130 Mrd. t und haben bei einem jährlichen Verbrauch von derzeit etwa 3,6 Mrd. t/a eine statische Reichweite von 36 Jahren. Auch wenn noch weitere nach heutigen Bedingungen wirtschaftlich gewinnbare Ölvorkommen entdeckt werden sollten, dürfte sich an der Einschätzung, dass die heute bekannten Ölvorkommen relativ begrenzt sind, nichts nennenswert ändern. Die Energiewirtschaft wird sich daher schon bald mit den vorher genannten Optionen auseinandersetzen müssen. Dabei wird es zunächst um eine verbesserte Ausbeutung der bekannten Ölfelder gehen, sowie um die Erschließung und Ausbeutung von Ölsand- und Ölschiefervorkommen in großem Umfang. Die letzt genannten Vorkommen weisen nach heutigen Schätzungen einen Umfang bis zu $650 \cdot 10^9 t$ Öl auf. Diese Ölmengen gelten als in den nächsten Jahrzehnten wirtschaftlich gewinnbar. Von diesen Rohstoffen wird eine größere Menge verfügbar werden, wenn höhere Gewinnungskosten wirtschaftlich akzeptabel werden.

Alle zuvor genannten Optionen müssen unter folgenden Gesichtspunkten analysiert und bewertet werden:

- Technische Durchführbarkeit des Prozesses
- Umweltauswirkungen bei der Herstellung; insbesondere auch CO_2 – Emissionen bei der Durchführung des Prozesses

- Verfügbarkeit der Rohstoffe (Versorgungssicherheit)
- Umsetzungsgrad der Rohstoffe in flüssige Kohlenwasserstoffe
- Herstellungskosten der flüssigen Kohlenwasserstoffe.

Unter Gesichtspunkten des Umweltschutzes weisen stark wasserstoffhaltige Brennstoffe besondere Vorteile auf. So reduziert sich die spezifische CO_2 – Emission deutlich mit steigendem Wasserstoffanteil (Tab. 2.1) im Ausgangsmaterial.

Tab. 2.1: Spezifische CO_2 – Emissionen für einige bedeutende Energieträger

Brennstoff	Heizwert [MJ/kg]	[t CO_2 / t Brennstoff]	spez. CO_2 – Emissionen [t CO_2 /GJ]
Steinkohle	30	2,83	94,3
Benzin	40	3,08	72,8
Erdgas	42,3	2,13	50,7

In jedem Fall besteht heute die übereinstimmende Erwartung, dass sich das H/C – Verhältnis der Energieträger speziell im Sektor Verkehr weltweit weiter in Richtung eines erhöhten Wasserstoffanteils verschieben wird (Abb. 2.1).

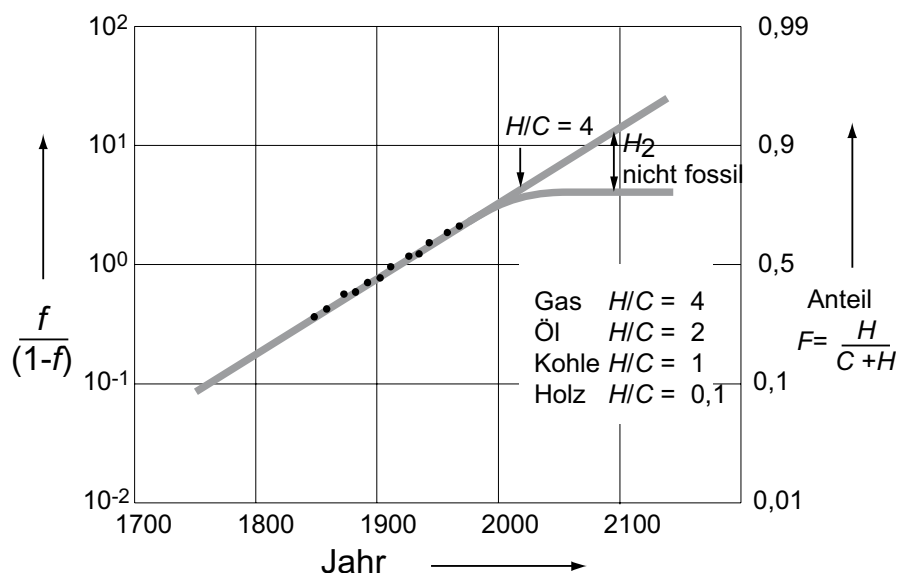
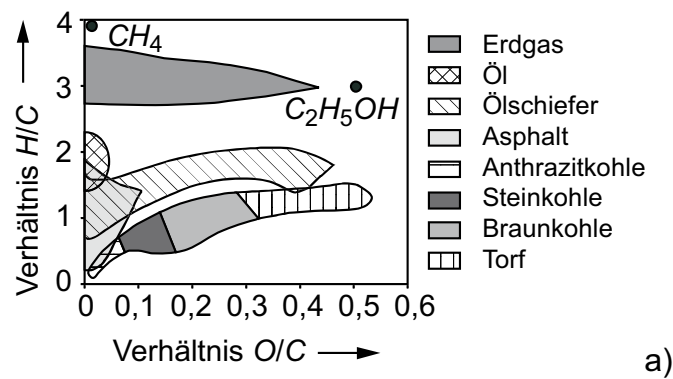


Abb. 2.1: Verschiebung des H/C – Verhältnisses der Energieträger in der Weltenergiewirtschaft und Erwartungen für die Zukunft [2]
($f/(1-f)$ charakterisiert den relativen Anteil eines Brennstoffes mit einem bestimmten H/C -Verhältnis)

Dies kann entweder durch Übergang zu anderen Brennstoffen, die ein größeres H/C – Verhältnis aufweisen, erfolgen oder durch Anlagerung von großen Mengen von Wasserstoff an die Rohstoffe, die ein kleineres H/C – Verhältnis als Öl aufweisen. Abb. 2.2a gibt eine Übersicht über die relevanten Verhältnisse bei verschiedenen Rohstoffen, während Abb. 2.2b Aussagen über disponible Wasserstoffmengen und die praktisch anzulagernden Wasserstoffmengen pro t Benzin macht. So beträgt die theoretische Wasserstoffmenge für die Umwandlung von Braunkohle in Benzin $1330 \text{ m}_N^3 \text{H}_2$ pro t Benzin.



	$\frac{gO,S,N}{100gC}$	$\frac{gH}{100gC}$	$\frac{gH_{disp.}}{100gC}$	$\frac{m_N^3 H_{2,theor.}}{t \text{ Benzin}}$	Molgewicht [mol]
Rohstoffe					
Gaskohle	9,4	6,15	4,9	1148	5000
Braunkohle	39,2	7,64	3	1330	5000
Erdöl (H – arm)	5	12,7	12,1	460	550
Vakuumrückstand	8,22	12,18	11,5	518	870
Fertigprodukte					
Diesel		15,2			200
Benzin		16,7			100

b)

Abb. 2.2: Aspekte der Benzinerzeugung aus verschiedenen C – Trägern

a) Wasserstoff- und Sauerstoff / Kohlenstoffverhältnis in verschiedenen Brennstoffen

b) Theoretische Wasserstoffmengen, die pro t Benzin an die verschiedenen Rohstoffe angelagert werden müssen

3 Tertiäre Ölgewinnung durch Dampffluten

Bei der heute üblichen Technik der Ölförderung verbleiben in vielen Feldern bis zu 30% des Ölinhalts in der Lagerstätte. Darüber hinaus gibt es Schweröle mit hoher Viskosität, die mit Hilfe der heutigen Techniken nicht gefördert werden können.

Beim Dampfflutprozess wird durch Einpressen von Dampf in die Lagerstätten der Druck erhöht und die Viskosität reduziert, wodurch die Mobilität verbessert wird. Dampf von rund 330°C und 120 bar ist in vielen Fällen ausreichend, um einen höheren Entölungsgrad der Lagerstätte zu erreichen. Abb. 3.1 zeigt das Schema des Dampfflutverfahrens [3,4].

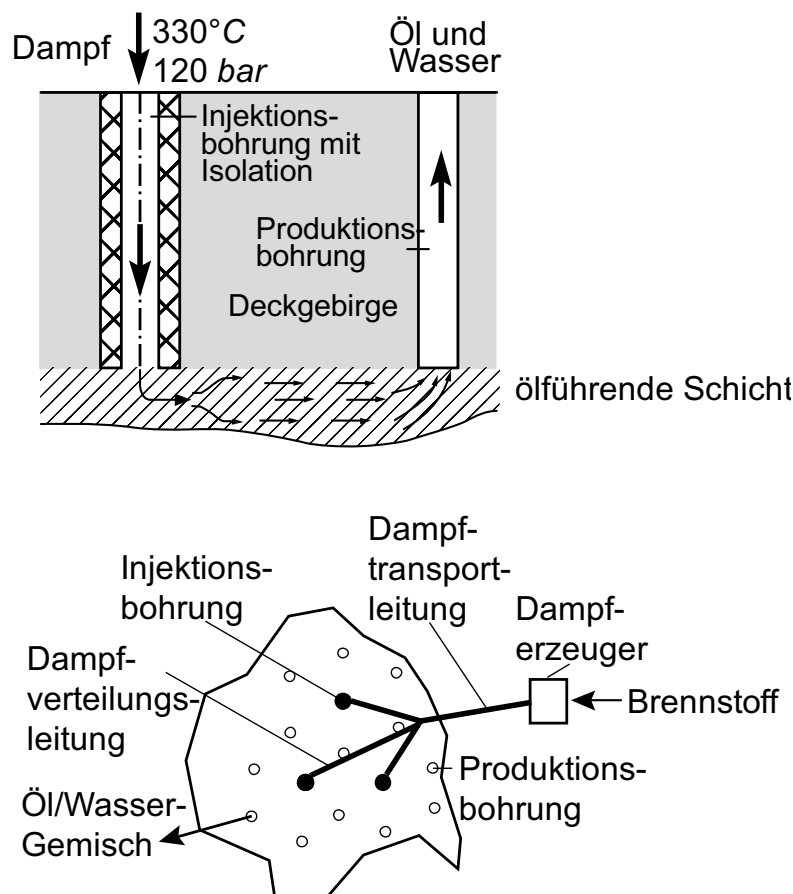


Abb. 3.1: Konzept des Dampfflutens von Schweröllagerstätten
 a) Dampfinjektion in die Lagerstätte und Öl / Wasser – Förderung
 b) Dampfversorgung eines Ölfeldes

Das erzeugte Öl/Wassergemisch wird getrennt und einer Raffinerie zugeführt (Abb. 3.2). Die Rohprodukte der Raffinerie werden danach in einer Hydrocrackanlage behandelt, dort werden im Wesentlichen marktfähige leichte flüssige Kohlenwasserstoffe gewonnen.

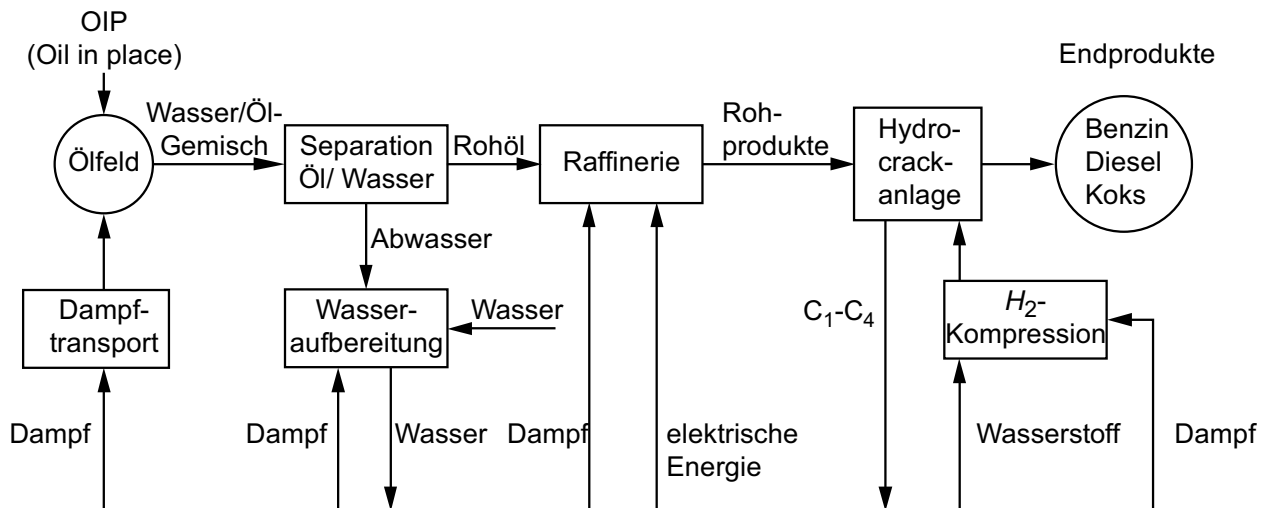


Abb. 3.2: Gesamtschema der tertiären Ölgewinnung durch Dampffluten und der Weiterverarbeitung zu leichten flüssigen Kohlenwasserstoffen

Für die Förderung von 1 t Öl werden in vielen Feldern bereits Dampfmengen von bis zu 5 t eingesetzt. Rund 5% der Ölförderung erfolgt weltweit bereits heute nach diesem Verfahren, die Tendenz ist steigend. Der Dampf wird durch Verbrennung eines Teils des gewonnenen Öls erzeugt. Rechnet man den anschließenden Prozess der Aufbereitung und Raffination des Öls hinzu, so müssen rund 50% des gewonnenen Rohöls verbrannt werden, um die Energieversorgung des Prozesses sicherzustellen. Hierbei ist eine weitere Verarbeitung der gewonnenen schweren Öle durch Hydrocrackprozesse bis zu leichten flüssigen Produkten unterstellt. Gleichzeitig werden so bereits beim Ölgewinnungsprozess rund 2,5 t CO₂/t Öl emittiert.

Unter den Gesichtspunkten der Ressourcenschonung, der Minderung der Emissionen (SO₂, NO_x, CO₂) und der Reduzierung von Herstellungskosten für die flüssigen Produkte ist langfristig der Einsatz von Dampf aus Kernreaktoren vorteilhaft. Modulare Hochtemperaturreaktoren mit Leistungen von 200 MW_{th} pro Modul sind für die Energieversorgung dieser Prozesse sehr gut geeignet. Der Dampf wird entweder direkt (Abb. 3.3) oder in Kraft – Wärme – Kopplungsschaltung erzeugt. Eventuell kann auch ein Dampfumformer zur Trennung von Reaktorkreislauf und Prozessanlage eingeschaltet werden.

Bei einer Leistung von 200 MW_{th} würde eine Netto – Ölförderung von etwa 300 000 t Rohöl/Jahr möglich werden. Das Feld muss natürlich hinreichend groß sein, um einen mindestens 30 – jährigen Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Damit kommt man bei einer angenommenen Entölung von 20% auf einen Feldinhalt von etwa 50 Mio. t Öl. Diese Bedingung ist in vielen Fällen in der Welt erfüllt.

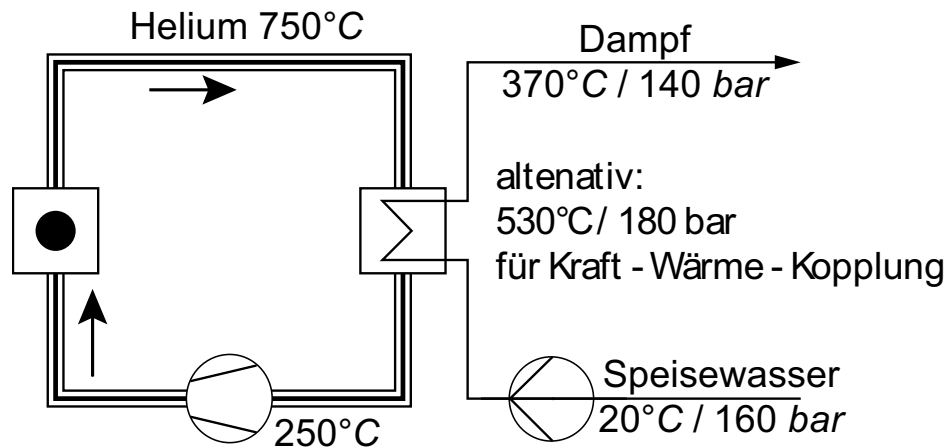
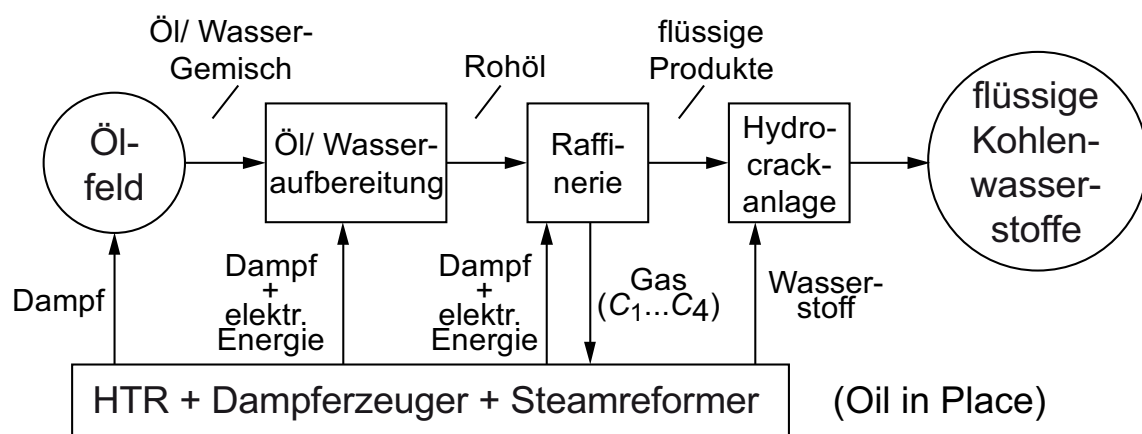


Abb. 3.3: Schaltung eines modularen HTR zur Erzeugung von Injektionsdampf für ein Ölfeld mit direkter Dampferzeugung,

Beim Hydrocrackverfahren werden Gase (C_1 – bis C_4 – Kohlenwasserstoffe) erzeugt, die für die Wasserstofferzeugung in einem Steam – Reforming – Prozess als Spaltgut Verwendung finden. Auch die Wasseraufbereitung und die Wasserstoffkompression erfordern den Einsatz von Energie, die aus der Reaktoranlage entnommen wird. Insgesamt stellt damit die tertiäre Ölförderung sowie die Weiterverarbeitung des Rohöls zu marktfähigen Produkten einen ausgezeichneten und weltweit sehr bedeutsamen Anwendungsbereich für nukleare Prozesswärme dar. Anlagen im Leistungsbereich um 200 MW_{th} sind für dieses Einsatzgebiet im Hinblick auf die notwendige Anpassung von Fördermenge und Leistungsgröße gut geeignet. Der Vorteil der nuklearen Wärmebereitstellung für den Gesamtprozess einschließlich Weiterverarbeitung möge durch den folgenden Vergleich nochmals verdeutlicht werden: (OIP = Oil in Place) (Abb. 3.4).



Konv.: 2 t OIP → 1 t flüssige Kohlenwasserstoffe + 2,5 t CO_2
 Nukl.: 2 t OIP + 12 MW_{th} → 1 t flüssige Kohlenwasserstoffe

Abb. 3.4: Gesamtschema der tertiären Ölgewinnung durch Dampffluten mit einem HTR als Wärmequelle.

Bei der energetischen Bewertung kann von einem mittleren Heizwert des im konventionellen Dampferzeuger zu verbrennenden leichten Kohlenwasserstoffs von 11 kWh/kg ausgegangen werden, der Wirkungsgrad des Kessels dürfte 95% betragen. Die nukleare Wärme kann aus dem Dampferzeuger mit einem Wirkungsgrad von rund 98% abgegeben werden. Abb. 3.5 zeigt ein Sankey – Diagramm für den Prozessablauf entsprechend Abb. 3.4.

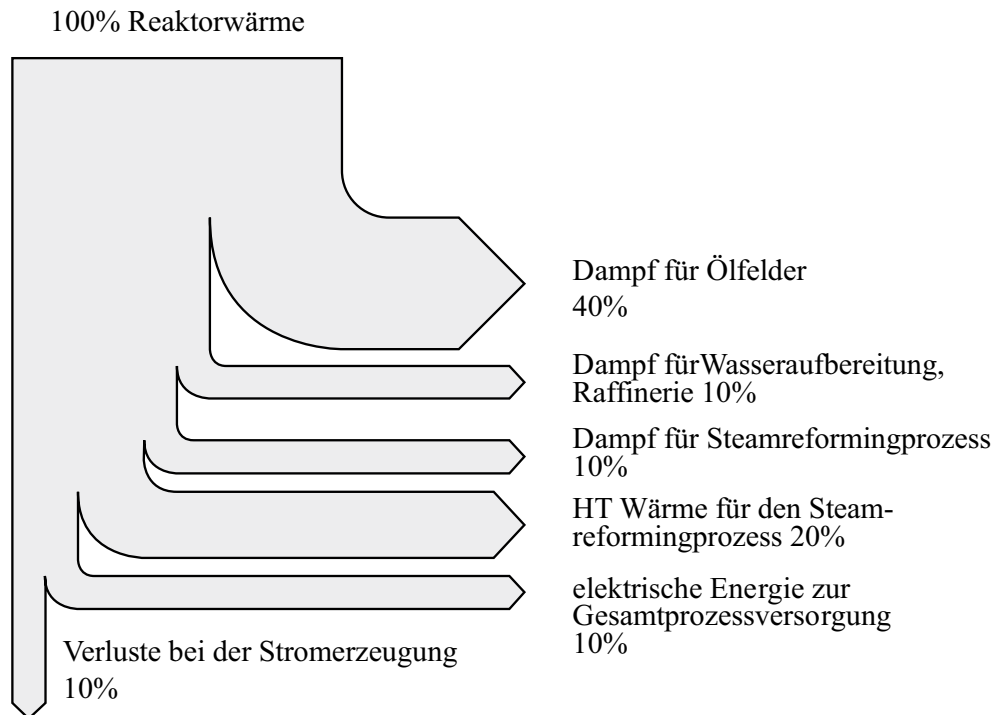


Abb. 3.5: Sankey Diagramm für den gesamten Prozessablauf

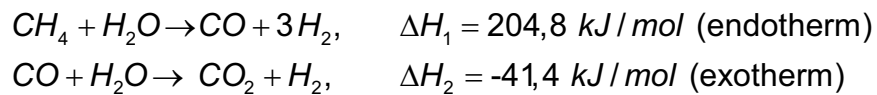
Bemerkenswert am Endergebnis entsprechend Abb. 3.4 ist, dass die Ausbeute an leichten Produkten bei nuklearen Verfahren verdoppelt und dass die Erzeugung von CO₂ schon beim Herstellungsprozess für leichte flüssige Kohlenwasserstoffe vermieden wird.

Nach bislang vorliegenden Kostenanalysen wäre die Methode der tertiären Ölgewinnung für viele Vorkommen bei einem heutigen Ölpreis von 50 \$/Barrel wirtschaftlich einsetzbar.

Voraussetzung für die Durchführung dieses Gesamtprozesses ist die Verfügbarkeit eines inhärent sicheren und kostengünstigen modularen Hochtemperaturreaktors kleiner Leistung (Kap.9), die heute als gegeben angesehen wird, sowie die Anwendung geeigneter Hochtemperaturwärmeübertrager, hier eines Steam – Reformers sowie eines Zwischenkreislaufwärmeübertragers, die beide heute ebenfalls als verfügbar betrachtet werden können (Kap.10).

4 Herstellung von Methanol aus Erdgas

Die Dampfreformierung von Methan, auch als Steam – Reforming bezeichnet, wird heute entsprechend den Reaktionsgleichungen



weltweit in großem Umfang zur Erzeugung von Wasserstoff oder von Synthesegas (Wasserstoff – Kohlenmonoxyd – Mischungen) durchgeführt [5,6].

Abb. 4.1 zeigt den Prozessablauf des konventionellen Verfahrens, bei dem die gesamte Prozesswärme durch Verbrennung fossiler Brennstoffe aufgebracht wird.

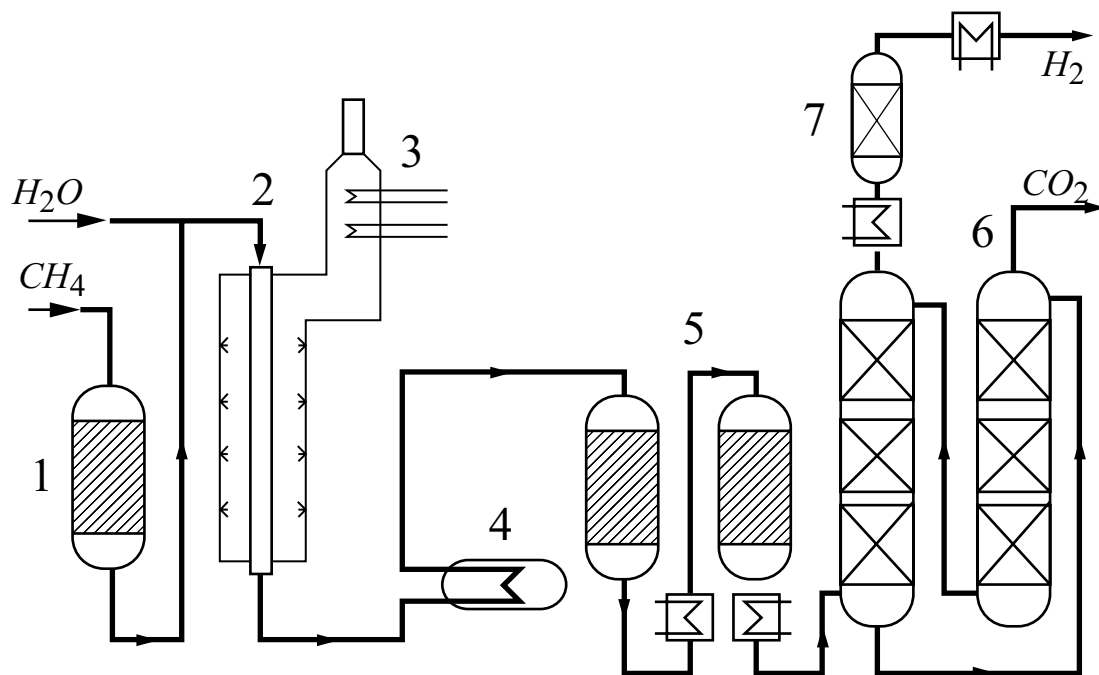


Abb. 4.1: Konventioneller Steam – Reforming – Prozess mit Beheizung des RöhrenspaltOfens durch Verbrennung leichter Kohlenwasserstoffe: 1. Entschwefelung, 2. Steam – Reformer, 3. Abwärmenutzung aus dem Rauchgas, 4. Abwärmenutzung aus dem Spaltgas, 5. Konvertierung, 6. CO₂ – Wäsche, 7. Methanisierung

Anwendung finden die Produktgase bei der Synthese von Ammoniak, Methanol, Alkoholen sowie beim Hydrocracken von Schwerölen und bei der Direktreduktion von Eisenerz. Auch bei der Kohlehydrierung sowie bei der hydrierenden Vergasung von Kohle ist dieses Verfahren eine wesentliche Quelle zur Wasserstofferzeugung, wenn

zukünftig der Einsatz von nuklearer Wärme zur Durchführung des Gesamtverfahrens erfolgt.

Es handelt sich beim Dampfreformierungsverfahren, welches im übrigen außer für Methan auch für eine breite Palette von gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffen eingesetzt wird, um einen insgesamt stark wärmeverbrauchenden Prozess. Bei den konventionellen Verfahren wird der gesamte Wärmebedarf durch Verbrennung schwefelfreier leichter Kohlenwasserstoffe gedeckt. Der Grundgedanke beim Einsatz von Nuklearenergie ist nun, diesen gesamten Prozesswärmebedarf durch Wärme aus dem Heliumkreislauf einer HTR – Anlage zu substituieren. Die Produktausbeute kann somit insgesamt bezogen auf den Einsatz an fossilen Brennstoffen von rund 60% auf praktisch 100% erhöht werden. Abb. 4.2 zeigt ein vereinfachtes Fließschema für diesen Prozess.

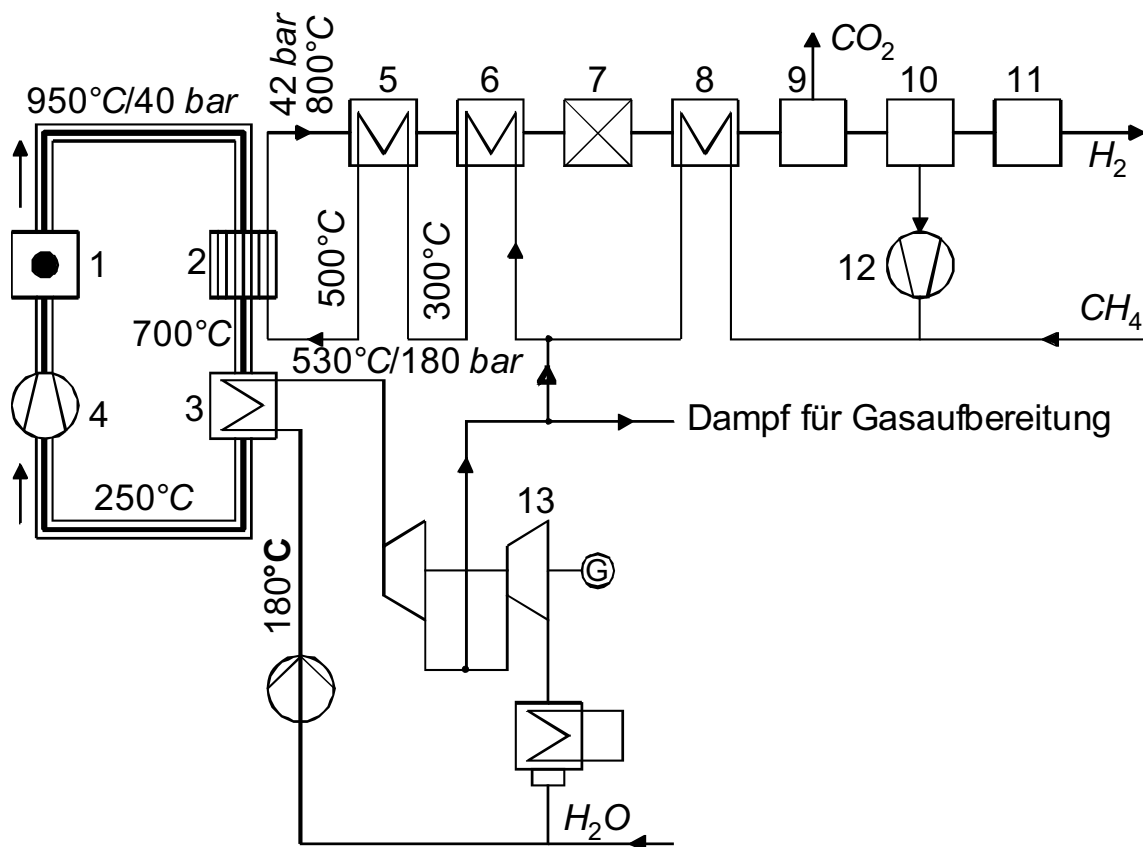


Abb. 4.2: Fließschema für die Dampfreformierung von Methan: 1. Kernreaktor, 2. Steam – Reformer, 3. Dampferzeuger, 4. Heliumgebläse, 5. Vorwärmer für Spaltgut (intern), 6. Vorwärmer für Spaltgut (extern), 7. Konvertierung, 8. Methanvorwärmer, 9. CO₂ – Wäsche, 10. H₂/CH₄ – Trennung, 11. Methanisierung, 12. Methankompressor, 13. Dampfturbinenanlage

Hier ist eine direkte Einschaltung des Steam – Reformers in den Primärkreis dargestellt. Grundsätzlich kann auch ein Zwischenkreislauf verwendet werden. Die Ausgangsmaterialien (Erdgas, Flüssiggas, Raffineriegase, leichte Benzine bis zu Siedepunkten von rund 220°C) werden zunächst hydrierend und adsorptiv entschwefelt. Danach erfolgt eine Vorwärmung des Einsatzgutes bis auf etwa 350°C. Prozessdampf, welcher zweckmäßigerweise einer Kraft – Wärme – Kopplungsschaltung mit einem Zustand 350°C/45 bar entnommen wird, wird in einem geeigneten Verhältnis (etwa 3/1...4/1 Dampf/Kohlenstoff) mit dem Kohlenwasserstoff gemischt. Das Gemisch wird mit Hilfe interner Spaltgasrekuperatoren vorgewärmt und in den Spaltrohren eines Röhrenspalt-ofens in Gegenwart eines Nickelkatalysators gespalten. Die Spaltendtemperatur liegt bei 800°C, der Spaltenddruck zwischen 30 und 40 bar. Je nach Druck, Spalttemperatur und Dampf/ Kohlenstoff – Verhältnis sind so Umsetzungen des Methans bis auf wenige Prozent Restmethangehalt möglich. Hohe Temperaturen, niedrige Drücke und hohe Dampf/ Kohlenstoff – Verhältnisse begünstigen die Umsetzung. Der Röhrenspalt-ofen bei einer derartigen nuklearen Anwendung besteht, in Anlehnung an die konventionelle Technik, aus Rohren aus hochhitzebeständigem Material mit Rohrlängen um 10 bis 12 m, inneren Durchmessern der Rohre von rund 100 mm sowie Wandstärken von rund 10 bis 15 mm. Während bei konventionellen Prozessen die Beheizung mittels Verbrennung von Kohlenwasserstoffen auf der Außenseite der Spaltrohre und damit im Wesentlichen durch Strahlung von Flammen und Gasen bei hohen Temperaturen (Maximaltemperaturen von 1500°C) erfolgt, wird bei Einschaltung der Apparate in den Heliumkreislauf eines Hochtemperaturreaktors konvektiver Wärmeübergang bei hohem Druck (40 bar) wirksam.

Die Restwärme des Heliums nach Austritt aus dem Röhrenspalt-ofen wird in einem nachgeschalteten Dampferzeuger zur Erzeugung von Heißdampf ausgenutzt. Die die Reaktionszone verlassenden Spaltgase, ein Gemisch aus CO, H₂, CO₂, CH₄, H₂O wird zunächst in einem internen, in den Spaltrohren angeordneten Spaltgasrekuperator von 800°C auf etwa 600°C abgekühlt. Dabei wird das eintretende Spaltgut (Dampf und Methan), rekuperativ vorgewärmt. Im weiteren Verfahrensablauf wird das Spaltgas gekühlt und, sofern Wasserstoff als Produkt gefordert wird, in einer im Allgemeinen zweistufigen Konvertierungsstufe, entsprechend der Reaktion



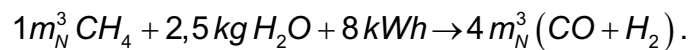
konvertiert. Hierbei wird der Kohlenmonoxydgehalt in Wasserstoff überführt.

Diese Konvertierung wird katalytisch durch Eisenoxyd in der ersten Stufe (bei T ≈ 400°C) und durch Kupferoxyd in der zweiten Stufe (bei T ≈ 100°C) bis auf sehr geringe Restgehalte an Kohlenmonoxyd durchgeführt.

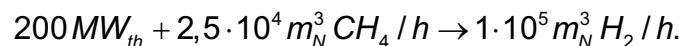
Für die Auswaschung des Kohlendioxydanteils aus dem Spaltgas stehen heute eine ganze Reihe von chemischen oder physikalischen Waschverfahren zur Verfügung. Bekannt sind z. B. chemische Wäschen wie die Heißpottaschewäsche, bei denen CO_2 chemisch ausgewaschen wird, oder physikalische Waschverfahren, bei denen z. B. Methanol als Waschflüssigkeit eingesetzt wird.

Falls es die Weiterverwendung des Wasserstoffs erfordert, wird der noch sehr geringe CO – Gehalt des Produktgases durch eine nachfolgende Methanisierung katalytisch umgesetzt. Nach Kühlung steht der Wasserstoff unter Druck (10 bis 30 bar) und mit hoher Reinheit ($\text{CO} + \text{CO}_2 < 10 \text{ ppm}$, $\text{CH}_4 < 0,5 \text{ Vol.-%}$) zur Verfügung.

Mengen- und Energiebilanzierungen für diesen Prozess führen insgesamt zu folgendem Resultat:

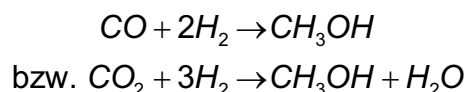


Für die Vorwärmung des Methans bis auf eine Spalttemperatur von 800°C , für die Bereitstellung des Prozessdampfes sowie für die Durchführung der endothermen Spaltreaktion einschließlich Gaskompression sind insgesamt rund 2 kWh/m_N^3 Spaltgas einzusetzen. Die aus den heißen Spaltgasen zurückgewinnbare Abwärme dient zur Versorgung der folgenden Stufen der Gasaufbereitung mit Energie. Die Substitution des hier genannten Energiebetrages für die Umwandlung durch nukleare Wärme ist immer dann attraktiv, wenn nukleare Wärme kostengünstiger als Wärme auf der Basis fossiler Rohstoffe ist. Eine großtechnische Anlage zur Wasserstofferzeugung mit einem Kernreaktor der Leistung 200 MW_{th} kann bei autarker Fahrweise insgesamt wie folgt bilanziert werden:



Der Methanspaltprozess ist heute auch für die Beheizung mit Wärme aus Heliumkreisläufen voll entwickelt und steht für den industriellen Einsatz zur Verfügung. Es wurden jahrelang Erfahrungen mit einer Versuchsanlage mit Heliumbeheizung, welche 30 Spaltrohre enthielt (EVA 2), gesammelt. Diese Anlage hatte eine Leistung von 10 MW und wurde erfolgreich über 10 000 h betrieben.

Wenn Methanol als Produkt der Anlage gewünscht wird, ist der Gaserzeugungsanlage eine Methanolsynthese nachgeschaltet. Die Konvertierung und Methanisierung entfallen und der Synthese wird ein Spaltgas für die Durchführung der Synthese



zur Verfügung gestellt. Abb. 4.3 zeigt das vereinfachte Prinzipschema für die Methanolsynthese. Die Einsatzgase werden auf Reaktionsdruck gebracht und durch Wärmeübertrager mit Kreislaufgas auf die notwendige Reaktionstemperatur gebracht. Der katalytische Reaktor liefert ein Gemisch aus Methanol und Restgas. Dieses wird mit Hilfe einer Destillation getrennt, das flüssige Produkt nach außen abgegeben, das Restgas wird in die Synthese zurückgeführt.

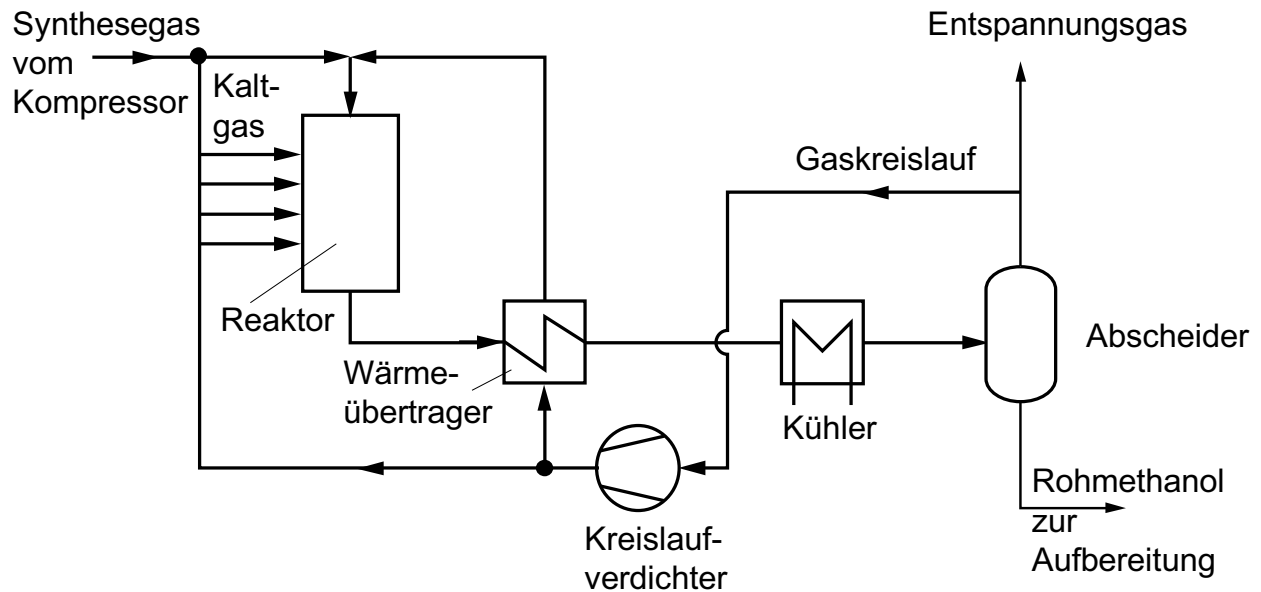


Abb. 4.3: Prinzip der Methanolsynthese

Die Synthese wird bei rund 200°C und 40 bar katalytisch durchgeführt und steht industriell voll entwickelt zur Verfügung. Praktisch werden etwa $2500\text{ m}_N^3\text{ H}_2 + \text{CO}$ pro 1 t Methanol benötigt. Die zuvor genannten Daten einer 200 MW_{th} – Reaktoranlage wären daher mit einer Methanolanlage mit etwa $40\text{ t CH}_3\text{OH/h}$ kombinierbar. Die Methanolsynthese selbst wird mit einem Wirkungsgrad von 85% betrieben. Rechnet man die Gaserzeugung hinzu, so erfolgt die Umwandlung von Methan zu Methanol mit einem Gesamtwirkungsgrad von etwa $0,5$ bis $0,55$ je nach Reinheitsgrad des Methanols.

Dieser Prozess gestattet es insgesamt einen leicht speicherbaren und universell in der Energiewirtschaft einsetzbaren flüssigen Sekundärenergieträger auf der Basis von Erdgas bereitzustellen.

Abb. 4.4 zeigt ein Grundsatzschema für den gesamten Prozess der Methanolerzeugung und weist aus, dass an verschiedenen Stellen nukleare Wärme eingebracht werden kann.

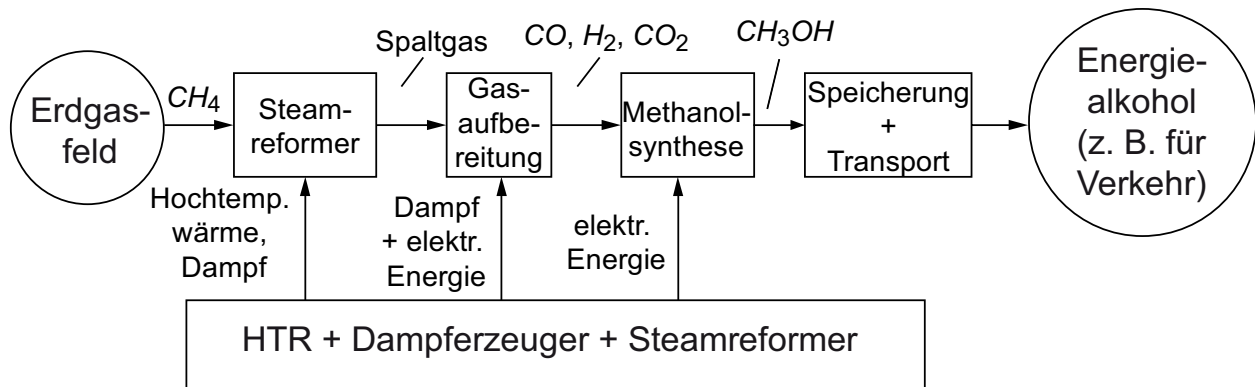


Abb. 4.4: Prinzipielles Gesamtschema zur Erzeugung von Methanol aus Erdgas mit Nutzung von nuklearer Wärme

Die Gesamtbilanzen für den konventionellen und den nuklearen Prozess der Methanol-erzeugung liefern folgende Anhaltswerte:

Konventioneller Prozess: $1000 \text{ m}_N^3 \text{ CH}_4 \rightarrow 1 \text{ t CH}_3\text{OH} + 0,6 \text{ t CO}_2$

Nuklearer Prozess: $630 \text{ m}_N^3 \text{ CH}_4 + 5 \text{ MWh}_{th} \rightarrow 1 \text{ t CH}_3\text{OH}$

Die Methanolsynthese ist heute technisch voll entwickelt und industriell weltweit im großen Umfang eingeführt. Die Nutzung von Methanol als Treibstoff für Verbrennungsmotoren oder Gasturbinen ist voll entwickelt.

Der Steam – Reforming – Prozess ist darüber hinaus ein Schlüsselverfahren zur Überführung beliebiger Kohlenstoffträger in leichte flüssige Kohlenwasserstoffe. Er kann mit der Direktreduktion von Eisenerz und mit der hydrierenden Vergasung von Kohle verbunden werden. Auch ein geschlossenes Wärmetransportsystem, bestehend aus dem Steam – Reforming und einer weit entfernten Methanisierung, ist realisierbar. Dieses so genannte ADAM – EVA – Verfahren gestattet es Energie mit Hilfe kalter Gase ($\text{CO} + \text{H}_2$) zu transportieren und in der Methanisierung z. B. Heißdampf (530°C) bereitzustellen. Dieses Konzept wurde für Leistungen von 10 MW erfolgreich im Dauerversuch erprobt.

5 Ölgewinnung aus Ölsanden und Ölschiefer

Weltweit gibt es große Vorräte an Ölsanden und Ölschiefer, die langfristig für die Ölgewinnung ausgebeutet werden müssen. Die Mengen werden heute auf etwa 3000 Mrd. t beziffert, woraus sich bei Verwendung der im Folgenden dargestellten Techniken rund 500 Mrd. t Öl gewinnen lassen. Vorausgesetzt ist ein mittlerer Ölgehalt der Ausgangsrohstoffe von 160 kg Öl/1 t Ölschiefer bzw. Ölsand. Die größten Vorräte dieser Energierohstoffe liegen in Kanada und Brasilien, wodurch diese Länder hinter Saudi Arabien, Iran, Irak und Kuwait zu den Ländern mit den größten Ölreserven zählen.

Heute sind bereits eine Reihe von Verfahren zur Schwelung von Ölschiefer entwickelt und industriell verfügbar [8, 9, 10]. Bei praktisch all diesen Verfahren müssen etwa 50% der gewonnenen Ölmengen eingesetzt werden, um die Prozessenergie zur Gewinnung marktfähiger flüssiger Kohlenwasserstoffe bereitzustellen.

Da die Schweltemperaturen in der Retorte zur Durchführung des Schwelprozesses im Bereich um 700°C liegen, lässt sich nukleare Wärme aus modularen HTR sehr günstig in den Prozess einkoppeln. Ein Verfahrensschema, welches das in Brasilien zur Ölgewinnung aus Ölschiefer entwickelte Petro – Six – Verfahren nutzt, ist in Abb. 5.1 dargestellt.

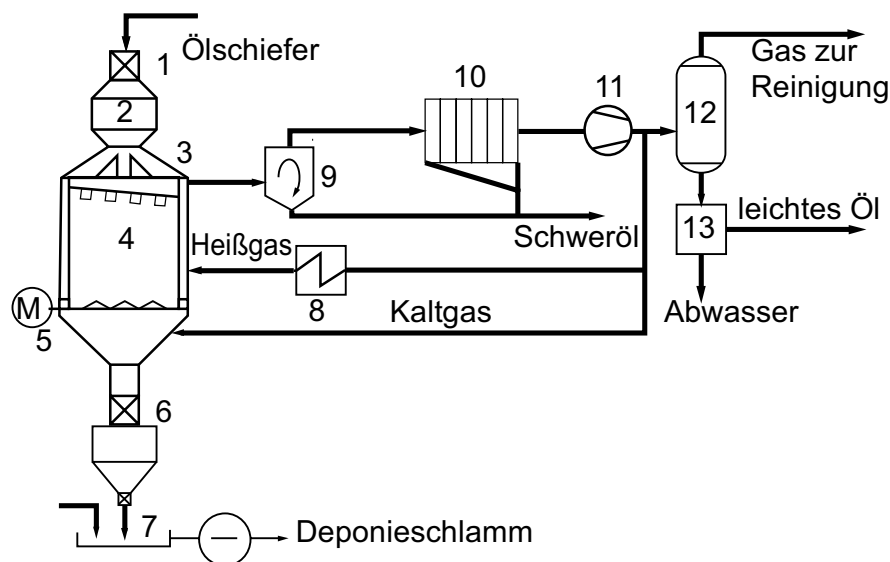


Abb. 5.1: Prinzipschema zur Schwelung von Ölschiefer (in Anlehnung an das Petro – Six – Verfahren in Brasilien): 1. Eingabeschleuse, 2. Retortenreaktor, 3. Verteilungssystem, 4. Schwelreaktor 5. Antrieb für Bodenstruktur, 6. Austragsschleuse, 7. Abzugssystem für Schlamm, 8. Gaserhitzer, 9. Zyklon, 10. Elektrofilter, 11. Kondensator, 12. Produkttrennung und Kondensation, 13. Ölabscheidung

Bei diesem Verfahren wird ein vertikaler Schachtofen mit zerkleinertem Ölschiefer beschickt und die notwendige Wärme über ein aufgeheiztes Kreislaufgas eingebracht. Das Gas strömt im Gegenstrom zum Schwelgut.

Das heiße Produktgas wird über eine Reinigungsstrecke, bestehend aus einem Zyklon und einem Elektrofilter einem Kondensator zugeführt. Hier werden flüssige Produkte und Gase getrennt.

Die flüssigen Produkte werden in einer Raffinerie weiter behandelt, die Gase werden teils aufgeheizt und wieder in den Schwelschacht eingeleitet, teils werden sie in einer weiteren Prozessstufe zur Wasserstoffherzeugung genutzt. Der Wasserstoff dient in einer Hydrocrack – Anlage zur Verbesserung des H/C – Verhältnisses und damit zur Erhöhung der Ausbeute an leichten flüssigen Kohlenwasserstoffen. Alle Verbindungen zwischen den Prozessschritten sind in dem Schema in Abb. 5.2 nochmals verdeutlicht. Die Einkopplung der nuklearen Wärme erfolgt über Dampferzeuger, Gaserhitzer und Röhrenspaltöfen zur Durchführung des Steam – Reforming – Prozesses.

Der Schwelrückstand muss in den ausgebeuteten Bereich des Ölschiefer- oder Ölsandvorkommens zurückgeführt werden. Dabei sind besondere Umweltschutzvorkehrungen insbesondere im Hinblick auf die Wasserreinhaltung zu beachten.

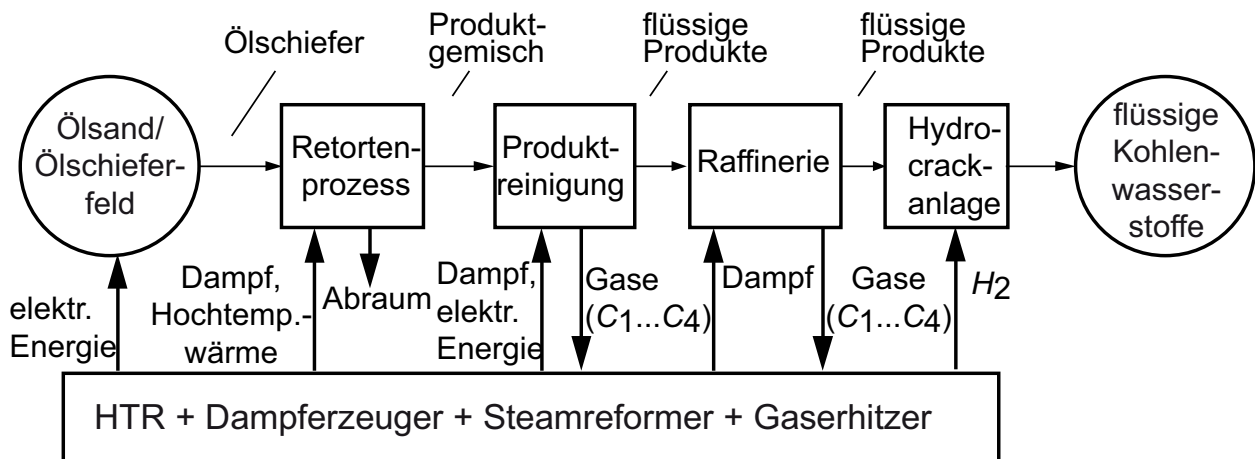


Abb. 5.2: Schematische Übersicht zum Einsatz von HTR – Wärme bei der Herstellung leichter Ölprodukte durch Schwelverfahren, Raffination und Weiterveredelung im Hydrocrackprozess

Summarisch können der konventionelle und im Vergleich dazu der nukleare Prozess folgendermaßen bilanziert werden:

Konvent. Prozess:

12 t Ölschiefer $\rightarrow$ 1 t flüssige Kohlenwasserstoffe + 10 t Abraum + 2,5 t CO₂

Nuklearer Prozess:

6 t Ölschiefer + 12 MW_{th} $\rightarrow$ 1 t flüssige Kohlenwasserstoffe + 5 t Abraum

Auch hier wird deutlich, dass beim nuklearen Prozess die Ausbeute an flüssigen Kohlenwasserstoffen verdoppelt wird und dass 2,5 t CO₂ schon bei der Erzeugung eingespart werden. Die Vorteile des Einsatzes von nuklearer Wärme im Vergleich zur Verbrennung von fossilen Brennstoffen für diese Art der Ölgewinnung sind damit unmittelbar ersichtlich. Weiterhin werden auch die Abraumprobleme deutlich verringert und die Reichweite der Ölvorräte wird gestreckt. Die Gesamtinvestitionskosten für den Aufschluss eines Ölsand – oder Ölschiefer – Vorkommens werden reduziert.

Es wird heute damit gerechnet, dass die Ölgewinnung durch Ausbeutung von Ölschiefen und Ölsanden oberhalb eines Ölpreises von 30 bis 40 \$/Barrel interessant wird. Die Kosten von Nuklearwärme sind heute vergleichsweise niedriger als die Wärmeerzeugungskosten, die sich bei der Ölverbrennung ergeben.

Das Potential für den Einsatz von Kernenergieanlagen für die hier dargestellte Prozessanwendung ist daher in Zukunft groß. Eine quantitative Einschätzung zeigt, dass mit Hilfe einer 200 MW_{th} Anlage bei einem Gesamtenergieeinsatz von etwa 12 000 kWh/t Öl eine Menge von rund 130 000 t/a leichte Produkte gewonnen werden könnte.

Voraussetzung für diese spezielle Anwendung von HTR – Anlagen weltweit ist wiederum eine einfache und überzeugende Sicherheitstechnik mit geringen Störfall- und Missbrauchsrisiken, wie sie bei kleinen modularen HTR – Anlagen gegeben ist (Kap. 9).

Weiterhin müssen die modularen Kernreaktoren eine maximale Heliumtemperatur von 900 bis 950°C erlauben und die für die Einkopplung der Wärme erforderlichen Hochtemperaturwärmeübertrager müssen verfügbar sein. Es sind dies Zwischenkreislaufwärmeübertrager und Steam – Reformer (Kap. 10).

6 Kohlehydrierung

Durch Anlagerung entsprechend großer Wasserstoffmengen können alle kohlenstoffhaltigen Rohstoffe in Benzin überführt werden. Abb. 2.2b zeigte bereits den Wasserstoffbedarf bei der Hydrierung verschiedener Kohlenstoffträger.

Kohlehydrierverfahren (Abb. 6.1) waren schon vor über 70 Jahren technisch bedeutsam und stehen heute verbessert großtechnisch zur Verfügung, z. B. der H – Coal – Process oder daraus abgeleitet das H – Oil – Verfahren zur Verarbeitung von schweren Heizölen und Ölrückständen [11,12].

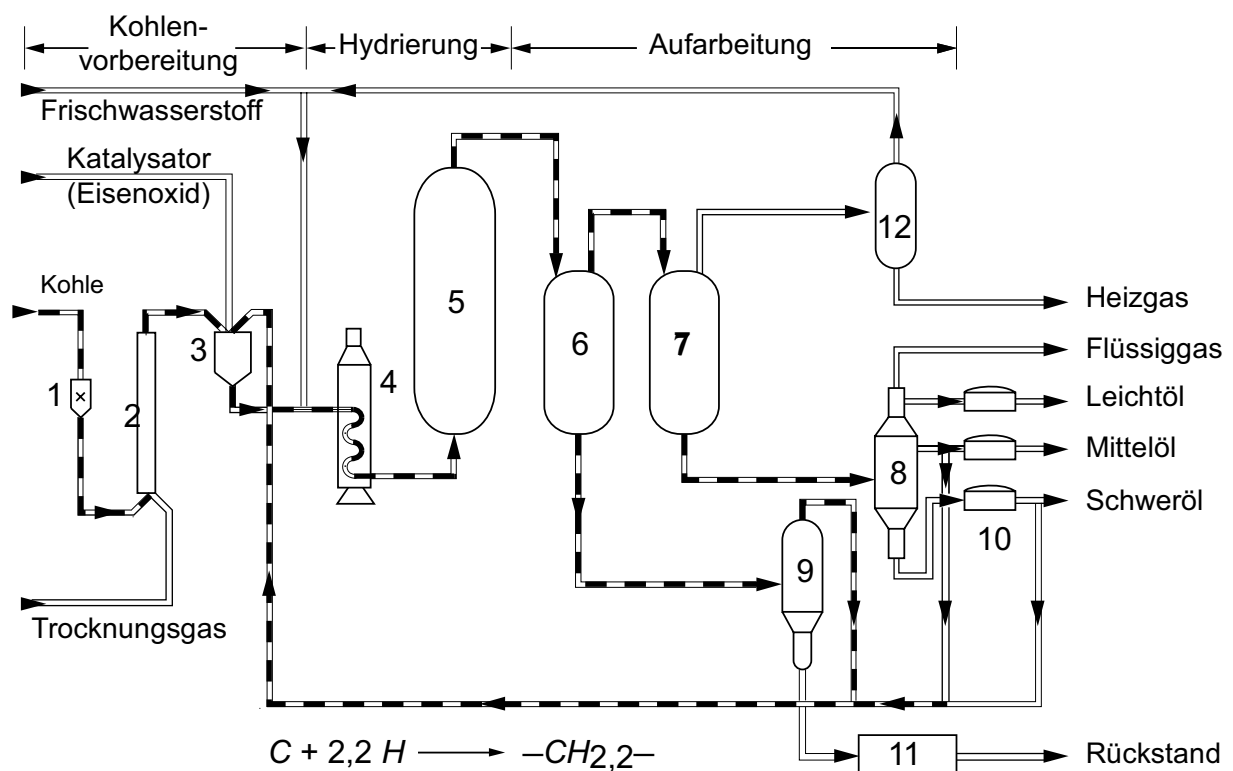
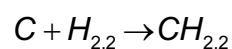
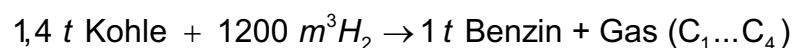


Abb. 6.1: Verfahrensschema der Kohlehydrierung: 1. Mühle, 2. Trockner, 3. Anmischbehälter, 4. Vorheizer, 5. Reaktor, 6. Heißabscheider, 7. Kaltabscheider, 8. atmosphärische Destillation, 9. Vakuumdestillation, 10. Produkttanks, 11. Granulierung des Rückstandes, 12. Ölwäsche

Die Hydrierbilanz kann durch die pauschale Angabe



im Hinblick auf den theoretischen Wasserstoffbedarf und durch die Beziehung



für den praktischen Bedarf charakterisiert werden. Hierbei sind die energetischen Aufwendungen für den Wasserstoff sowie die Kompressionsenergie, um ihn auf Hydrierbedingungen zu bringen, noch nicht mit berücksichtigt. Abb. 6.1 zeigt das prinzipielle Verfahrensprinzip.

Getrocknete und gemahlene Kohle (Korngröße $< 0,4 \text{ mm}$) wird mit Kreislauföl etwa im Verhältnis 1/1 angemischt und mit Wasserstoff im Hydrierreaktor in einem katalytischen Prozess umgesetzt. Bei einem Druck von rund 200 bis 300 bar und einer Reaktionstemperatur von etwa 400 bis 500°C wird die Reaktion praktisch vollständig durchgeführt. Beim Hydrierprozess entstehen Benzin, Ölfractionen, Koks und Gase. Die Gase können zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt werden.

Wenn alle benötigten Prozessenergien aus Kohle gewonnen werden, liegt der Gesamteinsatz bei heutiger Verfahrenstechnik bei rund 3 t Kohle/1 t Benzin + Nebenprodukte, wobei der Gesamtwirkungsgrad (Gesamtheizwert aller nutzbaren Produkte/Heizwert der gesamten eingesetzten Kohle) zu etwa 50 bis 55% erwartet werden kann. Abb. 6.2 zeigt ein grobes Mengenschema sowie ein vereinfachtes Sankeydiagramm der konventionellen Kohlehydrierung (Stand der Technik, nur auf Kohle basierend).

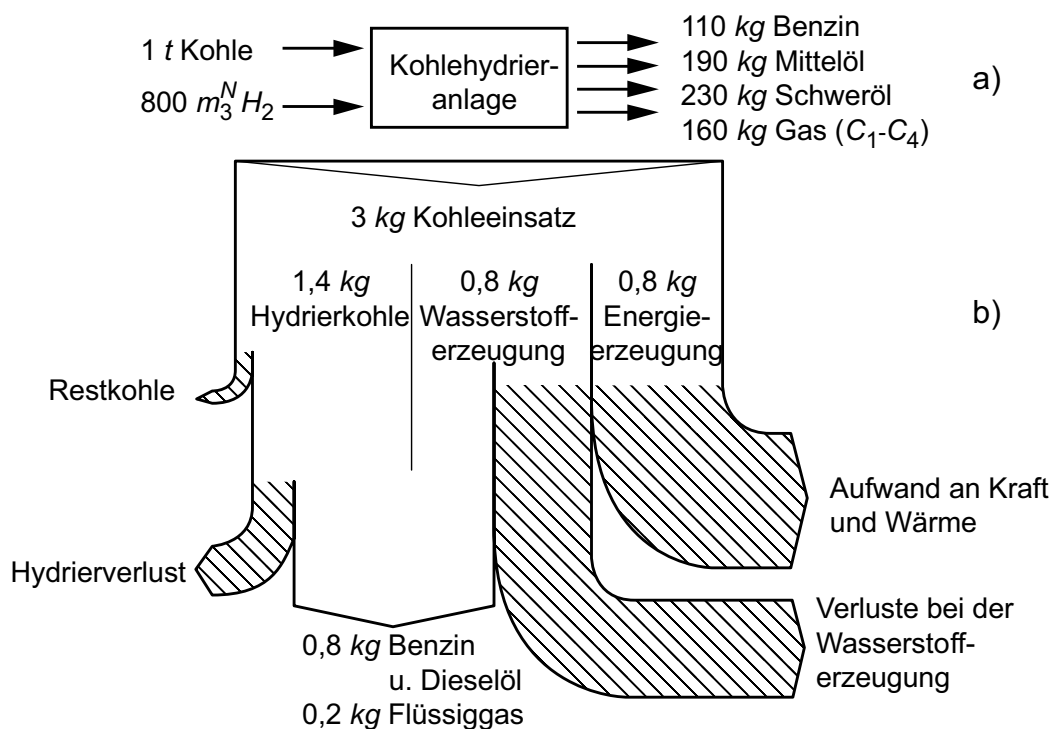


Abb. 6.2: Mengen – und Energiebilanz bei einem konventionellen Kohlehydrierprozess

a) annähernde Mengenbilanz des Hydrierprozesses

b) annähernde Energiebilanz des Gesamtverfahrens

Beim Einsatz von nuklearer Wärme kann diese sowohl für die Wasserstoffherzeugung, für die Wasserstoffkompression als auch für die Versorgung einer nachgeschalteten Hydrocrackanlage verwendet werden.

Der Wasserstoffbedarf des Gesamtverfahrens liegt dann insgesamt bei etwa $2000 \text{ m}^3 \text{H}_2/\text{t}$ Benzin. Reinigung und Konditionierung der Spaltgase sowie die Kompression des Wasserstoffs erfordern erhebliche Energieeinsätze.

Abb. 6.3 zeigt das Prinzipschema der Kombination von Verfahrensschritten und macht die Stellen deutlich, an denen nukleare Wärme in den Gesamtprozess einzukoppeln ist.

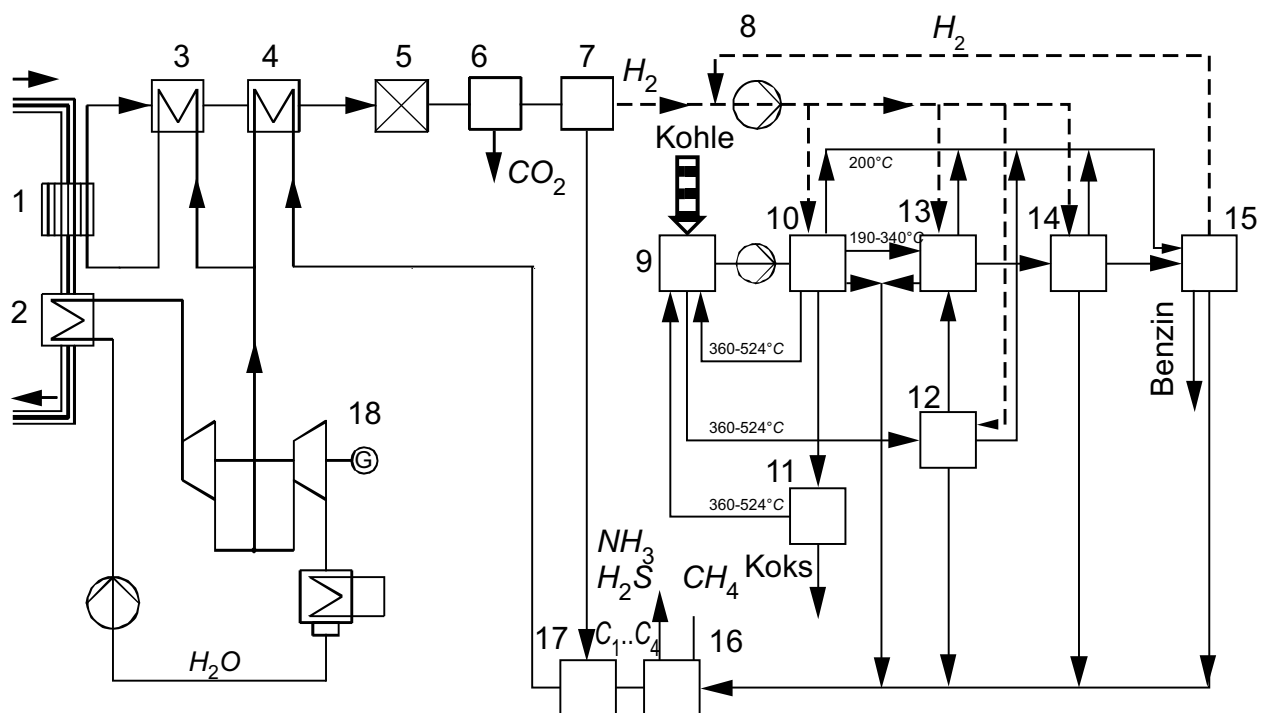


Abb. 6.3: Verfahrensschema zur Kohlehydrierung mit Einsatz von nuklearer Wärme: 1. Steam – Reformer, 2. Dampferzeuger, 3. Abhitzewärmeübertrager, 4. Methanvorwärmung, 5. Konvertierung, 6. CO_2 -Abscheidung, 7. Gas-trennung, 8. H_2 -Kompression, 9. Kohle/Öl – Anmischung, 10. Hydrier-reaktor, 11. Verkokungsstufe, 12. Hydrocrackstufe, 13. Hydrotreatstufe, 14. Hydrocrackstufe, 15. Reformieranlage, 16. Gastrennung, 17. Reich-gasreaktor, 18. Dampfturbinenanlage

Entsprechend Abb. 6.3 werden die als Nebenprodukte erzeugten Gase ($\text{C}_1 \dots \text{C}_4$) als feed für den Steam – Reforming – Prozess zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt, die Beheizung des Prozesses erfolgt aus dem Heliumkreislauf, wie in Kap. 4 schon erläutert wurde.

Alle benötigten weiteren Prozessenergien können einem modularen HTR entnommen werden und die Anlage kann insgesamt dampf- und stromautark ausgelegt werden.

In Abb. 6.4 ist ein Prinzipschaltbild wiedergegeben, welches die Kopplung zwischen den Verfahrensstufen und der nuklearen Wärmequelle verdeutlichen möge.

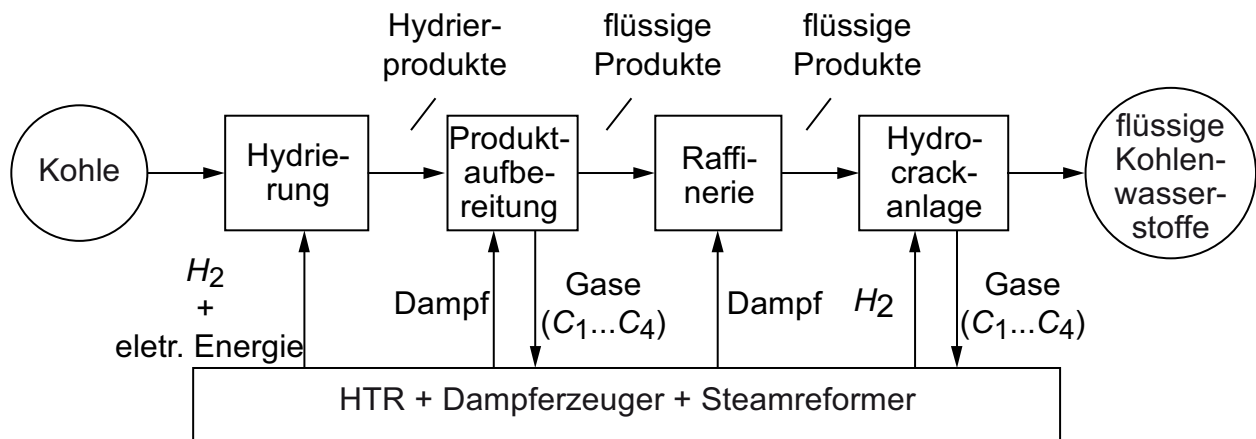


Abb. 6.4: Prinzipschema der Umwandlung von Kohle in Benzin mit Hilfe von nuklearer Wärme

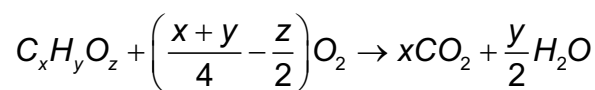
Ein Vergleich von konventionellen und nuklearen Verfahren der Kohlehydrierung liefert insgesamt folgendes Bild:

<u>Konv. Prozess:</u>	$3,0t \text{ Kohle} \rightarrow 1t \text{ Benzin} + 4t \text{ CO}_2$
<u>Nukl. Prozess:</u>	$1,5t \text{ Kohle} + 12MWh_{th} \rightarrow 1t \text{ Benzin} + 1t \text{ CO}_2$

Bei Einsatz von nuklearer Wärme werden demnach der Kohleeinsatz und die CO₂ – Emissionen deutlich reduziert. CO₂ entsteht beim nuklearen Verfahren nur als Abfallprodukt aus dem Spaltgas bei der Wasserstoffherstellung. Um auch dieses noch als Abfall zu vermeiden, könnte in einem nachgeschalteten Prozess aus CO₂ und H₂ Methanol hergestellt werden.

7 Methanolerzeugung aus Biomassen

Biomasse kann bekanntlich durch verschiedene inzwischen industriell verfügbare Prozesse in flüssige Kohlenwasserstoffe überführt werden [13,14]: Ein für die gesamte Energiewirtschaft interessanter Stoff könnte Methanol wegen seiner guten Speicherbareit und vielseitigen Verwendbarkeit werden. Die Ausbeute an flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Biomassen kann verdoppelt werden, wenn Methanol unter Einsatz von Biomasse erzeugt und nukleare Wärme zur Durchführung des gesamten Umwandlungsprozesses eingesetzt wird. Abb. 7.1 zeigt das Prinzipschema der gesamten Prozesskette. Biomasse wird verbrannt und liefert Nutzwärme und CO_2 .



Nach Reinigung wird das CO_2 in eine Methanolsynthese eingebracht. Wasserstoff wird mit Hilfe von Nuklearenergie in Elektrolyseverfahren oder evtl. zukünftig in thermochemischen Kreisprozessen hergestellt. In der Methanolsynthese gilt:

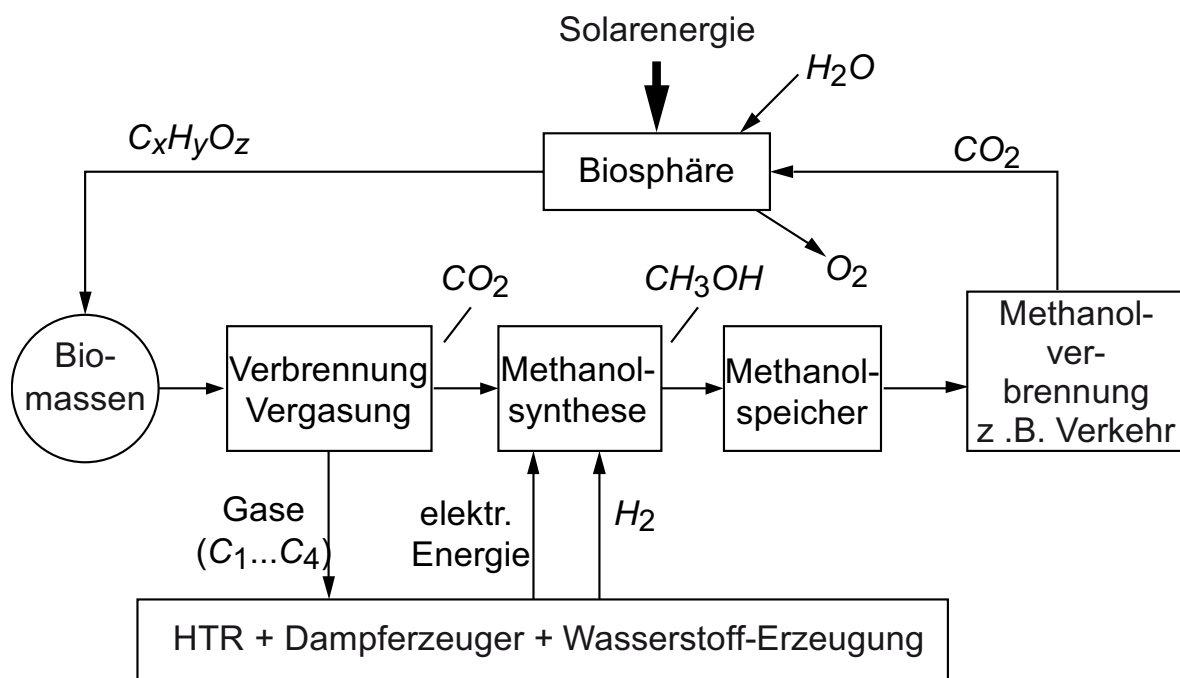
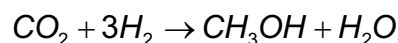


Abb. 7.1: Kreislaukschema mit der Erzeugung von Methanol aus Biomassen und Wasserstoff sowie der Nutzung des Methanols in der Energiewirtschaft

Wie zuvor schon erwähnt, ist dies ein wohlbekannter und weltweit in großem Umfang genutzter industrieller katalytischer Prozess, bei dem rund 2500 m^3 Synthesegas zur Reaktion gebracht werden, um 1 t Methanol zu erzeugen.

Das Methanol kann mit Hilfe bekannter Techniken gespeichert, transportiert und anschließend in praktisch allen Bereichen der Energiewirtschaft genutzt werden. Insbesondere in Verbrennungsmotoren hat sich Methanol als Treibstoff oder in Zumischung hervorragend bewährt. Der Wirkungsgrad und die Abgaswerte sind vergleichsweise gut.

Bei der Methanolverbrennung entsteht CO_2 und H_2O . Das CO_2 ergibt in der Biosphäre durch Hinzutreten von Wasser und unter Solareinstrahlung wiederum O_2 und Biomasse, womit der Kreislauf des Kohlenstoffs bzw. des CO_2 geschlossen ist.

Insgesamt kann so ein Energiesystem betrieben werden, welches ohne Netto – C – Verbrauch und CO_2 – Emission große Bereiche der Energiewirtschaft mit einem leicht zu handhabenden Brennstoff versorgen kann.

Bei konventionellen bzw. mit nuklearer Energie versorgten Prozessen gilt als Gesamtbilanz:

Konventioneller Prozess: $12 \text{ t Biomasse} \rightarrow 1 \text{ t flüssige KWstoffe} + 2,5 \text{ t CO}_2$

Nuklearer Prozess: $6 \text{ t Biomasse} + 12 \text{ MWh}_{th} \rightarrow 1 \text{ t flüssige KWstoffe}$

Alle Verfahrensschritte, die zuvor benannt wurden, sind bis auf die thermochemische Wasserstofferzeugung industriell erprobt und verfügbar.

Die Wasserstofferzeugung kann mit einem Wirkungsgrad von 80% erfolgen, sofern eine verbesserte Elektrolyse zum Einsatz kommt. Die Verbrennung von Biomasse mit CO_2 – Erzeugung ist Stand der Technik.

8 Überblick über technische Fragestellungen

Abb. 8.1 gibt einen Überblick über die Schaltungen des Primärkreises bzw. von Sekundärkreisläufen, die für die Einkopplung der nuklearen Wärme in die Prozesse notwendig sind.

In Abb. 8.1a ist die direkte Dampferzeugung dargestellt, während Abb. 8.1b die Einschaltung eines Dampfumformers wiedergibt. Hierdurch kann z. B. der Übertritt von Tritium in den Prozess vermieden werden und eine starke Entkopplung von Reaktor und Prozess erreicht werden.

Ähnliches gilt für die Schaltung eines Steam – Reformers in Abb. 8.1d. Um die vorher erläuterten Prozesse durchführen zu können, müssen folgende Anlagen zur Verfügung stehen bzw. es müssen wichtige Fragen der Kopplung zwischen Kernreaktor und den verfahrenstechnischen Prozessen gelöst sein:

- Modulare Hochtemperaturreaktoren mit Leistungen zwischen 200 und 400 MW_{th} müssen Helium mit maximalen Temperaturen von 900 bis 950°C zur Verfügung stellen. Für die Durchführung des Dampfflutprozesses und für die Versorgung von Raffinerien mit Dampf und elektrischer Energie sind modulare HTR mit Heliumtemperaturen von 700°C erforderlich. Die Reaktoren müssen für einen zukünftigen weltweiten Einsatz die Kriterien der Wirtschaftlichkeit, des Ausschlusses des Spaltproduktmissbrauchs und der inhärenten Sicherheit erfüllen.
- Dampfumformer zur Entkopplung von Reaktoranlagen und Dampftransportsystemen
- Zwischen – Kreislauf – Wärmeübertrager müssen heißes Helium oder heiße Gase auf der Sekundärseite mit 850 bis 900°C zur Verfügung stellen.
- Steam – Reformer mit Heliumbeheizung mit maximalen Prozesstemperaturen von 800°C sind für die Erzeugung von Wasserstoff notwendig.
- Spezifische Kopplungsfragen zwischen Kernreaktor und Prozesswärmanlage müssen gelöst werden: z. B. Tritiumpermeation in das Prozessgas, Verhalten von Prozessgasen in der Nähe von Reaktoren, Verhalten toxischer Stoffe.
- Neue zukünftige Sicherheitsanforderungen bei kerntechnischen Anlagen, so auch bei modularen HTR müssen im Hinblick auf einen weltweiten Einsatz für die genannten Prozesse erfüllt werden: Es dürfen keine bedeutsamen Radioaktivitätsfreisetzung selbst bei extremen Störereignissen auftreten.

- Hochtemperaturmaterialien müssen für einen Dauerhaften zuverlässigen Betrieb bei Wandtemperaturen bis zu 930°C He/He – Wärmeübertrager) bereitgestellt werden.

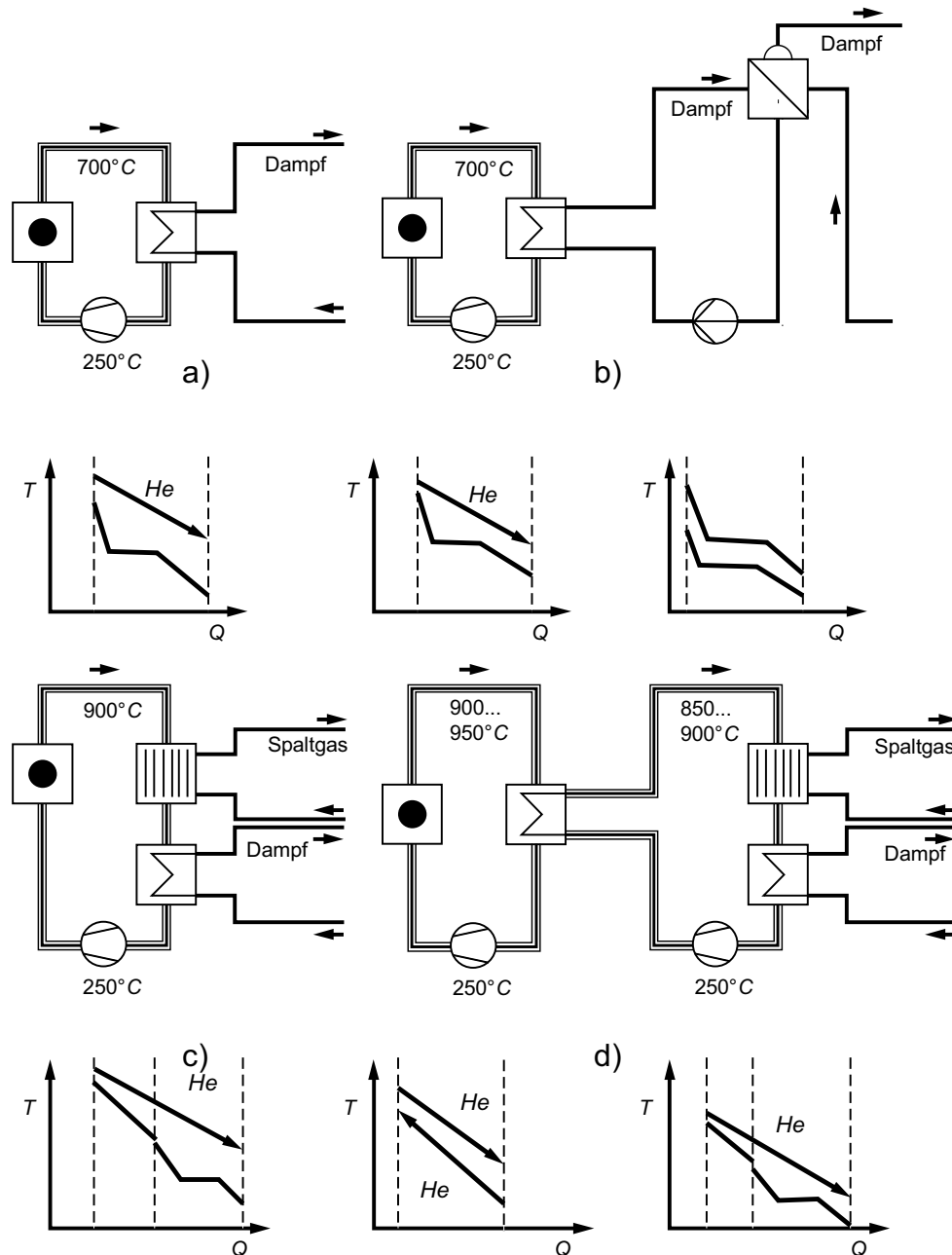


Abb. 8.1: Schaltungen zur Einkopplung von nuklearer Wärme in Prozesse zur Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen

a) Dampferzeuger

b) Dampferzeuger mit Dampfumformer

c) Röhrenspaltöfen und Dampferzeuger im Primärkreis

d) Helium/Helium-Zwischenkreislaufwärmeübertrager, Röhrenspaltöfen und Dampferzeuger im Sekundärkreislauf

9 Kernreaktoren für die Wärmebereitstellung

Die Bereitstellung von nuklearer Wärme auf hohem Temperaturniveau erfolgt mittels eines modularen HTRs (Abb. 9.1) [15, 16, 17]. Sinnvoll angepasst sind modulare Leistungen von 200 MW_{th} , die zur Wärmeabgabe an Zwischenkreisläufe oder direkt zur Wärmeabgabe, z. B. an den Steam – Reforming – Prozess eingesetzt werden. Auch die nukleare Wärmequelle für Dampfflutprozesse oder zur Bereitstellung von Dampf für Raffinerien weist die gleiche Gestaltung auf, lediglich die maximale Heliumtemperatur kann hier auf 700°C abgesenkt werden. Größere Leistungen können durch parallele Schaltung mehrerer Module bereitgestellt werden. Grundsätzlich kann auch ein HTR mit größerer Leistung bei Einhaltung des Konzeptes mit gleicher Sicherheit, d. h. Begrenzung der Störfalltemperatur auf Werte unter 1600°C , realisiert werden. In diesem Fall ist ein ringförmiges Reaktorcore mit einer Leistung von 400 MW_{th} realisierbar. Ob $2 \times 200\text{ MW}_{th}$ oder $1 \times 400\text{ MW}_{th}$ insgesamt günstiger im Hinblick auf die Erzeugungskosten sind, bleibt einer Optimierung vorbehalten.

Das Core bestehend aus kugelförmigen Brennelementen mit Coated – particle – Brennstoff (TRISO) wird von oben nach unten durchströmt und das Kühlgas Helium wird von $250\ldots 300^\circ\text{C}$ auf $700\ldots 950^\circ\text{C}$ je nach Anwendungsfall aufgeheizt. Die Beladung mit frischen Brennelementen erfolgt kontinuierlich im Betrieb, wodurch auch Überschussreaktivität zur Abbrandkompensation im Core vermieden wird. Dies ist ein sehr wichtiger Gesichtspunkt im Hinblick auf die Vermeidung extremer nuklearer Transienten bei Reaktivitätsstörfällen.

Die Abschaltung und Regelung des Reaktors erfolgt durch Abschaltelemente, die nur im Reflektor untergebracht sind. Das Core sowie die Coreeinbauten befinden sich in einem Reaktordruckbehälter, der basissicher gestaltet aus Schmiedestahl oder aus Stahlgussstrukturen, die von außen vorgespannt werden, besteht. In Abb. 9.1 ist eine vorgespannte berstsichere Konstruktion angedeutet. Eine oder zwei Koaxialleitungen transportieren das heiße Helium zu den angeschlossenen Wärmeübertragern. Der Reaktor ist in einer inneren Betonzelle angeordnet. Diese besitzt einen einfachen inneren Flächenkühler zur Aufnahme der Nachwärme. Wenn auch dieser Kühler ausfällt, dient der Beton als Wärmesenke.

Wesentlich für diese Art von modularen HTR – Anlagen ist es, dass auch nach vollständigem Verlust der aktiven Nachwärmeabfuhr und nach totalem Kühlmittelverlust die Nachwärme aus dem Reaktor allein durch Wärmeleitung, Wärmestrahlung und freie Konvektion von Luft abgeführt wird. Wegen der besonderen Eigenschaften der TRISO – Coated – particle werden die radioaktiven Stoffe praktisch vollständig in den Brennelementen zurückgehalten, solange die heißesten Brennelemente unterhalb einer Störfalltemperatur von 1600°C verbleiben. Dies ist ein wesentliches Auslegungsprinzip von inhärent sicheren modularen HTR.

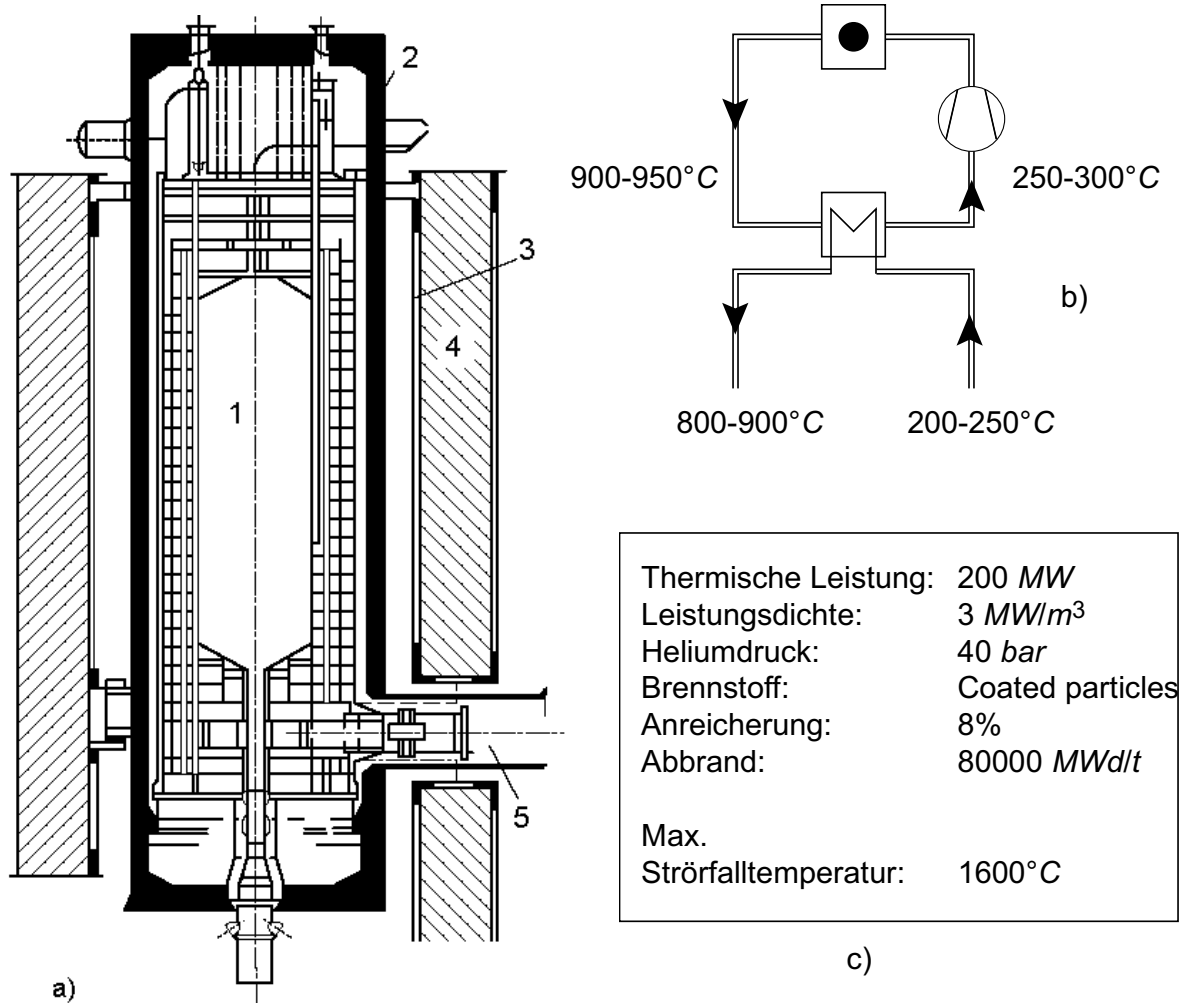


Abb. 9.1: Konzept eines modularen Hochtemperatur -- Prozesswärmereaktors

a) Schnitt durch den Reaktor: 1. Core, 2. Reaktordruckbehälter, 3. äußerer Flächenkühler, 4. Betonzelle, 5. Koaxialleitung

b) Schaltung des Primärkreises (hier speziell für die Zwischenkreislauf – Wärmeübertrager – Anwendung gezeigt)

c) wichtige Daten des Reaktors

Es kann gezeigt werden, dass diese Eigenschaft der selbsttätigen Nachwärmeabfuhr und Begrenzung der maximalen Brennstofftemperaturen auf Werte unter 1600°C auch noch erhalten bleibt, wenn z. B. durch einen terroristischen Angriff das gesamte Reaktorgebäude vollständig zerstört und der Reaktor vollständig mit Bauschutt überdeckt wäre (Abb. 9.2). Insgesamt folgt daraus, dass bei geeigneter Gestaltung der Anlage eine Zerstörung der Brennelemente und somit eine Freisetzung von Radioaktivität in die Umwelt ausgeschlossen werden kann.

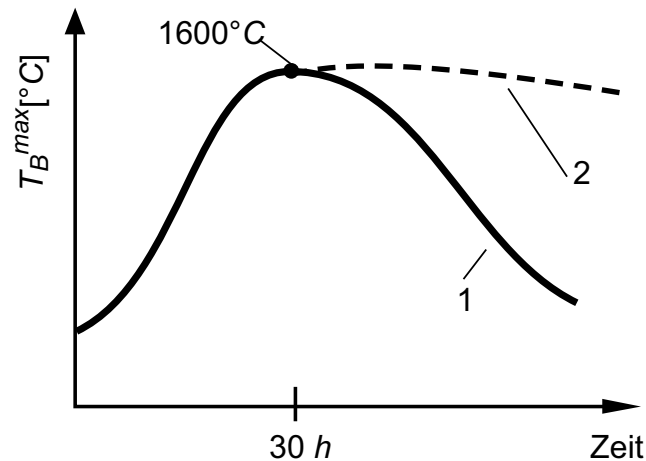


Abb. 9.2: Entwicklung der maximalen Brennstofftemperatur in einem modularen HTR nach Kühlmittelverlust und Ausfall jeglicher aktiver Kühlung (Zylindercore, thermische Leistung: 200 MW, 1) mit intakter innerer Betonzelle, 2) bauliche Strukturen (Reaktorgebäude, innere Betonzelle) zerstört

Die Zurückhaltung der Radioaktivität gelingt bei diesem Reaktorkonzept aufgrund der Partikelstruktur des Brennstoffs und der Reaktorauslegung. Abb. 9.3 zeigt Messkurven für die Freisetzung von Radioaktivität aus den Brennelementen. Insgesamt ergibt sich für schwere Störereignisse – Annahme eines vollständigen Ausfalls der Kernkühlung – für die Aktivitätsfreisetzung das in Abb. 9.4 gezeigte Bild. Als Isotop ist hier Cäsium 137 gewählt, welches aufgrund der denkbaren Langzeitkontamination von Böden eine besondere Bedeutung bei der Beurteilung der Folgen schwerer Störereignisse hat.

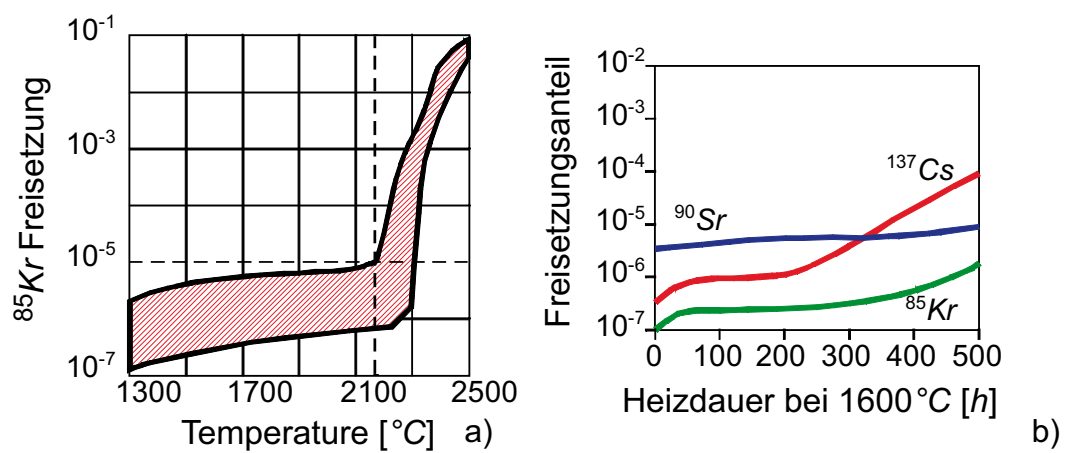


Abb. 9.3: Freisetzung von Spaltprodukten aus Brennelementen mit Triso-Coated-Partikeln in modularen HTR
 a) ^{85}Kr – Freisetzung abhängig von der Temperatur
 b) Freisetzungsteil von ^{137}Cs , ^{90}Sr , ^{85}Kr bei 1600 °C abhängig von der Zeit

Demnach gelingt es, ausgehend von einem Inventar von etwa $5 \cdot 10^5 \text{ Ci } ^{137}\text{Cs}$ in den Brennelementen, dafür zu sorgen, dass bei geeigneter Auslegung und Konstruktion des modularen HTR nur eine Menge $< 1 \text{ Ci}$ bei schweren Störfällen nach außen abgegeben wird.

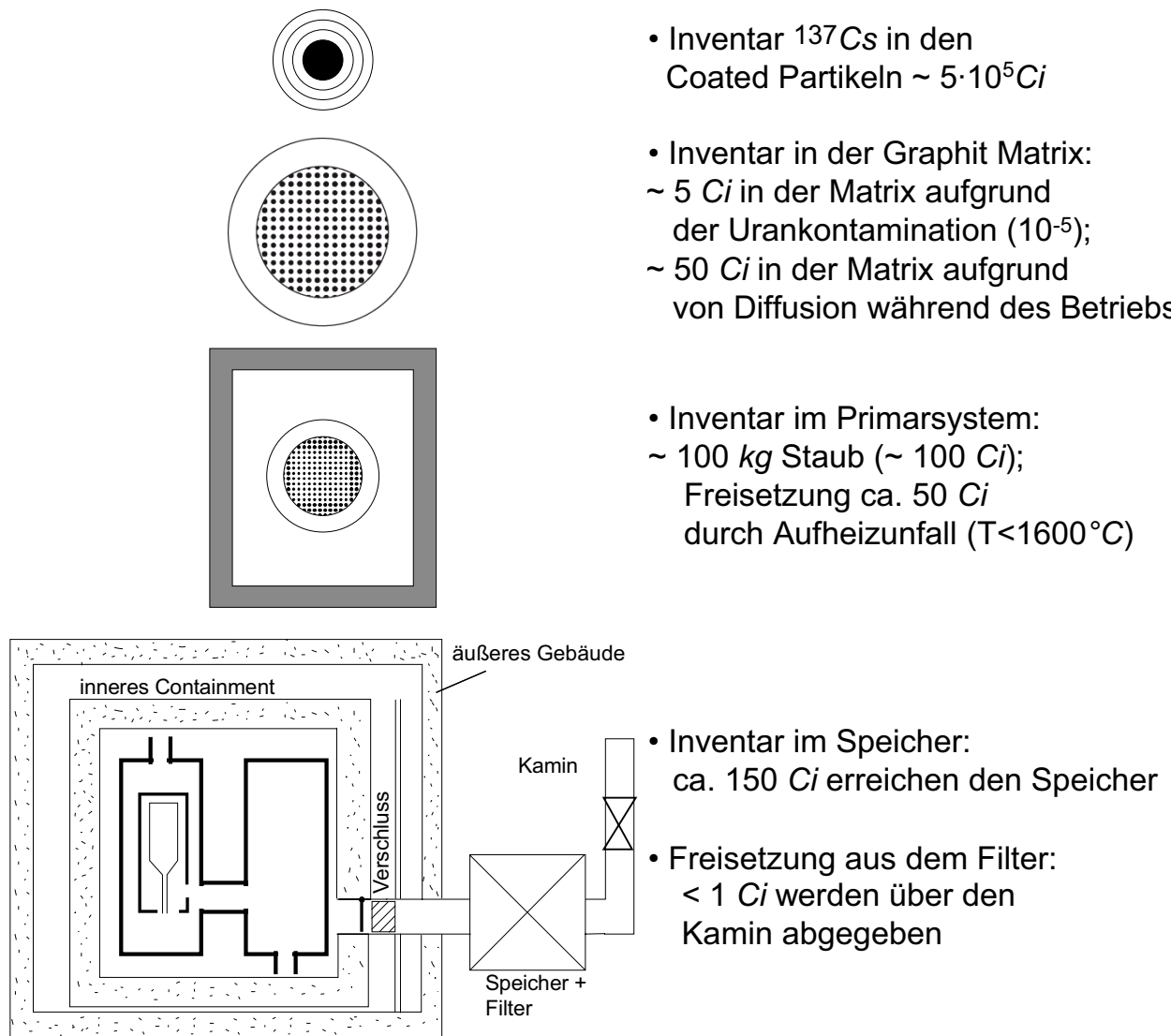


Abb. 9.4: Konzept der Rückhaltung von Radioaktivität in der Reaktoranlage (Beispiel ^{137}Cs ; $T_{1/2} = 30 \text{ a}$)

10 Hochtemperaturwärmeübertrager

Zur Wärmeversorgung der zuvor dargestellten Hochtemperaturprozesse muss nukleare Wärme aus dem Heliumkreislauf des Reaktors auf einem Temperaturniveau von maximal 950°C in den verfahrenstechnischen Prozess eingekoppelt werden. Hierzu sind Zwischenkreislauf – Wärmeübertrager und Steam – Reformer notwendig. Die Abb. 10.1 und Abb. 10.2 zeigen das Schaltungsschema und das Prinzip eines Zwischenkreislauf – Wärmeübertragers [18,19, 20].

Der Apparat weist helixförmig ausgeführte Heizflächen auf und wird primärseitig von unten nach oben durchströmt. Das heiße Sekundärhelium wird in einem zentralen Sammler gesammelt und aus der Komponente abgeführt. Das kalte Sekundärhelium wird in eine obere Sammelkammer eingeleitet und von hier aus auf die einzelnen helixförmigen Heizrohre verteilt. Die Heizrohre werden durch Tragsterne gehalten. Die maximalen Rohrwandtemperaturen liegen bei etwa 930°C, die maximalen Druckdifferenzen liegen im Normalbetrieb bei rund 2 bar, da auf beiden Seiten zweckmäßigerweise etwa gleicher Druck herrscht. Dadurch ist eine Auslegung auf 10^5 h Lebensdauer möglich.

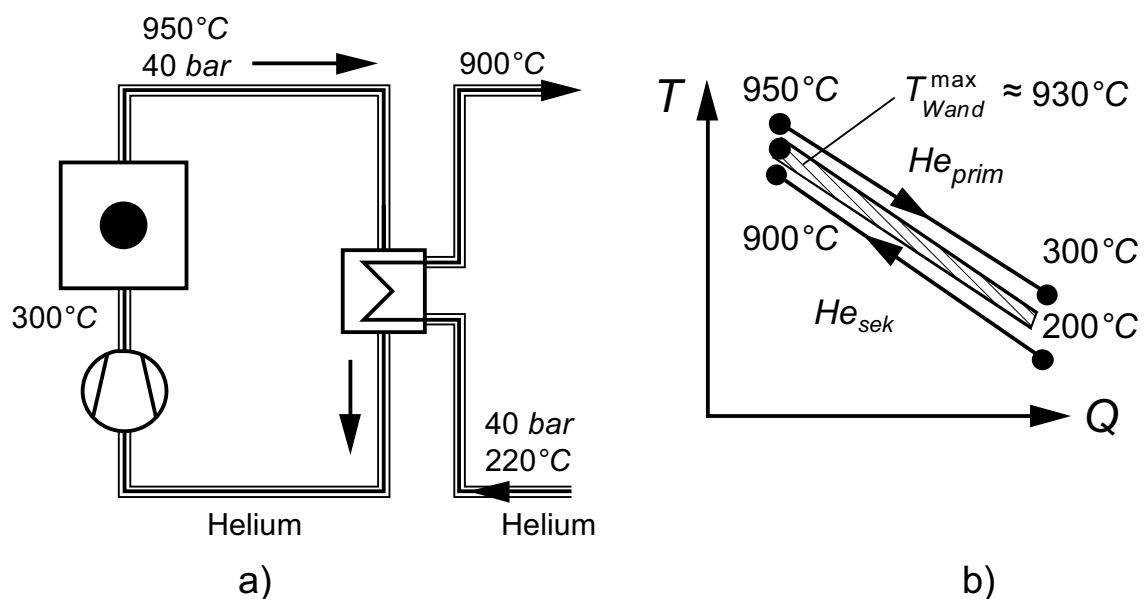
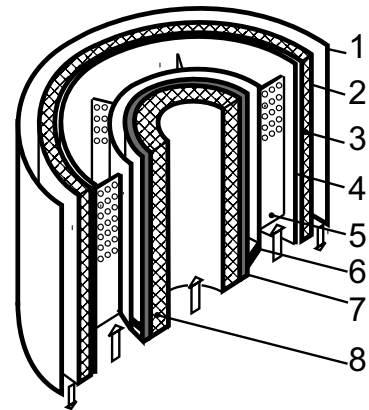
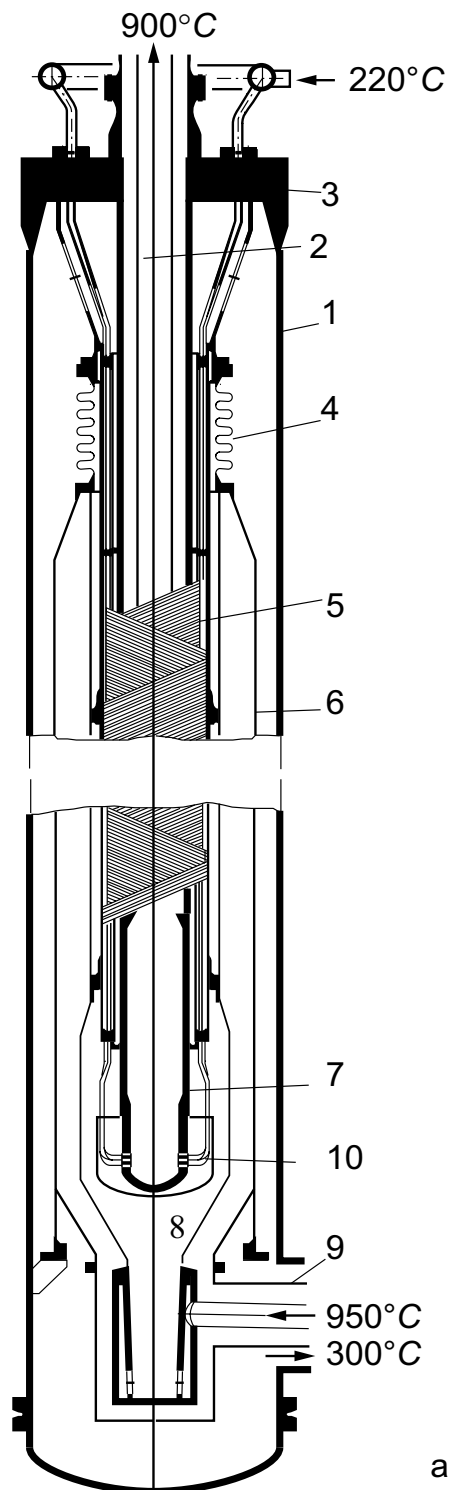


Abb. 10.1: Prinzip von He/He – Zwischenwärmeübertragern

a) Schaltung

b) T – Q – Diagramm

Die Dauertests für eine derartige Komponente mit einer Leistung von 10 MW haben gezeigt, dass eine zuverlässige Auslegung einer Komponente mit einer Leistung von 100 MW möglich sein wird. Der heiße Sammler wurde sogar für eine Leistung von 125 MW erfolgreich getestet.



Daten

Leistung:	100 MW
max. Heliumtemperatur:	950°C
max. Wandtemperatur:	930°C
max. Druckdifferenz:	2 bar
Wärmestromdichte:	25 kW/m ²
Heizfläche:	4000 m ²
Volum. Leistungsdichte:	1 MW/m ³
Bauhöhe:	15 m
Zahl der Loops pro Anlage:	2

c)

Abb. 10.2: Zwischenkreislaufwärmetauscher
 a) Wärmeübertrager mit helixförmigen Rohren (Vertikalschnitt)
 b) radialer Aufbau der Komponente
 c) wichtige Daten der Komponente

Beim Steam – Reforming – Process [21, 22, 23] von Methan zur Wasserstoffherzeugung wird diese Komponente entweder direkt in den Primärkreis oder in den Sekundärkreis eingeschaltet. Abb. 10.3 zeigt das Prinzip, Abb. 10.4 die Komponente.

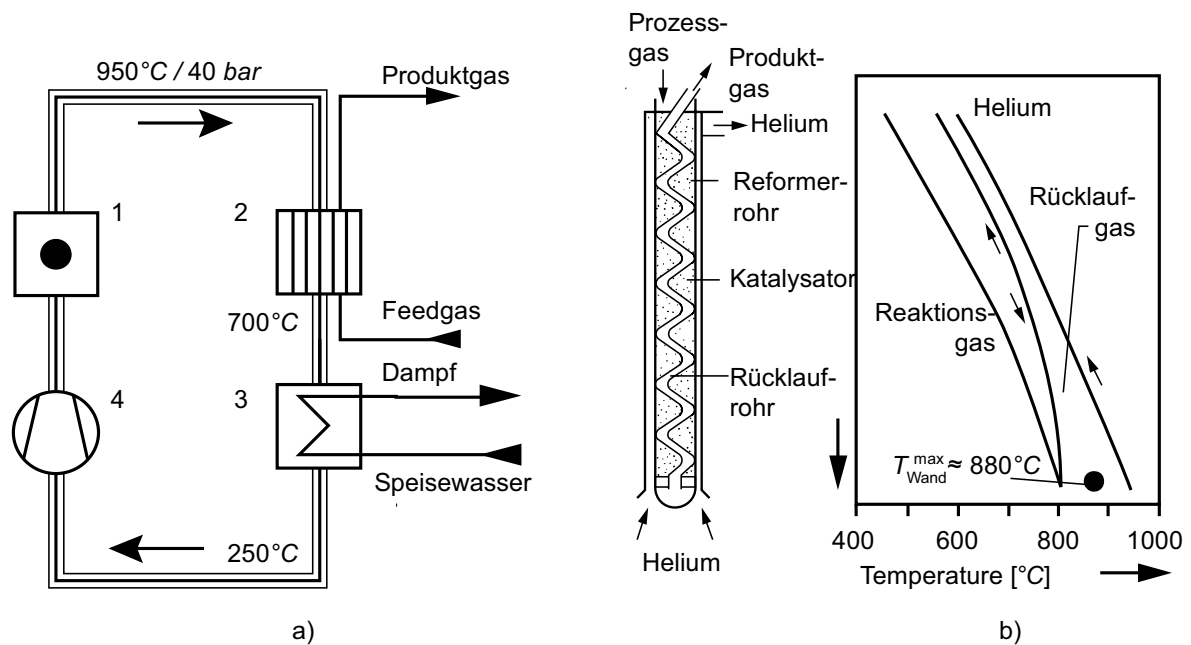


Abb. 10.3: Prinzip von heliumbeheizten Steam – Reformern (Beispiel: direkte Einschaltung in den Primärkreis)

- a) Schaltschema: 1. Reaktor, 2. Steam – Reformer, 3. Dampferzeuger, 4. Gebläse
b) T – Länge – Diagramm

Der Apparat besteht aus etwa 300 Spaltrohren, die mit einem Katalysator gefüllt sind und ein inneres Rückführrohr aufweisen. Diese Rohre sind in eine obere Tragplatte eingesetzt, sie besitzen jeweils ein Führungsrohr für das beheizende Helium. Das Temperaturintervall des Heliums zwischen 950°C und 600°C wird für den Spaltprozess genutzt, darunter wird das Temperaturintervall zwischen 600 und 250°C für die Dampferzeugung benötigt. Die Spaltrohre werden mit maximalen Wandtemperaturen von 880°C betrieben, die Druckdifferenz im Betrieb liegt bei 2 bar zwischen Primär- und Sekundärseite. Diese Komponente wurde mit einer Leistung von 10 MW im Dauerbetrieb erfolgreich getestet.

Die notwendigen Materialien sowohl für den Zwischenkreislauf – Wärmeübertrager als auch für den Steam – Reformer wurden in einem umfangreichen Programm untersucht und für die Einsatzbedingungen qualifiziert. Auch die Komponenten des Zwischenkreislaufs wie Heißgasleitungen, Absperrarmaturen und Gebläse wurden in mehreren

großen Versuchsanlagen in hinreichender Größe erprobt und stehen als erprobte Komponenten zur Verfügung.

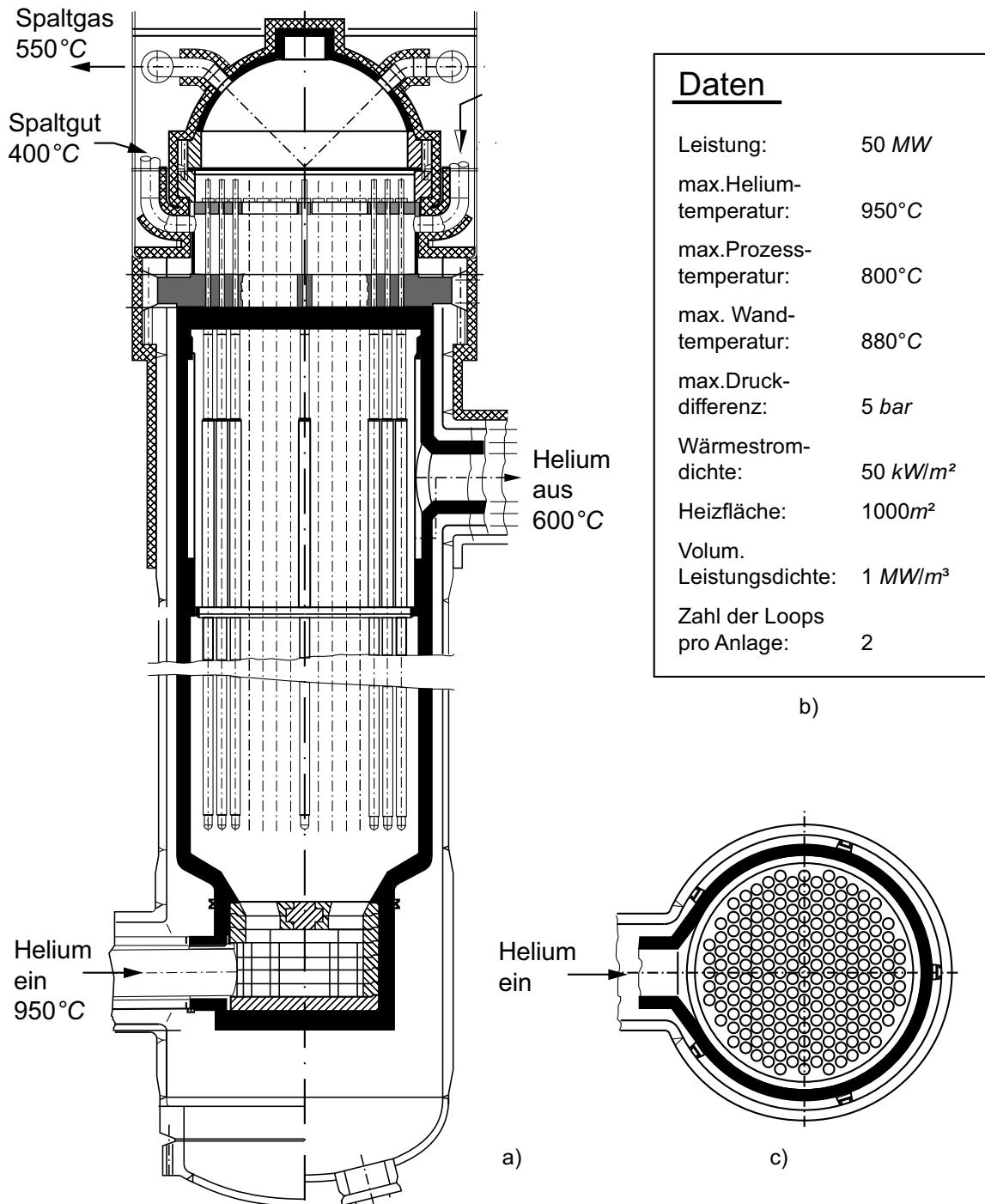


Abb. 10.4: Steam – Reformer zur Wasserstofferzeugung
 a) Konzept des Apparates (Vertikalschnitt)
 b) wichtige Daten der Komponente
 c) Schaltung (Horizontalschnitt)

11 Gesamtbeurteilung

Die hier beschriebenen Verfahren können in Zukunft wirtschaftlich konkurrenzfähige Produkte für den Weltmarkt für Treibstoffe liefern. Dieser Markt ist größer als der für elektrische Energie. Im Vergleich zu konventionellen Verfahren weisen die nuklearen Verfahren einige wesentliche Vorteile auf:

- Die Ausbeuten an leichten flüssigen Kohlenwasserstoffen werden bei allen Verfahren praktisch verdoppelt. Damit wird ein wesentlicher Beitrag zur Ressourcenschonung geleistet und die Reichweite der fossilen Rohstoffvorräte deutlich verlängert.
- Bei allen Verfahren wird der Ausstoß von CO_2 bei der Herstellung der Sekundär-energieträger deutlich verringert oder vermieden (Tab. 11.1). Die Pönalisierung der Verfahren durch CO_2 – Entsorgungskosten entfällt damit. Dies bedeutet zum einen deutliche Einsparungen bei den Kosten der Herstellung der flüssigen Kohlenwasserstoffe, zum anderen wird Deponieraum für die Endlagerung des CO_2 gespart.
- Bei einigen Verfahren, z. B. bei der Gewinnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus Ölsanden und Ölschiefen werden die Abraumprobleme deutlich vermindert, da die Menge an Abraum bezogen auf das erzeugte Produkt praktisch halbiert wird.
- Da die Ausbeute an leichten flüssigen Kohlenwasserstoffen etwa verdoppelt wird, werden auch Vorkommen, z. B. Ölfelder oder Ölsand- und Ölschieferlagerstätten mit geringern Mengen für eine hinreichend lange Nutzung interessant.
- Der Einsatz von nuklearer Wärme dient der Verringerung der Herstellungskosten für flüssige Kohlenwasserstoffe. Nukleare Wärme, dargeboten als fühlbare Wärme im sekundären Heliumkreislauf, kann heute bei modularen HTRs durch Kosten von rund 2 ct/kWh_{th} charakterisiert werden. Wärme aus der Verbrennung von Öl kostet bei heutigem Ölpreis (60 \$/Barrel) etwa 4 bis 5 ct/kWh_{th} . (Abb. 11.1). Eine ähnliche Verteuerung von Gas als Primärenergieträger zeichnet sich für Erdgas in der Welt ab (Abb. 11.2). Nach einer Phase der Kostensenkung in den letzten 10 Jahren entwickelt sich der Preis für Erdgas, oft gekoppelt an den Ölpreis, nach oben. Auch diese Entwicklung dürfte langfristig den Einsatz von nuklearer Energie in den hier diskutierten Prozessen begünstigen.
- Darüber hinaus sind die Kosten von nuklearer Wärme wegen der vergleichsweise sehr schwachen Abhängigkeit vom Uranpreis wesentlich weniger abhängig von Steigerungen des Energiepreises, als dies beim Öl zur Wärmeerzeugung der Fall ist.

Tab. 11.1: CO₂-Emissionen bei der Herstellung von flüssigen Kohlenwasserstoffen aus verschiedenen Rohstoffen nach konventionellen Verfahren

Rohstoff	Verfahren (konv.)	Menge an CO ₂ bei der Herstellung [t CO ₂ /t Benzin]
Öl in Schweröllagerstätte	Dampfpluten + Raff. + Hydrocrackanlagen	2,5
Ölsand/Ölschiefer	Retorten + Raff. + Hydrocrackanlagen	2,5
Erdgas	Steam – Reforming + Methanolsynthese	2
Kohle	Hydrier. + Raff. + Hydrocrackanlagen	4,0
Biomasse	Verbr. + H ₂ – Erz. + Methanolsynthese	3

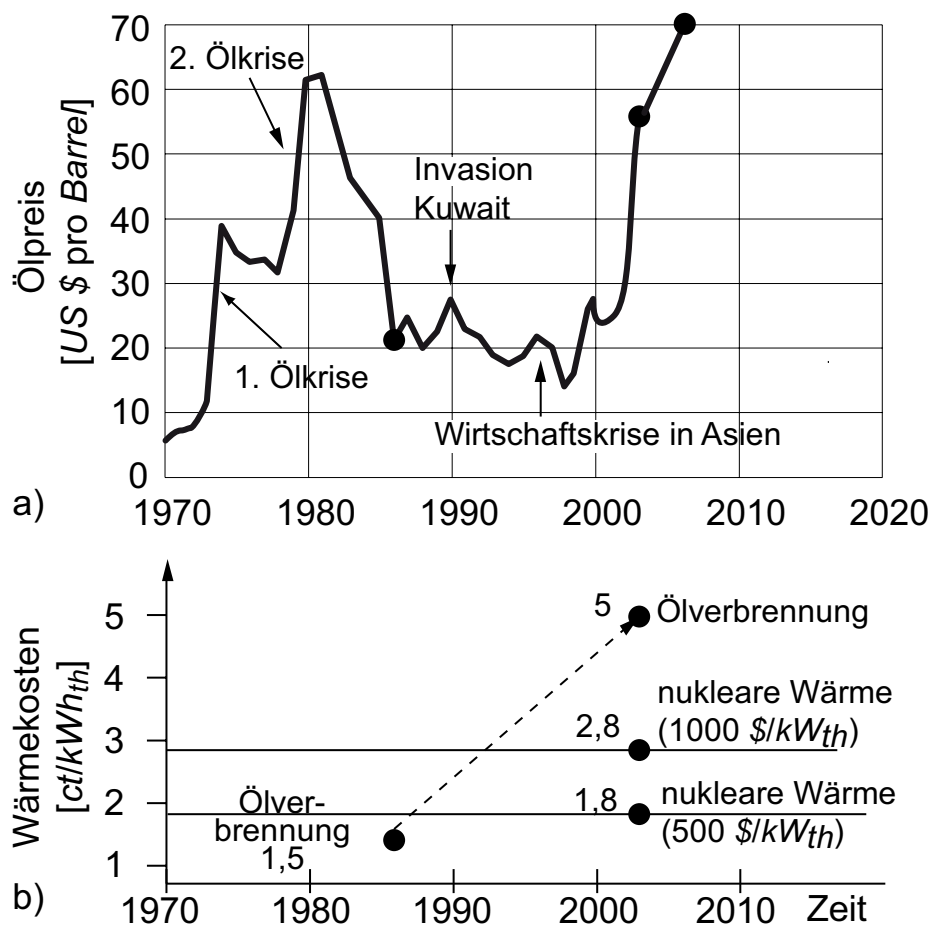


Abb. 11.1: Entwicklung des Ölpreises (a) und Relationen zwischen den Wärmekosten aus der Verbrennung von Öl bzw. der Wärme aus Kernreaktoren (b)

Die in Abb. 11.1b ausgewiesenen Wärmekosten bei der Verbrennung von Öl enthalten noch keine Aufwendungen im Zusammenhang mit der CO_2 – Emission bzw. deren Vermeidung.

In Zukunft, wenn es um die wirkliche physikalische Abtrennung und sichere Endlagerung von CO_2 geht, werden sicher CO_2 – Kosten von rund 50 €/t CO_2 hinzuzurechnen sein. Dies würde die konventionellen Verfahren der Erzeugung von flüssigen Kohlenwasserstoffen zusätzlich stark pönalisieren.

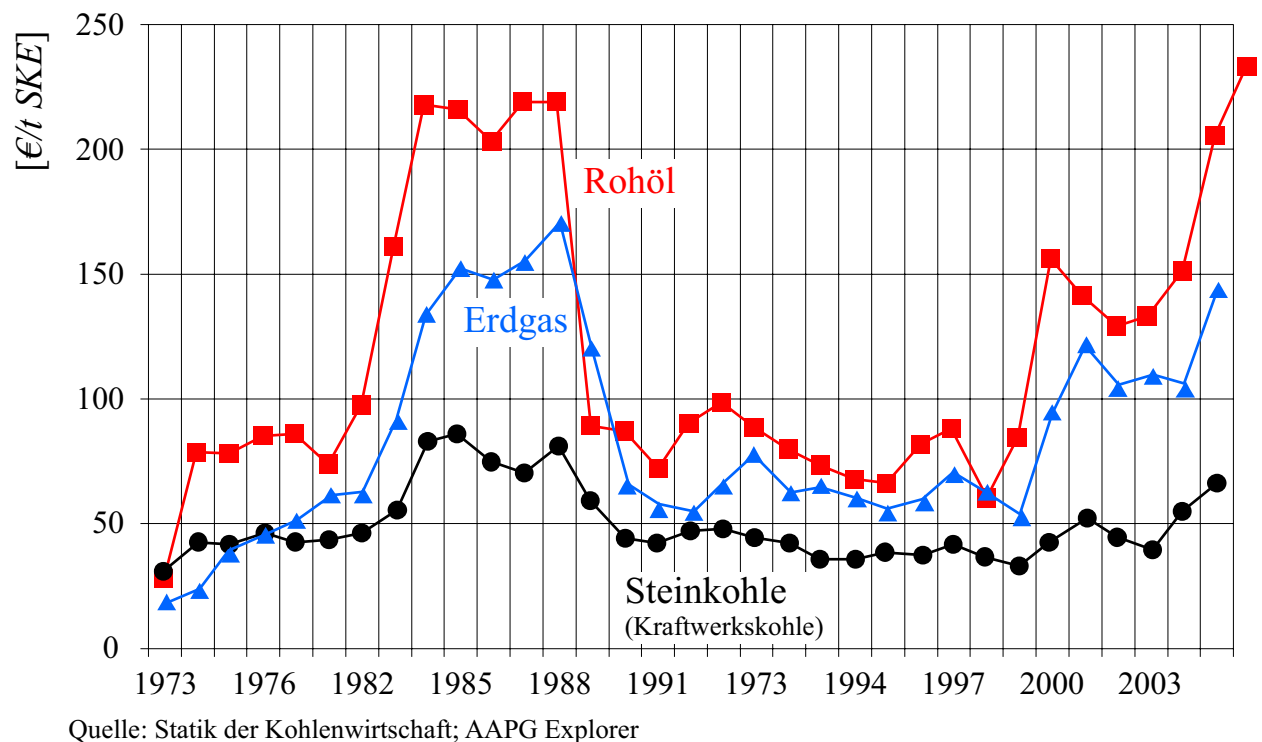


Abb. 11.2: Entwicklung der Preise verschiedener fossiler Energieträger in Abhängigkeit von der Zeit

12 Literatur

- [1] Energiewirtschaftliche Tagesfragen
55. Jahrgang, 2005, Spezial
Hauptaufgaben für eine kostengünstige und sichere Energieversorgung
- [2] T. Dreier, K. Wagner
Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft
BWK, Bd. 52, 2000, Nr. 12; Bd. 53, 2001, Nr. 6
- [3] S.M.F. Ali
Oil recovery by steam injection
Producers Publishing Company Co.
Bradford/Pa, 1970
- [4] EOR Thermal Processes
Fossil Energy report IV-1
Annex IV, USA-DOE, 1983
- [5] K. Kugeler, et al.
Steam reformers heated by helium from hith temperature reactors
Nuclear Engineering and Design, Vol. 34, 1975
- [6] J. Singh et al.
The nuclear heated steam reformer design and semitechnical operating
Experience,
Nuclear Engineering and Design, 78, 1984
- [7] K. Kugeler, R. Schulten
Hochtemperaturreaktortechnik
Springer Verlag, 1989
- [8] R. T. Pessine, R. Y. Hukai
Nuclear for shale extraction
IAE-Brazil, persönl. Mitt.

- [9] N. Sanei
Das Potential von Verfahren zur Gewinnung von Öl aus Ölschiefer und Ölsand.
Doktorvortrag RWTH Aachen, 2005
- [10] Projektstudie KFA Jülich/KWU/Erlangen/RBW Köln:
Entwicklung von Verfahren zur Nutzung von Ölschiefer mit nuklearer
Prozeßwärme und/oder nuklearem Prozeßdampf, 1979
- [11] H. G. Frank., A. Knop
Kohleveredelung-Chemie und Technologie
Springer Verlag, 1979
- [12] Ruhrkohle AG, Steag AG
Kohleöl, Studie für den Minister für Wirtschaft, Mittelstand und Verkehr d Landes
NRW, 1975
- [13] M. Kleemann, M. Meliß
Regenerative Energiequellen
Springer Verlag, 1988
- [14] BSE
Biomasse, 1983
- [15] Reutler, H., Lohnert, G.H.:
Der modulare HTR – ein neues Konzept für den Kugelhaufenreaktor
Atomwirtschaft, 27, Jan. 1982
- [16] Siemens/Interatom:
Hochtemperatur-Modul-Kraftwerksanlage, Sicherheitsbericht,
Bd. 1-3, Nov. 1988
- [17] Kugeler, K., Schulten, R.
Hochtemperaturreaktortechnik.
Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, New York 1989

- [18] Jansing, W., Breitling, H., Candeli, R., Teubner, H. :
KVK and Status of the high temperature component development.
IAEA-meeting, Okt. 1986
- [19] Maus, W. et al.:
The He/He heat exchanger – Design and semitechnical testing.
Nuclear Engineering and Design, 78, 1984
- [20] Nickel, H., Schubert, F., Schuster, H.:
Status and development of the German materials program for the HTGR
IAEA-meeting, Jülich, Okt. 1986
- [21] PNP-Prototyp Plant Nuclear Process Heat.
Referenzkonzept der Prototyp-Anlage Nukleare Prozeßwärme,
Gesamtanlage + Kraftwerk, Feb. 1981
- [22] HTR-Komponenten, Band 1 + 2. Stand der Entwicklungen auf dem Gebiet der
wärmeführenden und wärmetauschenden Komponenten.
Symp. Jan. 1984
Schriftenreihe: Energiepolitik in Nordrhein-Westfalen
- [23] Hesse, H. et al.:
Erprobung und Versuchsergebnisse des PNP-Teströhrenspaltofens
In der EVA II-Anlage,
Interatom-Bericht, Juni 1988

Forschungszentrum Jülich
in der Helmholtz-Gemeinschaft



Jül-4228
Oktober 2006
ISSN 0944-2952