



Bewertungsmodell für die Wertschöpfungstiefe der Erdölverarbeitung in der Mongolei

Von der Fakultät für Geowissenschaften, Geotechnik und Bergbau
der Technischen Universität Bergakademie Freiberg

genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur

(Dr.-Ing.)

vorgelegt

von Diplom-Kauffrau, Altantsetseg Dashdavaa
geboren am 17.08.1969 in Ulaanbaatar, Mongolei

Gutachter: Prof. Dr. Carsten Drebenstedt (TU Bergakademie Freiberg)
 Prof. Dr. Jan Bongaerts (TU Bergakademie Freiberg)

Stellungnahme: Dr.-Ing. Thomas Kuchling (TU Bergakademie Freiberg)
 Dr.-Ing. Rolf Gambert (EDL Anlagenbau GmbH, Leipzig)

Tag der Verleihung: 01.08.2013

Danksagung

Einen besonderen Dank möchte ich an meinen Doktorvater Prof. Dr. C. Drebenstedt richten, der mit viel Engagement und mit wertvollen Gesprächen für das Gelingen meiner Arbeit sorgte.

Herrn Prof. Dr. J. Bongaerts danke ich für seine Betreuung und Unterstützung ganz herzlich.

Mein Dank geht auch an Agentur für Erdöl der Mongolei, die durch die Förderung des Stipendiums meine wissenschaftliche Arbeit ermöglicht hat. Ich möchte mich bei dem früheren Abteilungsleiter dieser Organisation, L. Delgerdalai bedanken, der sich persönlich für die Ermöglichung meiner Arbeit eingesetzt hat.

Ein großer Dank gilt Dr. N. Hoth, der mich mit vielen Diskussionen und Anregungen durch die gesamte Arbeit begleitet und mich stets unterstützt hat. Seine konstruktive Kritik und Ratschläge gaben mir die nötige Begeisterung.

Ein besonderes Wort des Dankes möchte ich an Dr. T. Kuchling richten, der durch sein fachspezifisches Wissen und durch seine Beratung für das Gelingen der Arbeit sehr viel beitrug.

Herrn Dr. R. Gambert bin ich zu tiefst zu Dank verpflichtet. Seine umfassende Unterstützung und seine fruchtbaren Vorschläge waren mir wertvolle Hilfen. An dieser Stelle möchte ich mich auch bei Dr. T. Krumsdorf, T. Hunger und dem ehemaligen Praktikant F. Wunder bedanken. Sie waren mir stets Ansprechpartner und bereicherten mein Forschungsprojekt durch ihr technologisches Wissen und durch Zuarbeiten im Bereich der Raffinerie-Technologie.

Ein weiterer besonderer Dank gilt Dr. E. Dreppenstedt für sein sorgfältiges Korrekturlesen, wertvolle Empfehlungen und für die Bereitstellung seiner kostbaren Zeit.

Auch danke ich allen meinen Kollegen und Mitarbeitern des Instituts für Tagebau und Spezialtiefbau, insbesondere Dr. M. Vorona, R. Ritter, R. Eichler und A. Keller, die mich herzlich unterstützt haben.

Ein dickes Dankeschön gilt auch allen mongolischen Studenten in Freiberg. Namentlich danke ich B. Munkh-Erdene und B. Enkhtur ganz herzlich für ihre technische Unterstützung und ihr jederzeit bereites Entgegenkommen.

Mein Dank richtet sich auch an die Kollegen aus der Mongolei O. Enkhbayar und O. Munkhbat, Sie stellten mir für die Arbeit notwendige Daten zur Verfügung.

Bedanken möchte ich mich auch bei meinen Geschwistern und meinen Freunden, die mich immer aufbauten und für die erforderliche Abwechslung sorgten.

Ich danke meinem Mann und meinem Sohn, die mir während meiner wissenschaftlichen Arbeit den Rücken freigehalten und mich stets in meiner Arbeit bestärkt haben.

Und nicht zuletzt danke ich meinen allerliebsten Eltern, die in jeglicher Hinsicht den Grundstein für meinen Weg mit viel Liebe gelegt haben.

Inhaltverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
Anlagenverzeichnis	VIII
Abkürzungs- und Symbolverzeichnis	IX
Teil A: Einleitung und Grundlagen	1
A.1 Relevanz des Themas	1
A.1.1 Problemstellung	1
A.1.2 Abgeleitete Zielstellung und Struktur der Arbeit	4
A.2 Ausgangslage in der Mongolei.....	5
A.2.1 Kurzbeschreibung des Landes	6
A.2.1.1 Naturraum	6
A.2.1.2 Infrastruktur	7
A.2.2 Allgemeine Wirtschaftssituation und -struktur	8
A.2.2.1 Geschichtlicher Überblick von der Nomadenwirtschaft bis 1990	8
A.2.2.2 Wirtschaftlicher Transformationsprozess nach dem gesellschaftlichen Umbruch 1990	11
A.2.2.3 Kritische Betrachtung zum Wirtschaftswachstum.....	16
A.3 Rolle des Staates in der Wirtschaft	16
A.3.1 Theoretischer Hintergrund zur staatlichen Regulierung der Wirtschaft.....	16
A.3.2 Erfolgsbeispiele staatlich gelenkter Volkswirtschaften.....	18
A.3.3 Die Rolle des Staates bei Erdölaktivitäten	20
A.3.4 Wirtschaftspolitische Konzepte in der Erdölpolitik Norwegens	23
A.4 Die Entwicklung der Erdölwirtschaft in der Mongolei.....	26
A.4.1 Erdölgeologie der Mongolei.....	26
A.4.2 Einführung in die Geschichte der Erdölaktivitäten	27
A.4.3 Reaktivierung der Erdölexploration nach 1991	27
A.4.4 Derzeitige Reserven und Produktion.....	30
A.4.5 Existierende Projektvorschläge zur Erdölverarbeitung in der Mongolei	31
A.5 Wertschöpfung	32
A.5.1 Wertschöpfungsverhältnisse in der Erdölverarbeitung	33
A.5.2 Handlungen anderer Länder bei der Verwertung von Rohöl	35
Teil B: Mineralölverarbeitung in einer Raffinerie	38
B.1 Allgemeines zur Raffinerie.....	38
B.2 Raffinerietechniken der Rohölverarbeitung	41
B.2.1 Destillation.....	41
B.2.2 Veredelungsverfahren.....	42
B.2.2.1 Hydrotreating / Hydrofining	42
B.2.2.2 Reforming/Reformieren	43

B.2.2.3 Isomerisierung und Alkylierung	44
B.2.3 Konversionsverfahren	45
B.2.3.1 Thermisches Spaltverfahren / Thermisches Cracken	46
B.2.3.2 Katalytisches Cracken	47
B.2.3.3 Hydrocracken	48
B.3 Hilfs- und Nebenanlagen	50
B.4 Raffinerieprodukte	53
B.5 Hauptfaktoren zur Planung einer Erdölverarbeitungsindustrie	57
B.5.1 Eigenschaften des Rohöls	58
B.5.2 Wirtschaftliche Aspekte des Raffineriebetriebes	63
B.5.2.1 Abschätzung der Investitionskosten	64
B.5.2.2 Einflussfaktoren auf die Investitionskosten einer Raffinerie	66
B.5.2.3 Abschätzung der Gesamtproduktionskosten	69
B.5.2.4 Gewinnmarge im Raffineriebetrieb	74
B.5.2.5 Marktanalyse	75
B.5.3 Wahl des Raffinerie-Standortes	76
B.5.4 Transport von Rohöl und Mineralölprodukten	77
B.5.5 Umweltbelastungen der Raffinerien	81
B.5.6 Verfügbarkeit von Fachkräften	84
Teil C: Bewertung der für die Mongolei relevanten	
Erdölverarbeitungsindustrie.....	85
C.1 Charakteristik des mongolischen Erdöls	85
C.2 Analyse zum Bedarf an Mineralölprodukten in der Mongolei	93
C.2.1 Derzeitige Versorgung mit Mineralölprodukten	93
C.2.2 Bedarfsprognose für die Kraftstoffe	95
C.2.3 Geplante, staatlich initiierte Großprojekte	97
C.2.4 Anforderungen an Kraftstoffe in der Mongolei	100
C.3 Standortwahl	101
C.4 Transport von Rohöl	104
C.4.1 Rohöltransport mittels Pipeline	104
C.4.2 Pipeline-Kosten	105
C.4.3 Sicherheit des Pipelinetransports	106
Teil D: Für die Mongolei relevante Raffineriekonzepte	108
D.1 Aufgabenstellung	108
D.2 Inputdaten	108
D.2.1 Rohstoff	108
D.2.2 Verarbeitungskapazität	109
D.2.3 Produktspektrum	109
D.2.3.1 Hauptprodukte	109
D.2.3.2 Spezialprodukte	110

D.3 Raffineriekonzepte	112
D.3.1 Allgemeines zur Anlagenstruktur	112
D.3.2 Prozessteil – Standard für alle drei Varianten	112
D.3.3 Variante 1: Erzeugung der maximalen Menge Dieselkraftstoff.....	114
D.3.4 Variante 2: Erzeugung der maximalen Menge an Benzin.....	116
D.3.5 Variante 3: Minimaler Investitionsaufwand	118
D.4 Massenbilanzen und Nennkapazitäten der Raffinerie-Konzepte	119
D.5 Abschätzung der Investitionskosten.....	121
D.6 Cashflow	126
Teil E: Gesamtwirtschaftliches Bewertungsmodell	132
E.1 Auswahl geeigneter Bewertungsverfahren	132
E.2 Die Nutzwertanalyse.....	135
E.2.1 Beschreibung der Nutzwertanalyse.....	135
E.2.2 Der Ablauf der Nutzwertanalyse	136
E.3 Anwendung der Nutzwertanalyse für die Bewertung.....	138
E.3.1 Definieren von Bewertungskriterien.....	139
E.3.2 Bestimmung der Gewichtungsfaktoren.....	141
E.3.3 Bestimmung der Zielerreichungsfaktoren.....	143
E.3.4 Ermittlung der Nutzwerte der Alternativen	144
E.4 Sensibilitätsanalyse.....	146
E.4.1 Änderung des Gewichtungsfaktors	146
E.4.2 Änderung des Zielerreichungsfaktors	148
E.4.3 Aussage der Sensibilitätsanalyse	149
E.5 Zusammenfassung der gesamtwirtschaftlichen Bewertung.....	150
E.6 Kohleverflüssigung – Alternative zur Erölverarbeitung?.....	151
E.6.1 Kurzer Abriss zur Kohleverflüssigung	151
E.6.2 Massenbilanz für Kohleverflüssigung	153
E.6.3 Umwelteinfluss	154
E.6.4 Energieverluste	155
E.6.5 Prozessbedingung	155
E.6.6 Gegenüberstellung von Kohleverflüssigung und Erdölverarbeitung.....	156
Teil F: Zusammenfassende Schlussfolgerungen und weiterer Handlungsbedarf	158
F.1 Zusammenfassende Schlussfolgerungen	158
F.2 Weiterer Handlungsbedarf.....	163
Literaturverzeichnis.....	166
Anlagen	179

Abbildungsverzeichnis

Abbildung A.1.1: Anteil der verarbeitenden Industrie und Energieproduktion am BIP [120,149].....	2
Abbildung A.1.2: Der Anteil der Bergbauproduktion am BIP und Industrieprodukt.....	2
Abbildung A.1.3: Export- und Importstruktur nach dominierenden Produkten	3
Abbildung A.2.1: Inflationsraten 1991-1995	13
Abbildung A.2.2: Diagramm BIP und Wachstum [102].....	14
Abbildung A.2.3: Devisenreserve, Mongol Bank (Mio. USD) [118].....	15
Abbildung A.2.4: Export- und Importstruktur der Mongolei, 2009	15
Abbildung A.3.1: Rangliste der Ölgesellschaften nach Produktion [60].....	21
Abbildung A.4.1: Geologisches Entwicklungsschema der Mongolei [99].....	26
Abbildung A.4.2: Mesozoische Sedimentärbecken der Mongolei [2].....	28
Abbildung A.4.3: Konzessionsfelder für Erdölerkundung in der Mongolei [4]	29
Abbildung A.4.4: Ausgaben für die Erdölexploration in der Mongolei [7].....	30
Abbildung A.5.1: Wertschöpfungskette von Erdöl und Erdgas [181].....	33
Abbildung A.5.2: Beispiele für aus Rohöl gewonnene Produkte nach tieferen Verarbeitungsprozessen mit hoher Wertschöpfung [45]	35
Abbildung A.5.3: Raffinerien und ihre Standorte in Deutschland [113]	36
Abbildung B.1.1: Prinzipieller Aufbau einer Raffinerie [106]	38
Abbildung B.2.1: Reforming von Schwerbenzin [106]	43
Abbildung B.3.1: Grundriss einer Raffinerie [113]	51
Abbildung B.5.1: Siedeverhalten von Erdöl [106]	60
Abbildung C.1.1: Vergleich der mongolischen Erdöle mit anderen Rohölen [136].....	90
Abbildung C.1.2: Produktausbeuten und Eigenschaften unterschiedlicher Sorten von Rohölen [106]	92
Abbildung C.2.1: Verbrauchsstruktur der Mineralölprodukte in der Mongolei (2010) [3].....	93
Abbildung C.2.2: Tankstellenpreis für Benzin und Diesel (in MNT) [8].....	94
Abbildung C.2.3: Preisstruktur für Benzin und Diesel in MNT/l (Aug. 2012) [8].....	95
Abbildung C.2.4: Benzin- und Dieserverbrauch (in 1.000 t) [4]	96
Abbildung C.2.5: Lage der Tavan Tolgoi und Oyu Tolgoi Lagerstätten.....	98
Abbildung C.3.1: Direkte Entfernungen vom Tamsag-Ölfeld bis zu den potentiellen Standorten	102
Abbildung C.4.1: Investitions- und Kostenstruktur von Rohöl-Pipelines	106
Abbildung D.6.1: Verhalten des CFÜ bei der Änderung des Dieselpreises	130
Abbildung D.6.2: Verhalten des CFÜ bei der Änderung von Diesel- und Rohölpreis.	130

Abbildung D.6.3: Verhalten des CFÜ bei der Änderung von Investitionskosten.....	131
Abbildung E.4.1: Einfluss der GWF-Änderungen des Bewertungskriteriums „Wirtschaftliche Abhängigkeit“ auf das Gesamtergebnis	146
Abbildung E.4.2: Einfluss der GWF-Änderungen des Bewertungskriteriums „Versorgung der Mineralölprodukte“ auf das Gesamtergebnis.....	147
Abbildung E.4.3: Einfluss der GWF-Änderungen des Bewertungskriteriums „Wertschöpfung“ auf das Gesamtergebnis	148
Abbildung E.6.1: Kraftstofferzeugung durch katalytische Hochdruckhydrierung von Braunkohle [56]	152
Abbildung E.6.2: Schema der Kohleverflüssigung [187]	153

Tabellenverzeichnis

Tabelle A.2.1 Wirtschaftswachstum der Mongolei 1960-1990 [53].....	10
Tabelle A.4.1 Nachgewiesene Erdöl-Reserve der Mongolei (1. Quartal, 2012)	31
Tabelle A.4.2 Unternehmen und ihre Projekte zur Errichtung der Raffinerie [5]	32
Tabelle A.5.1 Anteile an der WS-Kette in der Mineralölwirtschaft in den USA [181]..	34
Tabelle B.2.1 Übersicht der Konversionsverfahren [106] mit Datengrundlage von [138], [111] und [113]	49
Tabelle B.4.1 Mischkomponenten für Ottokraftstoffe [48]	55
Tabelle B.5.1 Klassifizierung von Rohölen nach der Dichte der Schlüsselfraktionen ...	60
Tabelle B.5.2 Typische Werte von Rohöl verschiedener Regionen [163].....	62
Tabelle B.5.3 Nelson-Farrar Refinery Construction Cost Index (1940-2005) [72, 109]	65
Tabelle B.5.4 Investitionskosten für Raffinerien von unterschiedlicher Komplexität (in Mio. USD) [64]	67
Tabelle B.5.5 Typische Betriebskosten einer Raffinerie mit Konversionsanlagen [63].	70
Tabelle B.5.6 Typische Kosten für Energie- und Hilfsstoffe (in USD), 2005 [72].....	71
Tabelle B.5.7 Zusammensetzung des Preises für Superbenzin in Deutschland [114]	73
Tabelle B.5.8 Benzinpreisbildung in den USA, Jan. 2007 [181].....	74
Tabelle B.5.9 Qualitative Beurteilung unterschiedlicher Transportmittel für den Güterverkehr [27]	77
Tabelle B.5.10 Rohöl- und Mineralöltransporte durch verschiedenen Verkehrsträger in 2004 [123]	78
Tabelle B.5.11 Energiebedarf der Verkehrsträger für den transportierten tkm Mineralölprodukt [123]	79
Tabelle C.1.1 Eigenschaften der mongolischen Erdöle [93].....	86
Tabelle C.1.2 Zusammensetzung der Komponenten und Anteile an Schwerparaffinen und n-Alkanen im Erdöl und Rohöl [93].....	87
Tabelle C.1.3 Physikalische und chemische Charakteristiken der Schwerbenzinfraction aus der Primärdestillation [93].....	88
Tabelle C.1.4 Physikalische und chemische Eigenschaften der Dieselfraktion [93].....	89
Tabelle C.1.5 Rohölsorten und ihre Fördervolumen (*in 1.000 bbl/d) [160] mit Datengrundlage von <i>Energy Intelligence</i>	91
Tabelle C.1.6 Rohölsorten und ihre Haupteigenschaften [25] und [136]	92
Tabelle C.2.1 Anzahl der Kraftfahrzeuge [184].....	96
Tabelle C.2.2 Verbrauchsstruktur des Dieselmotorkraftstoffs nach Verwendungszwecken, 2012 [8]	97
Tabelle C.2.3 Geplante Bergbauprojekte	99

Tabelle D.3.1 Massenbilanz – Variante 1:	116
Tabelle D.3.2 Massenbilanz – Variante 2:	117
Tabelle D.3.3 Massenbilanz – Variante 3:	119
Tabelle D.4.1 Ausbeutestruktur der verschiedenen technologischen Varianten.....	119
Tabelle D.4.2 Nenn-Kapazität der Prozessanlagen.....	120
Tabelle D.5.1 Umrechnungsbeispiel	122
Tabelle D.5.2 Variante 1: Tiefe Verarbeitung durch Visbreaking und Hydrocracken .	123
Tabelle D.5.3 Variante 2: Tiefe Verarbeitung durch Visbreaking und FCC	124
Tabelle D.5.4 Variante 3: Tiefe Verarbeitung durch thermisches Cracken des schweren Gasöles	125
Tabelle D.6.1 Gesamterlös aus den Raffinerieprodukten	128
Tabelle D.6.2 Cashflow-Rechnung.....	129
Tabelle E.1.1 Vor- und Nachteile ausgewählter Bewertungsverfahren.....	134
Tabelle E.3.1 Gewichtung der Bewertungskriterien	142
Tabelle E.3.2 Bestimmung der Zielerreichungsfaktoren	143
Tabelle E.3.3 Ermittlung der Nutzwerte	145
Tabelle E.4.1 Gesamtnutzwerte durch Änderung der ZEF	149
Tabelle E.6.1 Gegenüberstellung von Kohleverflüssigung und Erdölverarbeitung	156

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: TOTAL-Raffinerie Mitteldeutschland Spergau [106].....	180
Anlage 2: Raffinerie Gilsenkirchen [106].....	181
Anlage 3: Atmosphärische Destillation - Prozessschema [106]	182
Anlage 4: Vakuum – Destillationsanlage [62].....	183
Anlage 5: Hydoraffination [113] und [106].....	184
Anlage 6: Katalytisches Reforming [62] und [106].....	185
Anlage 7: Hydrocracking-Anlage [106].....	186
Anlage 8: Tanklager.....	187
Anlage 9: Erhöhung der Oktanzahl von Otto-Kraftstoffen.....	188
Anlage 10: Capital cost summary, Scaling Exponents, and Complexity.....	189
Anlage 11: Komplexitätsindices der einzelnen Raffinerie-Prozesse	190
Anlage 12: Anteilsmäßige Kosten nach Anlagegruppen	191
Anlage 13: Baku-Tiflis-Ceyhan-Pipeline (BTC- oder Transkaukasische Pipeline) [45].....	192
Anlage 14: Analyse des Tamsag-Rohöls von der Universität Peking, 2008	193
Anlage 15: Ventech Crude Assay Test [157].....	194
Anlage 16: Anforderungen an Ottokraftstoffe (Deutschland)	195
Anlage 17: Anforderungen an Dieselmkraftstoffe (Deutschland)	196
Anlage 18: Auszug aus den Standards der Mongolei (MNS 217: 2006).....	197
Anlage 19: Auszug aus den Standards der Mongolei (MNS 216: 2006).....	199
Anlage 20: Neu geplante Eisenbahnstrecken in der Mongolei	201
Anlage 21: Gesamtbilanz des KHH von Braunkohle [56].....	202
Anlage 22: Verbrauch der Energie- und Hilfsstoffe für VBU und FCC [107].....	203
Anlage 23: Visbreaker (Shell Global Solutions International B.V.) [86].....	204
Anlage 24: Prozessschema, Hydrocracken [106].....	205
Anlage 25: Prozessschema, Fluid Catalytic Cracking [106].....	206
Anlage 26: Kostenabschätzung einiger Prozessanlagen	207

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

ACC	Annual Capital Charge
ADU	Atmospheric Distillation Unit
API	American Petroleum Institute (degrees API)
bbbl	barrel(s)
bbbl/d	barrels per day
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BPSD	Barrels per Stream Day
CAPEX	Capital Expenditure
CBM	Coal Bed Methane
CCR	Continuous Catalytic Reforming
CCS	CO ₂ -Abscheidung und Speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage)
CDU	Crude Distillation Unit
CFPP	Cold Filtration Plugging Point
CG	Coal Gasification
CHC	Catalytic Hydrocracking
CNPC	Chinesische National Petroleum Corporation
CRU	Catalytic Reformer Unit
CZ	Cetanzahl
DAE	Distillate Aromatic Extract
DHD	Diesel Hydro-Desulfurization
DHT	Diesel Hydrotreating
EIA	US Energy Information Administration
ETBE	Ethyl Tertiary Butyl Ether
FCC	Fluid Catalytic Cracking
gal	gallon
GOST	Gosstandart of Russia, Governor's Office of Science and Technology
Gte	gigatonne
GWhr	gigawatt-hour
H ₂	Wasserstoff
HAZOP	Hazard and Operability
HC	Hydrocracking-Anlage (Hydrocracker)
HD	Heavy Diesel
HDM	Hydro-Demetallization (Entmetallisierung)
HDN	Hydro-Denitrogenation (Entstickung)
HDO	Hydro-Deoxygenation
hPa	Hektopascal
HDS	Hydro-Desulfurization
HT	Hydrotreating
HVGO	Heavy Vacuum Gas Oil (Schweres Vakuum-Gasöl)
HYD	Hydrogenation (Hydrierung)
IBP	Initial Boiling Point
IEA	International Energy Agency
IFP	Institut Français du Pétrole
IOC	Intergrated Oil Companies
IRR	Internal rate of Return
ISBL	Inside Battery Limit
KHH	Katalytische Hochdruckhydrierung

kPa	kilopascal
kt/a	kilo tons per anno
kWh	kilowatt-Stunde
LCO	Light Cycle Oil
LD	Light Diesel
LHSV	Liquid Hourly Space Velocity
LPG	Liquefied Petroleum Gas
LVGO	Light Vacuum Gas Oil (Leichtes Vakuum-Gasöl)
MNT	Mongolian Togrog (Währung)
MON	Motor Octan Number
MR	Mongolian Railways
MTBE	Methyl Tertiary Butyl Ether
Mtpa	million tons per annum
MRVP	Mongolische Revolutionäre Volkspartei
MW	megawatt
NG	Natural Gas
NHI	Naphtha Hydro-Isomerization
NIC	Neft Import Concern
NOC	National Oil Companies
NOx	Nitrogen Oxides
NPV	Net Present Value
OGJ	Oil and Gas Journal
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OSBL	Outside Battery Limits
OZ	Oktanzahl
PAAG	Prognose, Auffinden der Ursache, Abschätzen der Auswirkungen, Gegenmaßnahmen
PAC	Polycyclic Aromatics
PAM	Petroleum Authority of Mongolia
PSC	Production Sharing Contract
psi	pound-force per square inch, Maßeinheit für den Drucks (1 psi ≈ 69 mbar)
RGW	Rat für gegenseitige Wirtschaftshilfe
ROI	Return on Investment
RON	Research Octan Number
RVP	Reid Vapor Pressure
scf	standard cubic feed
SCFB	Standard Cubic Feed per Barrel
SCFD	Standard Cubic Feed per Day (Gas Production)
TAN	Total Acid Number
TBP	True Boiling Point
TC	Thermal Cracking
TDAE	Treated Distillate Aromatic Extract
TDW	Tonnage Dead Weight
UB	Ulaanbaatar
UCO	Unconverted Oil
USD	US-Dollar
VAT	Value Added Tax
VB-GO	Visbreaker-Gasöl
VBU	Visbreaking Unit
VB-VGO	Visbreaker-Vakuum-Gasöl

VDU	Vacuum Distillation Unit
VOC	Volatile Organic Carbon
waf	wasser- und aschefreier Kohle
WHI	Wax Hydro-Isomerization

Teil A: Einleitung und Grundlagen

A.1 Relevanz des Themas

Es gibt bis heute noch keine nennenswerte inländische Veredelung (Wertschöpfung) von Mineralöl in der Mongolei. Der Bedarf an Mineralölprodukten wird ausschließlich durch Importe gedeckt. Die reibungslose Versorgung mit Mineralölprodukten, die Vermeidung der Importabhängigkeit und die Erhaltung eines stabilen Preisniveaus der Treibstoffe sind die drängenden Probleme des mongolischen Staates. Insbesondere Preisanstieg und die Preisschwankungen bei Kraftstoffen treibt die Inflation in die Höhe – mit negativen Folgen für die Entwicklung des Landes.

Die aktuelle Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen für Erdölaktivitäten in der Mongolei bietet allerdings die Möglichkeit, über den Aufbau einer eigenen Erdölverarbeitungsindustrie prognostisch nachzudenken.

A.1.1 Problemstellung

Mit der Auflösung des Staatssozialismus 1990 brach das bis dahin funktionierende Planwirtschaftssystem der Mongolei zusammen. Der enorme Reformbedarf zur Demokratie und Marktwirtschaft erforderte sowohl finanzielle Unterstützung, als auch westliche Expertise. Wie in den meisten anderen Transformationsländern war die Mongolei auf die Unterstützung westlicher Staaten und überregionaler Organisationen, wie Weltbank und den IWF angewiesen. Grundprinzipien der Strukturanpassungsprogramme dieser Organisationen führen aus, dass die Marktkräfte nach rascher Privatisierung der Staatsbetriebe und Preisliberalisierung bei gleichzeitiger Stabilisierungspolitik, einen Anstieg in der Produktion bzw. im Angebot von alleine (auch wenn leicht verzögert) herbeiführen werden [131].

Nach den ersten Jahren der gesellschaftlich-wirtschaftlichen Transformation von 1990 bis 1993 ist die Wirtschaft der Mongolei in eine tiefe Krise geraten. Das Wirtschaftswachstum sank ab 1990 um jährlich 9,2-9,5%; das BIP verlor 22,3% gegenüber 1989. Die Inflation stieg 1992 auf 325%; allein die Zinsen der Geschäftsbanken stiegen auf 360%. Die Industrie kollabierte, die Arbeitslosigkeit erreichte Rekordwerte [139].

Diese verheerende Krise bzw. diese wirtschaftliche Rezession hielt bis etwa 2000 an. Das Land zeigte dann seit 2003 positive wirtschaftliche Kennzahlen; wirtschaftliche

Stabilisierung und Wachstum kehrten zurück. Aber die wirtschaftlichen und sozialen Kosten für diesen Übergang (gesellschaftliche Disparität, Arbeitslosigkeit, Korruption und Armut) blieben enorm hoch.

Seit dem Übergang in das freie Marktwirtschaftssystem hat sich die Struktur des Industriesektors der Mongolei von einer dominanten, verarbeitenden Industrie zu einer nunmehr dominanten Rohstoffexport-Industrie gewandelt. Die Abbildung A.1.1 zeigt, dass der Anteil der verarbeitenden Industrie und Energieproduktion am BIP seit 1990 rapide zurückging und nach wie vor in der Entwicklung zurückbleibt. Der BIP-Anteil beträgt heute nur noch 6,6 % [120] (1985 waren es noch 36%) [53].



Abbildung A.1.1: Anteil der verarbeitenden Industrie und Energieproduktion am BIP [120,149]

Zwar erlebt die Mongolei seit Anfang 2000 ein wirtschaftliches Wachstum, aber die guten makroökonomischen Kennzahlen sind vor allem auf die hohen Marktpreise der mineralischen Rohstoffe zurückzuführen. Die Wirtschaft der Mongolei ist stark vom Rohstoffsektor abhängig. Die Anteile der Bergbauproduktion am BIP und Industrieprodukt erreichten im Jahr 2009 Werte von jeweils 34,6%, und 57,8% [120].

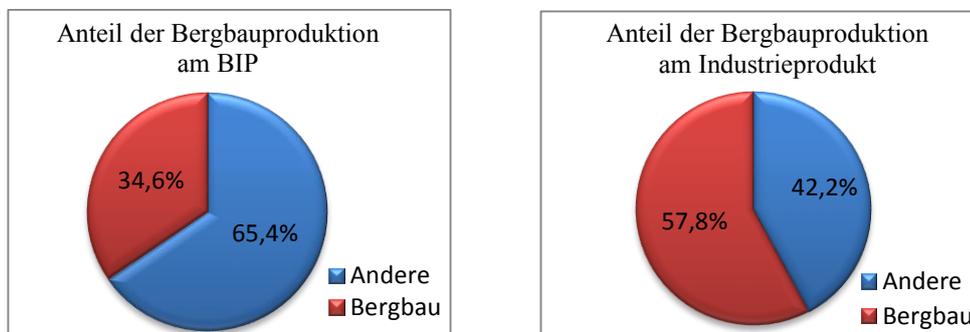


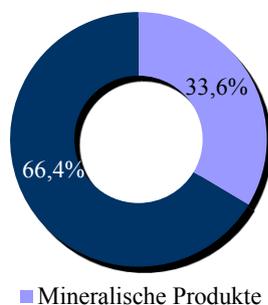
Abbildung A.1.2: Der Anteil der Bergbauproduktion am BIP und Industrieprodukt

Die Mongolei ist ein Land mit großem mineralischem Rohstoffpotential und gehört zu den rohstoffreichen Ländern der Welt. Durch Schaffung gesetzlicher Rahmenbedingungen für in- und ausländische Investitionen und zahlreiche Untersuchungen nach den 1990er Jahren zählt nun auch das Erdöl zu den neuen Exportprodukten.

Durch die rasante Urbanisierung vor allem um die Hauptstadt herum, und dementsprechend erhöhte Motorisierung seit Mitte der 1990er Jahren steigt die Nachfrage nach Mineralölprodukten des Landes ständig an. Die Hauptstadt Ulaanbaatar, die Ende 1970 etwa 400.000 Einwohner besaß, hat heute (2013) ca. 1,2 Mio. Einwohner [39]. Die Anzahl von Kraftfahrzeugen hat sich innerhalb von 10 Jahren (seit 1999) nahezu verdreifacht. [36]. Der permanente Verbrauchsanstieg an Mineralölprodukten in der Mongolei hängt auch mit den expandierenden Bergbauaktivitäten zusammen. Die Mongolei strebt für die Jahre 2011-2016 Bergbauinvestitionen von 10 bis 15 Mrd. USD an [180]. Das Kupfer-Gold-Projekt Oyu Tolgoi und das Kohle-Projekt Tavan Tolgoi werden in diesem Zeitraum starten, wodurch die Mongolei sich zu einem der großen Kupfer- und Kohleproduzenten der Welt entwickeln wird.

Der Import von Mineralölprodukten übt auf die Außenhandelsbilanz des Landes einen erheblichen Druck aus. Während die mineralischen Produkte am Export im Jahr 2009 den Hauptanteil von 66,4% ausmachten, betrug der Anteil der Kraft- und Schmierstoffe und petrochemischer Produkte am Gesamtimport jeweils 26,7%, und 9,1% (Abbildung A.1.3) [120].

Mineralische Produkte am Export



Mineralöl- und petrochemische Produkte am Import

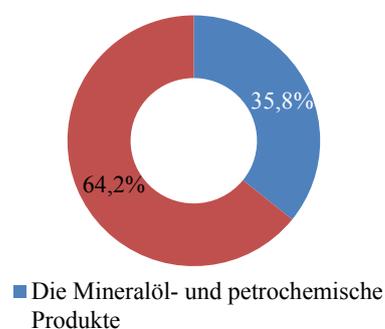


Abbildung A.1.3: Export- und Importstruktur nach dominierenden Produkten

Die aktuelle Entwicklung des Erdölsektors veranlasst die mongolische Regierung zu einer neuen Erdölpolitik, die in der „Grundkonzeption der Erdölpolitik bis 2015“ festgehalten ist [78].

„[...] die Exploration des Erdöls weiterhin zu intensivieren, die Fördermengen zu erhöhen, eine eigene Erdölverarbeitungsanlage zu bauen und den wachsenden Bedarf an Mineralölprodukten reibungslos sicherzustellen“.

A.1.2 Abgeleitete Zielstellung und Struktur der Arbeit

Abgeleitet aus der skizzierten Problemstellung ist das Ziel dieser Arbeit zu untersuchen, ob auf der Grundlage der existierenden Erdölreserven der Aufbau einer Erdölverarbeitungsindustrie in der Mongolei zielführend ist. Es soll daher herausgearbeitet werden, welche wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen hierfür erfüllt sein müssen. Falls diese Analyse den Aufbau einer solchen Industrie als möglich und sinnvoll einschätzt, ist weiterhin zu untersuchen, welche Auswirkungen eine solche Industrie auf die Gesamtwirtschaft haben würde.

Mit dem Teil A werden die Rahmenbedingungen der Arbeit dargestellt. Es wird ein kurzer Überblick über die derzeitige wirtschaftliche Situation der Mongolei und die Entwicklungen, die hierzu geführt haben, gegeben. In Bezug auf die sinnvolle Nutzung einheimischer Ressourcen wird sich dieser Teil kurz mit wirtschaftspolitischen Aspekten und mit der Rolle des Staates in der Wirtschaft auseinandersetzen. Hier wird analysiert, wie andere Staaten mit ihren eigenen Ressourcen umgehen, welche wirtschafts- und sozialpolitischen Konzepte werden zur Verwertung von Rohstoffvorkommen, insbesondere Erdöl, verfolgt werden, und nach welchen Gesichtspunkten die Rahmenbedingungen für Erdölpolitik gestaltet werden.

Als Rahmenbedingung wird ebenfalls der Entwicklungsstand der Erdölindustrie in der Mongolei dargestellt. Um die Verarbeitungsmöglichkeiten des Erdöls in der Mongolei zu diskutieren, wird als Beispiel auch die Wertschöpfungstiefe der Erdölverarbeitung in Deutschland kurz analysiert.

Die darauffolgenden Teile B, C und D dienen der Herausarbeitung der wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen für eine Erdölverarbeitungsindustrie in der Mongolei.

Im Teil B dieser Arbeit werden die Raffinerietechnologien in ihrer Gesamtheit dargestellt. Dabei werden die wesentlichen Verfahren der Rohölverarbeitung, dazu

erforderliche Techniken, sowie die zur Verarbeitung des Rohöls unmittelbar erforderlichen Hilfs- und Nebenanlagen untersucht. Die wichtigsten Faktoren für die Planung einer neuen erdölverarbeitenden Industrie für eine Volkswirtschaft werden hier ebenfalls erörtert. Dies umfasst die Charakterisierung der zu verarbeitenden Rohöle, Marktanalyse, Anforderungen an die Kraftstoffe, Fragen zur Auswahl des Raffinerie-Standorts, Transport von Rohöl und Mineralölprodukten, und, weitere wirtschaftliche Aspekte und Umweltaanforderungen.

Im Teil C wird für die Mongolei die Ausgangslage mit Bezug auf die Untersuchung einheimischer Rohöle, die Versorgung mit Mineralölprodukten und die Anforderungen an Kraftstoffe untersucht. Darüber hinaus werden Standort-Fragen und Transportmöglichkeiten diskutiert.

Im Teil D werden die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für eine heimische Erdölindustrie, basierend auf eigenem Rohöl, geprüft. Als Grundlage der Untersuchung werden unterschiedliche Varianten für eine grobe Anlagen-Konfiguration für eine Raffinerie zur Verarbeitung mongolischen Rohöls erarbeitet. Die unterschiedlichen Konzepte der möglichen Verarbeitungsanlagen entsprechend der Produktorientierung, sowie technologischer und wirtschaftlicher Anforderungen werden hier dargestellt. Zum Schluss dieses Teils werden die Konzepte anhand der Abschätzungen über die Massenbilanz und hinsichtlich des Investitionsaufwands und der Ertrags- und Finanzkraft in Zusammenhang mit der Rückflussdauer bewertet.

Im Teil E werden anhand eines ausgewählten gesamtwirtschaftlichen Verfahrens der Wirtschaftlichkeitsrechnung Relevanz der Veredelung einheimischer Ölressourcen für die Mongolei geprüft. Dabei wird untersucht, welche Option der Versorgung mit Mineralölprodukten für die Mongolei am sinnvollsten ist bzw. den größten Nutzen hat. Zum Schluss dieses Abschnitts wird sich kurz mit dem Kohleverflüssigungsverfahren kurz befasst und mit dem Erdölverarbeitungsverfahren gegenübergestellt.

A.2 Ausgangslage in der Mongolei

Die Mongolei ist eine parlamentarische Republik mit einem Mehrparteiensystem in Zentralasien. Das Ein-Kammer-Parlament wird Ikh Khural (Große Staatsversammlung) genannt.

Die Mongolei hat eine Fläche von 1,56 Mio. km² und 2,8 Mio. Einwohner (2009). Mit einer Bevölkerungsdichte von 1,8 Einwohnern pro Quadratkilometer ist sie das Land mit der geringsten Bevölkerungsdichte weltweit. Administrativ gliedert sich die Mongolei in 21 „Aimags“ (Provinzen); die Hauptstadt Ulaanbaatar bildet eine weitere, eigenständige Verwaltungseinheit. Jeder Aimag ist in eine Anzahl „Sum“ unterteilt, diese sind wiederum in „Bag“. Es existieren 331 Sum, die sich in 1568 Bag und Horoo gliedern.

Die Mongolei hat, nach langer Stagnation, seit 2003 ein jährliches durchschnittliches Wirtschaftswachstum von 8,6 %. Das pro Kopf Bruttoinlandsprodukt pro Kopf betrug 2011 rund 3.000 USD [121]. Der Alphabetisierungsgrad bei Erwachsenen liegt nach Angaben von NationMaster 99,1 % [176].

Etwa ein Drittel der Bevölkerung lebt als Nomaden, die ca. 50 Mio. Tiere (Mitte 2012) halten.

Die wichtigsten Exportgüter sind Kupfer- und Molybdänerzkonzentrate, Kohle, Flussspat, Eisenerz, Gold und Kaschmir-Wolle und Kaschmir-Produkte.

A.2.1 Kurzbeschreibung des Landes

A.2.1.1 Naturraum

Mit einer Ausdehnung von West nach Ost von 2.405 km sowie von Nord nach Süd mit 1.259 km gehört die Mongolei zu den großen Flächenstaaten der Erde. Knapp ein Viertel des Landes liegt zwischen 2.000 und 3.000 m über dem Meeresspiegel [173]. Die durchschnittliche Höhe des Landes liegt bei 1.580 m.

Etwa ein Drittel der Landessfläche wird von Hochgebirgen eingenommen. Im Westen der Mongolei erheben sich die Massive des Mongolischen Altai. Ihr Gipfel Huiten mit einer Höhe von 4.374 m ist der höchste Punkt des Landes. Im Gegensatz zur Westmongolei wird der Ostteil der Mongolei von ausgedehnten flachwelligen Rumpflplatten beherrscht [18]. Die Gobi-Region nimmt einen großen Teil der Süd-Mongolei ein. Es umfasst die Trans-Altai Gobi südlich des Gobi-Altai und den ausgedehnten Raum östlich des Gobi-Altai [161].

Der wasserreichste Fluss ist der Selenge, der 992 km lang ist. Der Orkhon ist demgegenüber mit seinen über 1.124 km der längste Fluss. Es existieren 16 Seen mit jeweils eine Fläche von mehr als 100 km² [161]. Uvs Nuur, der größte Salzwassersee

der Mongolei, hat eine Fläche von 3 350 km². Im Nordwesten befindet sich der bis zu 262 m tiefe Hovsgol-See. Er ist mit seiner 2.760 km² Fläche der größte Süßwassersee des Landes.

Nur zehn Prozent der Landesfläche sind bewaldet (vorwiegend in den Gebirgen des Nordens und Westens). Von Nord nach Süd werden unterschiedliche Landschaftszonen durchlaufen – Gebirgstaiga (4,1%), Gebirgswaldsteppe und Gebirgssteppe (27%), die Steppe (26,2%), Wüstensteppe (27,2%) und Wüste (15,5%) [77].

Klima

In der Mongolei herrscht ein extrem kontinentales Klima, bedingt durch die Ferne des Landes zu Meeren und die Barrierewirkung der Gebirge [161]. Die Luftfeuchtigkeit ist relativ gering. Die Winter sind lang, kalt und trocken, während die Sommer warm und regenreich sind. In den kältesten Wintermonaten Januar und Februar sinken die Temperaturen auf bis zu -35 °C (manchmal -40 °C). In der Wüste Gobi betragen die Temperaturen im Sommer leicht über 40 °C und der Jahresunterschied beträgt damit ca. 80 °C. Auch die Temperaturdifferenzen zwischen Nacht und Tag sind ungewöhnlich hoch und erreichen bis zu 32 °C.

A.2.1.2 Infrastruktur

Aufgrund des umfangreichen Territoriums, der geringen Bevölkerungsdichte und der stark ausgeprägten Nomadenkultur ist das Infrastrukturnetz der Mongolei nicht sehr gut ausgebaut. Die Mongolei hat weder einen direkten, noch einen indirekten Zugang zum Meer. Der nächste Hafen liegt etwa 1.000 km von der mongolischen Grenze entfernt in China. Es gibt einen internationalen Flughafen und 17 lokale.

Als Hauptverkehrsverbindung gilt die Transmongolische Eisenbahn mit einer Länge von 2.215 km, die die Hauptstadt Ulaanbaatar und weitere wichtige Zentren mit der Russischen Föderation und China verbindet [143]. Heute werden über 80% aller Güter und 30% der Personenbeförderung über die Transmongolische Eisenbahn erfolgt.

Das Straßennetz umfasst etwa 50.000 km [77] (2009) und besteht größtenteils aus Steppenpisten. Nur etwa 2.824 km sind asphaltiert [36]. Die mongolische Regierung realisiert seit 2001 ein Projekt („Millenium Road“), ein flächendeckendes Straßennetz zu bauen. Diesbezüglich wird eine 2.600 km lange Straße gebaut, die die Mongolei in Ost-West Richtung verbindet.

Es gibt in der Mongolei ein westliches, ein östliches und ein zentrales Hochspannungsnetz. Das größte Netz ist das der zentralen Zone. Es besteht aus einem 220 kV Leitungsnetz mit einer Länge von 1.044 km, 4.200 km Leitungsnetz mit 110 kV und über 4.000 km 35 kV Hochspannungsleitung [36]. Während im (zentralen) nordöstlichen Bereich Kohlekraftwerke vorherrschen, werden die Süd- und Westteile der Mongolei mittels Kleinkraftwerken auf Ölbasis gespeist [77].

300 Sumzentren von 19 Aimags sind mit dem zentralen Energieversorgungssystem verbunden. Über 30 Sumzentren werden aus regenerierbaren Energiequellen gespeist. Knapp die Hälfte der Nomadenfamilien wird mit Sonnen- und Windenergieanlagen versorgt. Seit 2008 sind alle Sumzentren und Siedlungen ins Internet verbunden [36].

A.2.2 Allgemeine Wirtschaftssituation und -struktur

Das Problem der gegenwärtigen Wirtschaft der Mongolei und ihrer Struktur wird erst verständlich vor dem Hintergrund ihrer Geschichte, ihres Aufbaus und ihrer Funktionsweise. Deshalb werden im folgenden Teil die bis 1990 existierende Wirtschaftsordnung und der Übergang von einer Zentralen Planwirtschaft zu einer Marktwirtschaft in der Mongolei seit 1990 dargestellt.

A.2.2.1 Geschichtlicher Überblick von der Nomadenwirtschaft bis 1990

In allen geschichtlichen Etappen des mongolischen Staates und seiner Völker war die Tierzucht jeweils das wichtigste Mittel zur Existenzsicherung und der wichtigste Wirtschaftszweig des Landes [57]. Die heutige Wirtschaft der Mongolei ist durch eine Koexistenz von Marktwirtschaft und Nomadenwirtschaft, die heute noch einen nicht unerheblichen Beitrag zur wirtschaftlichen Produktion und zur Beschäftigung leistet, geprägt [131].

Die chinesischen und russischen Handelsmonopole seit dem 18. und 19. Jh. haben in der Mongolei die Elemente einer urbanen Gesellschaft wie Absatzmärkte, kleine Handwerks- und Heimbetriebe vertieft, die jedoch die Dominanz der Subsistenzwirtschaft der Nomaden nicht beeinflusste [10].

Anfang des 20. Jh begannen Firmen aus Russland, Deutschland, Frankreich und Holland Handelsverträge mit der Mongolei abzuschließen. Die ausländischen Investoren fixierten sich hauptsächlich auf den Bergbau und führten eine groß angelegte Erschließung der Goldvorkommen durch. Bedeutendster Investor war die internationale

Aktiengesellschaft Mongolor, die zwischen 1901 und 1909 mehr als 10 t Gold gefördert haben soll [77].

Erkundungen von mineralischen Rohstoffen zur Erschließung eigener Lagerstätten begannen in der Mongolei 1924. Die damalige Regierung strebte den Industriebau und die Errichtung von Bergwerken an. Es entstanden in den 1930er Jahren die ersten Industrie- und genossenschaftlichen Handwerksbetriebe. Im Rahmen der Erkundungsaktivitäten wurden 1931 erste Vermutungen über das Vorhandensein von Erdöl in der Mongolei geäußert [2]. Die Fördermengen der Nalaikh Mine (45 km von Ulaanbaatar), seit 1915 der erste Braunkohletiefbau, wurden seit den 1930er Jahren stark erhöht [82]. Der Abbau dieser Lagerstätte ermöglichte die erste nationale Energieversorgung [43].

Die Spaltung in der Regierung hinsichtlich der weiteren Demokratisierung führte zur innenpolitischen Umgestaltung. Die Führer der Mongolischen Revolutionären Volkspartei (MRVP) haben zwischen 1929-1938 mit sowjetrussischer Unterstützung die bis dahin führenden und die besitzenden Gruppen, entweder liquidiert oder den Feudalherren ihre Titel, Standesrechte und Privilegien entzogen. Ausländisches Handelskapital wurde verdrängt [18]. Somit wurden Aktivitäten der ausländischen Bergbauunternehmen gestoppt.

Die ersten Kollektivierungsmaßnahmen der MRVP in den 1930er Jahren stießen auf heftigen Widerstand von Nomaden. Diese Maßnahmen sind zwar gescheitert, zerstörten zugleich jedoch den Viehzuchtsektor. Als Folge dieser Zwangsmaßnahmen wurden Tiere massenweise geschlachtet [131]; die Familien flüchteten mit ihren Herden in entfernte Gebiete wie z.B. in die Innere Mongolei. Der Viehbestand ging von 23,7 Mio. (1930) auf 16 Mio. (1932) zurück. Es wird geschätzt, dass in diesem Zeitraum 30.000 Viehzüchter mit ihrem Vieh flohen [38].

Die seit den 1940er Jahren neu gebildete Parteiführung lehnte sich stark an die UdSSR an und leitete die sozialistische Etappe der Entwicklung ein. Im Jahre 1947 wurde die Einführung der sozialistischen Planwirtschaft beschlossen. Das Hauptziel des ersten Fünfjahrplanes (1948/52) war eine eigene Industriebasis aufzubauen, dazu u.a. Infrastruktur, Energieversorgung und Rohstoffverarbeitung.

Ende der 1950er Jahre angelaufene Kollektivierung von Nomaden hat die traditionelle Nomadenwirtschaft grundlegend verändert. Die Tiere wurden verstaatlicht und in

landwirtschaftlichen Kollektiven konzentriert, die in das staatliche Planungssystem integriert waren. Der einfache Nomade erhielt dafür Geld vom Staat als Lohnzahlung, wobei die soziale Leistungen und Alterssicherung kostenlos vom Staat zur Verfügung gestellt wurden [131].

Im Jahre 1962 trat die Mongolische Volksrepublik (MVR) als erstes außereuropäisches Land dem RGW bei. Im Rahmen der “internationalen sozialistischen Arbeitsteilung” sollte sich die Mongolei auf die Produktion und Verarbeitung von Bodenschätzen und tierischen Rohstoffen für die RGW-Länder integrieren. So wurde das Ziel formuliert, die MRVR in allernächster Zukunft in einen Industrie–Agrarstaat mit einer rationellen Struktur des Bergbaus und der einheimische Rohstoffe verarbeitenden Leichtindustrie zu verwandeln. Zahlreiche junge Mongolen wurden in den Mitgliedsstaaten ausgebildet und haben ingenieur-technische und wissenschaftliche Qualifikationen erhalten.

Innerhalb von 2-3 Dekaden stieg die industrielle Produktion durch große kapitalintensive Betriebe im Bergbau und der verarbeitende Industrie von etwa 10% in den 1940er Jahre bis zu 36% in den 1980er Jahren [131]. Die mongolische Wirtschaft erreichte zwischen 1970 bis 1980 eine jährliche Wachstumsrate im Durchschnitt von 6% (s. Tabelle A.2.1).

Tabelle A.2.1 Wirtschaftswachstum der Mongolei 1960-1990 [53]

	Wachstum vom Bruttonationalprodukt, (%)	Durchschnittliches jährliches Wachstum, (%)
1960 bis 1970	30	2,7
1970 bis 1980	80	6,1
1980 bis 1990	65	5,1

Zwischen 1970-1990 wurden die wichtigsten industriellen Großanlagen, u.a. die Bergwerke “Erdenet”, “Mongolrostsvetmet” und “Berkh” sowie die Kohletagebaue “Scharyngol”, „Shivee Ovoo“ und “Baganuur” erschlossen. Der Aufbau von Kraftwerksnetzen, des Landwirtschaftssektors, der Baumaterial-, Leder-, Textil- und Nahrungsmittelindustrie kamen voran. Ebenso wurden zahlreiche Wohnhäuser, Bildungs- und Gesundheitseinrichtungen errichtet.

Die Inbetriebnahme des Kupfer-Molybdän-Aufbereitungskombinats “Erdenet” erfolgte 1978 durch ein sowjetisch-mongolisches Joint-Venture. Bereits 1986 kommen 16% der industriellen Produktion und 37% der Exporte aus dem “Erdenet” und einem anderen Gemeinschaftsunternehmen zur Gewinnung von Gold und Flussspat.

In der sozialistischen Planwirtschaft strebte der Staat nach Vollbeschäftigung. Es gab keine offene Arbeitslosigkeit, abgesehen von einer zweiprozentigen friktionellen Arbeitslosigkeit [131].

A.2.2.2 Wirtschaftlicher Transformationsprozess nach dem gesellschaftlichen Umbruch 1990

Die Übergangsperiode des wirtschaftlichen Umbruchs in der Mongolei kann zeitlich in drei Phasen aufgeteilt werden:

Erste Phase: 1990-1993 (Beginn von Reformen, die von einer gesamtwirtschaftlichen Rezession gefolgt wurden)

Zweite Phase: 1993-2003 (Krise der Banken- und Industriesektoren, zugleich erfolgreiche staatliche Interventionen und Umstrukturierungen)

Dritte Phase: nach 2003 (wirtschaftliche Stabilisierung mit Wachstum) [36].

Der Wandel in den 1990er Jahre vom sozialistischen System in eine Demokratie und Marktwirtschaft hat die Wirtschaft der Mongolei zunächst hart getroffen. Die Unterstützung der Sowjetunion und der Handel mit den RGW-Ländern, der am Ende der Planwirtschaft 95% des Außenhandels ausmachte, brachen zusammen.

Die Mongolei verfolgte einen Reformweg nach dem Strukturanpassungsprogramm von IWF und Weltbank. Es wurde als Maßnahmenpaket („Schocktherapie“) mit einigen Änderungen der Regierung der Mongolei unterbreitet. Die zu lösenden Aufgabenfelder der Reformen waren: Privatisierung des Staatseigentums, Liberalisierung des Preissystems und der Wechselkurse, sowie Schaffung eines neuen zweistufigen Bankensystems.

Die mit diesen Maßnahmen verbundenen Umstellungsprozesse führten allerdings zu enormen wirtschaftlichen Problemen. Die in der Zeit der Planwirtschaft aufgebaute Industrie kollabierte. Das Volkseinkommen schrumpfte von 1991-93 um 20%, die Exporte fielen um die Hälfte, die Investitionen um 70% [166]. Die Wirtschaftskrise hielt bis Ende 1990er Jahre an.

Privatisierung von Staatseigentum

Die Privatisierung ist die Veräußerung und Umwandlung öffentlichen Vermögens in Privateigentum. Privatisierung basiert auf der (wirtschaftsliberalen) Überzeugung, dass

der Anteil des öffentlichen Sektors zugunsten der privaten Wirtschaft zurückgedrängt werden müsse [156]. Sie war der zentrale Baustein des Transformationsprogramms.

Mit dem Inkrafttreten des „Gesetzes über die Privatisierung des staatlichen Eigentums“ am 31.05.1991 fing die Voucher-Privatisierung in der Mongolei an. In der ersten, sog. „kleinen Privatisierung“ gingen kleine Handels- und Dienstleistungsgeschäfte sowie Handwerksbetriebe durch kostenlose Kuponverteilung an alle Bürger in private Hände (3.750 Einheiten). Der Kapitalstock und Viehbestand der landwirtschaftlichen Kollektive wurden an deren Mitglieder und die Viehzüchter verteilt.

Im Rahmen der 1992 begonnenen „großen Privatisierung“ wurden Hunderte von staatlichen Unternehmen in der Industrie, im Großhandel und dem Bau- und Transportwesen in Aktiengesellschaften umgewandelt und via Auktion verkauft [20]. Diese Privatisierung hatte für breite Bevölkerungsschichten scheinbar nur eine unwesentliche Bedeutung. Sie führte jedoch dazu, dass die Aktien der großen Staatsunternehmen sich in den Händen einer Minderheit des Volkes konzentrierten [36] und hat die großen sozioökonomischen Strukturen für die zukünftige wirtschaftliche Entwicklung und die Einkommensverteilung festgelegt [131].

Unter der in kürzester Zeit realisierten Massenprivatisierung (mangelhafte Umsetzung) brach die Industrie der Mongolei praktisch zusammen. Viele Tausend Menschen wurden arbeitslos und zahlreiche Industriebetriebe wurden stillgelegt oder sind noch heute im Ruinenzustand [36]. Dennoch wurde kein erwähnenswerter Wettbewerb und keine effiziente Allokation unter den privatisierten Unternehmen erreicht; erhebliche soziale Ungleichgewichte waren die Folge [58].

Freigabe der Preise und Liberalisierung des Wechselkursregimes

Eine der zentralen Aufgaben der Transformation in die Marktwirtschaft war die Liberalisierung der Preise und des Wechselkurses. Mit dem Dekret Nr. 20. von 1991 wurde der Geldmaßstab der Währung geändert. Löhne und Gehälter, Stipendien, alle Arten von sozialen Leistungen, sowie Einzelhandels- und Dienstleistungspreise wurden verdoppelt und die Stromtarife um mehr als 90% erhöht. Im März 1992 wurden weitere Einzel- und Großhandelspreise freigegeben und Energie- und Transporttarife um 40 bis 300% erhöht.

Die Liberalisierung der Preise löste einen explosionsartigen Preisanstieg aus und der Konsumpreisindex stieg 1991 um 120%. Das Angebot reagierte nicht sofort auf die

gestiegenen Preise. Ende 1996 begann die Regierung mit der Freigabe von sogenannten Grundpreisen, damit stiegen die Preise für Strom, Heizung und Treibstoffe um 60-70%. Allein die Preiserhöhung für Heizkohle um 60% erschwerte die Situation der Haushalte. [10]. Die Inflation, die bis zum Jahr 1990 praktisch nicht existierte, schnellte in den ersten Übergangsjahren rapide in die Höhe (Abbildung A.2.1). Ende 1991 wurde eine Inflationsrate von 205% erreicht, die 1992 schon 325% betrug [131].

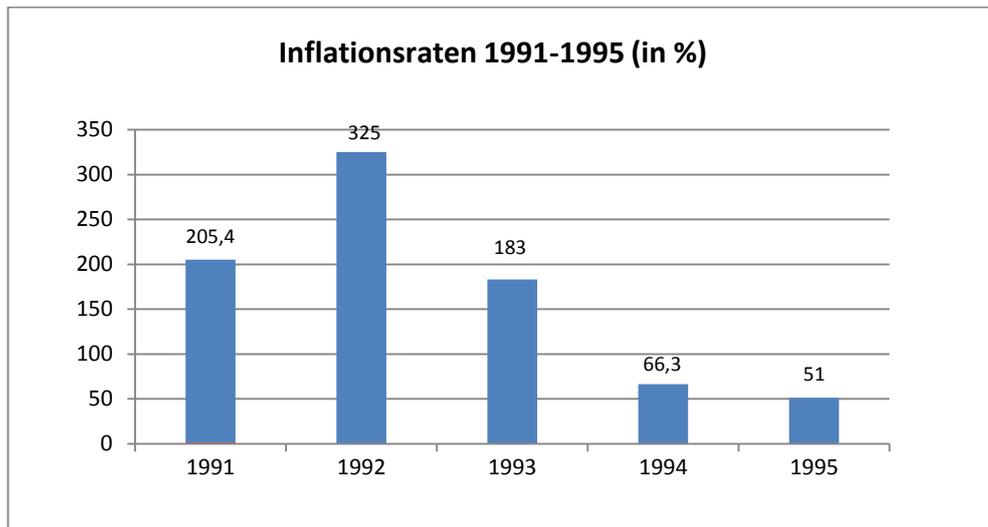


Abbildung A.2.1: Inflationsraten 1991-1995

Neben der Preisliberalisierung trugen die Abwertung vom Togrog (TNT) und eine expansive Geldpolitik sowie die unkontrollierte Kreditvergabe der neu gebildeten Geschäftsbanken zur Inflation bei [131].

Einführung eines zweistufigen Bankensystems

Mit dem neuen Bankgesetz vom 1991 wurde der Grundstein des zweistufigen Bankensystems gelegt. Die frühere Zentralbank wurde in Mongol Bank umbenannt und per Gesetz beauftragt, die Geldpolitik zu steuern. Es entstanden weiterhin die ersten staatlichen und privaten Geschäftsbanken. Den Bankangestellten fehlte es oft an Erfahrungen am marktwirtschaftlichen Bankwesen: Die Geschäftsbanken fingen sofort an, Kredite zu gewähren, und weiteten die Geldversorgung aus. Aufgrund der exzessiven Kreditvergabe und der begrenzten Einlagen fehlte in dieser Periode vielen Banken die notwendige Liquidität. Durch den Rückgang der kompetenten Industriebetriebe verloren die Banken immer mehr kreditwürdige Großkunden. Seit der Einführung eines zweistufigen Bankensystems sind 18 Geschäftsbanken in Konkurs gegangen und einige Banken haben fusioniert [36]. Durch eine erneute

Reformmaßnahme des Bankensystems und die Stärkung der Zentralbank in der zweiten Hälfte 1990er Jahren verbesserte sich die Qualität des Kreditportfolios. Der Anteil der „säumigen Kredite“ von 22% im Jahr 2000 sank auf 6,5% im Jahr 2006. Im Finanzsektor der Mongolei sind gegenwärtig (Stand 2011) 14 Geschäftsbanken, 188 Nichtbanken-Finanzinstitutionen und 207 Spar- und Kreditkooperationen tätig. Trotz der Vielzahl an Finanzinstitutionen konnten in der Mongolei bis heute noch keine kompatiblen Bedingungen geschaffen werden, unter denen Banken und Industriesektor sich einander stützend entwickeln [36].

Wirtschaftliche Stabilisierungs- und Wachstumsjahre

Nach über zehn Jahren Stagnation erlebt die Mongolei Anfang 2000 das erste Mal wirtschaftliches Wachstum. Im Jahr 2003 wuchs das BIP um 5,4% und 2004 um über 13%. Seitdem wächst die Wirtschaft jährlich um etwa 8,6% im Durchschnitt. Das Jahr 2009 brachte ausnahmsweise eine wirtschaftliche Rezession (siehe Abbildung A.2.2).



Abbildung A.2.2: Diagramm BIP und Wachstum [102]

Die Devisenreserven der Mongol Bank haben seit 2006 steigende Tendenz [166]. Abbildung A.2.3 zeigt, dass die Devisenreserven von 2006 bis 2011 von ca. 0,3 Mrd. auf 2,33 Mrd. USD (um mehr als das 7-fache) gestiegen sind [118].

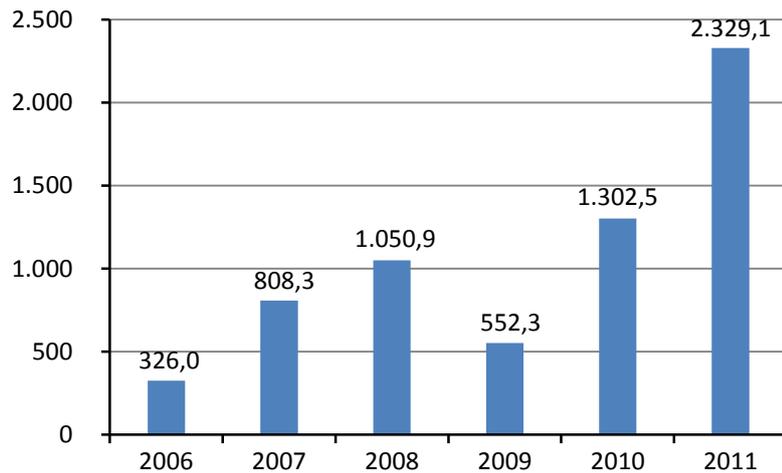


Abbildung A.2.3: Devisenreserve, Mongol Bank (Mio. USD) [118]

Das Volumen der Industrieproduktion steigt zwar, aber der größte Teil davon wird von der Förderung mineralischer Rohstoffe eingenommen. Im Vergleich zu den 1990er Jahren hat allein der Kohleabbau um 79,5% und die Goldgewinnung um 1.360% bis zum Jahr 2009 zugenommen [36].

Im Jahre 2009 wurden Waren im Wert von 1.885,4 Mio. USD exportiert (Anstieg um 56% gegenüber 2005). Mit einem Umfang von 1.394 Mio. USD ging fast 74% der mongolischen Exporte in die VR China (Abbildung A.2.4).

2009 belief sich die Summe der mongolischen Importe auf 2.137,7 Mio. USD (Anstieg um ca. 54% gegenüber 2005). Mit Warenwert von 772,8 Mio. USD war die Russische Föderation das wichtigste Einfuhrland für die Mongolei (Abbildung A.2.4) [120].

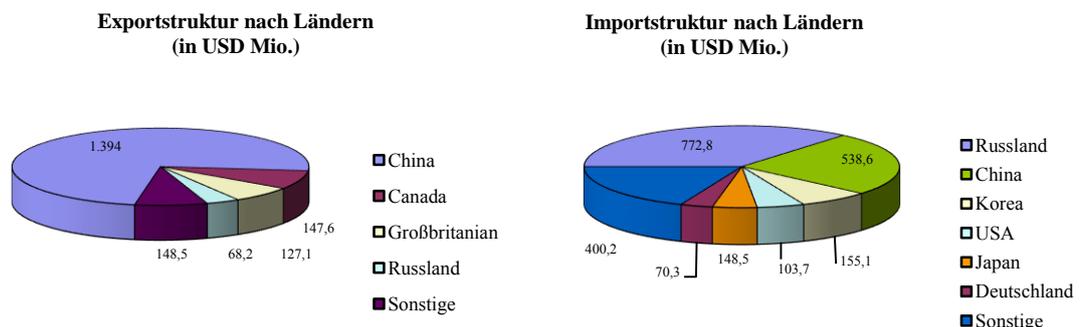


Abbildung A.2.4: Export- und Importstruktur der Mongolei, 2009

Die Inflation ist immer noch das Kernproblem der Wirtschaft. Die hohen Raten (Ende 2012: 11,1%) sind vor allem eine Folge der Verteuerung von Treibstoffen und Steigerungen bei Löhnen und Gehältern im öffentlichen Dienst [77].

A.2.2.3 Kritische Betrachtung zum Wirtschaftswachstum

Das Wirtschaftswachstum der letzten Jahre der Mongolei beruht nicht auf einer gezielten Wirtschaftspolitik, was immerhin mit einer deutlichen Zunahme der Arbeitsplätze einherging, sondern hauptsächlich auf der Aktivierung des Bergbausektors, verbunden mit günstigen Preisentwicklungen auf den Weltrohstoffmärkten (externe Einflüsse). Allein aus solchen konjunkturbedingten Erscheinungen können keine langfristigen Entwicklungsprozesse eingeleitet werden. Die hohe Inflationsrate und die Arbeitslosigkeit zählen nach wie vor zu den makroökonomischen Problemen der Mongolei. Mit der Arbeitslosigkeit verbreitet sich gleichzeitig auch die Armut, die unter der Planwirtschaft zumindest im Hinblick auf die Deckung der Grundbedürfnisse der Bevölkerung nicht existierte [131].

Zwar ist die mongolische Wirtschaft in den vergangenen Jahren stark gewachsen, jedoch ist die rein quantitative und nicht qualitative Beurteilung von Wachstum in Bezug auf das BIP selbst problematisch. Dabei finden verteilungs- und sozialpolitische, gesellschaftliche, sowie ökologische Aspekte nur am Rande Beachtung [85]. Besonders kritisch ist, dass der Großteil der Bevölkerung an den Einkünften aus Ressourcen kaum beteiligt ist. Daher ist „Wirtschaftswachstum“ kein Indikator für ein nachhaltiges und vor allem breitenwirksames, reales Wachstum [150]. Die Verbesserung des Lebensstandards und die Zunahme des allgemeinen Wohlstands erfordern offenbar mehr als nur wirtschaftliches Wachstum.

A.3 Rolle des Staates in der Wirtschaft

Für die Mongolei, deren größte Option für nachhaltige Wirtschaftsentwicklung vor allem in sinnvoller Nutzung von natürlichen Ressourcen liegt, ist es wichtig zu wissen, wie andere Staaten den Umgang mit eigenen Ressourcen gestalten und welche Rolle der Staat selbst dabei spielt. Deshalb wird im nächsten Punkt auf den theoretischen Hintergrund staatlicher Eingriffe in die Gesamtwirtschaft kurz eingegangen.

A.3.1 Theoretischer Hintergrund zur staatlichen Regulierung der Wirtschaft

Monetaristen, Klassiker und Angebotstheoretiker sehen im Staat eher einen Störfaktor, als einen Stabilisator [12]. Wo immer es geht, versuchen sie, staatliche Aufgaben den Märkten zu übergeben – Entstaatlichung war eine Leitvokabel der vergangenen Jahre [70]. Seit Mitte der 1990er Jahre werden die Kehrseiten dieser Wirtschaftspolitik deutlich. Privatisierungen führten nicht mehr automatisch zu freien Märkten und

Wettbewerb. Vor allem die Privatisierung ehemals staatlicher Monopole im Energie-, Verkehrs-, Telekommunikations- und Rohstoffsektor zog neue Staatseingriffe und Regulierungsaufgaben zur Sicherung von Wettbewerbsstrukturen nach sich [40].

Die Philosophie der Demokratie im Sinne von individueller Freiheit passt eigentlich mit der Freiheit der wirtschaftlichen Aktivitäten im ökonomischen Liberalismus der Marktwirtschaft gut zusammen. Wenn aber die wirtschaftliche Freiheit zu unerwünschten wirtschaftlichen und sozialen Problemen führt, an denen sich konträre Entwicklungen ergeben, wird oft nach einer starken Hand des Staates gesucht [12].

Altman [13] fand, dass die Zusammengehörigkeit der beiden Begriffspaare Marktwirtschaft mit Demokratie und Planwirtschaft mit Sozialismus nicht in jedem Fall zwingend sind. So gab er Beispiele politisch diktatorisch geführter Staaten, die marktwirtschaftlich orientiert waren, wie z. B. Chile unter Pinochet und zeitweilig Argentinien, während z.B. Israel es vorübergehend mit einer Demokratie ohne Marktwirtschaft versucht habe.

Selbst in hochindustrialisierten Ländern wie Deutschland, wo bis vor kurzem die Meinung vorherrschte, dass Planwirtschaft und Wettbewerb in der Wirtschaft unüberbrückbare Gegensätze sind, ist das Thema „Planung in der Wirtschaft von heute“ von Aktualität. So führt *Günther Pehl*, der Chefredakteur der Zeitschrift „Wirtschaft und Wissen“ aus, dass ein optimales Wachstum, also größtmöglicher Wohlstand, nur durch eine Kombination von Wettbewerb und Planung erreicht werden kann [177].

Aufgrund der Erfahrungen und Ausprägungen konkreter Wirtschaftsordnungen unterstellt die Konvergenztheorie, dass im System der Marktwirtschaft der staatliche Einfluss auf die Wirtschaft immer zunimmt, während sich das System der zentral-gelenkten Planwirtschaft langsam vom Prinzip der streng zentralen Wirtschaftsplanung abwendet.

Die Rolle des Staates in einer modernen Volkswirtschaft soll darin bestehen, die Effizienz sicherzustellen, für eine gerechte Einkommensverteilung zu sorgen und Wirtschaftswachstum und Stabilität zu fördern.

Bei unvollständigem Wettbewerb können die Märkte keine effiziente Ressourcenallokation erreichen. Der unvollständige Wettbewerb, etwa in Form von Monopolen, führt zu erhöhten Preisen und geringerem Output [148]. Um dagegen

anzukämpfen, regelt der Staat die einzelnen Wirtschaftsbereiche oder erlegt ihnen kartellrechtliche Beschränkungen auf.

Die Erfahrungen in vielen Ländern, auch das Beispiel Mongolei, zeigen, dass die Märkte nicht notwendigerweise zu einer gerechten oder fairen Einkommensverteilung führen; sie schaffen offenbar eher eine Ungleichheit unter der Bevölkerung in Bezug auf die Einkommensverteilung. Diese negativen Effekte des Marktprozesses kann der Staat korrigieren, indem er die Einkommensstrukturen verändert.

Der Staat kann mit Hilfe seiner Geld- und Fiskalpolitik auf nachhaltiges Wirtschaftswachstum und Stabilität fördernd wirken. Er trägt zur Eindämmung der negativen Effekte des Wirtschaftskreislaufs, wie Inflation und Arbeitslosigkeit bei [148].

Durch Subventionen kann der Staat bei Bedarf andere Sektoren einer Volkswirtschaft gezielt fördern. Wenn Schul- und Hochschulausbildung alle zu kostendeckenden Preisen angeboten würden, könnte sich ein bestimmter Teil der Bevölkerung keine Ausbildung leisten. Private Anbieter würden solche Güter jedoch nicht zu kostendeckenden Preisen oder gar kostenlos – wie es für eine breite Versorgung der Bevölkerung erforderlich ist – nicht anbieten. Folglich muss das Angebot durch staatliche Maßnahmen sichergestellt werden, z.B. durch eigenes Angebot oder durch Subvention des Staates [13].

Im Falle negativer externer Effekte kann sich der Staat dafür entscheiden, einzuschreiten und Spillover-Effekte zu regeln. Dies gilt z.B. für die Luftverschmutzung oder für die Bereitstellung öffentlicher Güter (z.B. bei Naturkatastrophen oder im Fall der Landesverteidigung) [148].

A.3.2 Erfolgsbeispiele staatlich gelenkter Volkswirtschaften

Als eine gelenkte Volkswirtschaft bezeichnet man eine Wirtschaft, in der der Staat stark in die wirtschaftlichen Prozesse eingreift. Der Staat beschränkt sich dabei nicht darauf, Spielregeln für das wirtschaftliche Verhalten aufzustellen oder nur die marktmäßigen Ausgangsbedingungen zu beeinflussen, sondern er entscheidet auch direkt über das Verhalten der Akteure. Solche Wirtschaften sind gekennzeichnet u.a. durch starke Beteiligungen des Staates an öffentlichen und strategischen Unternehmen (z.B. Post, Telekommunikation, Eisenbahn, Ölgesellschaften), sowie durch strenge staatliche

Regulierung und Eingriffe. Beispiele für gelenkte Wirtschaften sind u.a. Japan, die asiatischen Tigerstaaten, wie Südkorea, Taiwan, Singapur, Hongkong, sowie Indien und die skandinavischen Länder.

Die Wirtschaftsordnung der Bundesrepublik Deutschland ist die einer Mischwirtschaft, in der die grundsätzliche Priorität des Marktes durch staatliche Maßnahmen ergänzt werden [65].

Noch vor etwa 50 Jahren war Südkorea ein isolierter Agrarstaat auf ähnlichem Niveau mit wirtschaftlich schwachen Staaten in Afrika oder Asien. Seit den 1960er Jahren hat sich das Land in rasantem Tempo zu einer bedeutenden Volkswirtschaft entwickelt, das in einigen Technologiebranchen die weltweite Führerschaft übernommen hat. Diese wurde in Zusammenarbeit zwischen Regierung und Wirtschaft, durch differenzierte Steuer- und Zollpolitik, gesteuerte Sektor- und Branchenspezialisierung sowie massive Staatsinterventionen erreicht [20].

Japans großer Erfolg als drittgrößte Wirtschaftsmacht der Welt war in ihrer Blütezeit auch der guten Zusammenarbeit zwischen Staat und Industrie, der Beherrschung von Hochtechnologien und auf die umfangreiche staatliche Förderung der Qualifikation der Bürger zurückzuführen [147].

Die ostasiatischen „Tigerstaaten“ und China mit seinem exorbitant steigenden Wirtschaftswachstum besitzen eindeutig einen „Standortvorteil“ im internationalen Wettbewerb [33]. Heute sind die makroökonomischen Daten für China bemerkenswert positiv: relativ hohes Wachstum des BIP und der Industrieproduktion, kaum Inflation, eine mehr oder weniger ausgeglichene Leistungsbilanz sowie sehr hohe Währungsreserven. Die Durchsetzung einer Strategie der Nicht-Abwertung in wirtschaftlich turbulenten Zeiten spricht für die Fähigkeit der chinesischen Regierung und ihre Führungsverantwortung [84].

Die skandinavischen Länder weisen ordentliche Zuwachsraten beim realen BIP auf und werden in internationalen Rankings in der Regel als sehr wettbewerbsfähig eingeschätzt. Dies dürfte darin liegen, dass in diesen Ländern sehr viel öffentliches Geld für das Bildungswesen und die Infrastruktur ausgegeben wird, was sich positiv auf das Wirtschaftswachstum und die internationale Wettbewerbsfähigkeit eines Landes auswirkt.

Indien hat sich mittlerweile nicht nur in Asien, sondern in der ganzen Welt als Wirtschaftsmacht Respekt verschafft. Indien sagt "Ja" zur Demokratie, aber "Nein" zum wilden Kapitalismus. Der mittlere Weg ist für Indien ein „Entwicklungs- und Industrialisierungsprogramm“, bei dem sich allerdings die Schlüsselindustrien dem Staat vorbehalten bleiben“ [110].

In der gelenkten Wirtschaft sieht der Staat es nicht unbedingt als seine Aufgabe an selbst Träger des Wirtschaftens zu werden. Vielmehr kann der Staat durch Steuerung der Rahmenbedingungen bestimmte wirtschaftlich, sozial und politisch erwünschte Resultate erzielen [83].

A.3.3 Die Rolle des Staates bei Erdölaktivitäten

Seit dem 19. Jh. wird über die Frage gestritten, ob die Erdölaktivitäten durch staatliche oder private Unternehmen erfolgen sollen und wie stark der Einfluss des Staates auf die Erdölpolitik sein soll. Seit den letzten Jahren erleben die Energie- und Rohstoffmärkte eine neue Welle von "Nationalismus". Dabei erhöhten die Produzentenstaaten signifikant ihren Einfluss auf den Energiesektor durch Verstaatlichungen [75]. Während im Jahr 1972 zwei der acht weltweit größten Erdöl-Fördergesellschaften staatliche Unternehmen waren (British Petroleum, BP und Compagnie Française de Pétrole, CFP, beide inzwischen privatisiert), lagen die Verhältnisse im Jahr 2000 mit gerade noch zwei privaten Unternehmen (ExxonMobil und Shell) genau umgekehrt [60].

Mit dem Aufstieg der 1960 gegründeten Organisation erdölexportierender Länder (OPEC) nahm die staatliche Kontrolle der Erdölförderung stark zu. Das hat zum ersten Mal das Umfeld für das Kartell der sieben multinationalen, börsennotierten, Großunternehmen (Integrated Oil Company's, IOC's) – auch Sieben Schwestern genannt - (BP, Shell, Exxon, Mobil, Chevron, Gulf, Texaco) - verändert. Diese hatten seit Ende der 1920er Jahre bis in die 1970er Jahre hinein etwa 85% der Öl- und Gasreserven der Welt kontrolliert [19].

Die Schwerpunkte der OPEC-Politik richteten sich neben der Harmonisierung der Gesetzgebungen der Mitgliedsländer, die Vereinbarung von Produktionsquoten und die Festsetzung von Richtpreisen, insbesondere auf die Nationalisierung der Erdölindustrie aus [74], um ein Gegengewicht zu den internationalen Mineralölkonzernen zu schaffen. Die OPEC-Länder betrieben in den 1960er Jahren eine aktive Beteiligungspolitik bis hin zur vollen staatlichen Übernahme. Saudi-Arabien übernahm 1979 alle Anteile der

Aramco, nachdem der Irak (1971), Venezuela (1975), Kuwait (1977) und Katar (1979) ihre Ölindustrie total verstaatlicht hatten. Selbst die Nicht-OPEC-Länder, wie Mexiko, Brasilien, Argentinien, Bolivien oder Peru, bestritten mit ihren Erdöllagerstätten, nach OPEC-Vorbild, einen ähnlichen Weg der Nationalisierung der Mineralölindustrie [74].

Pirog [135] bemerkte nach Studien von *Energy Intelligence Research*, dass die Top 10 Unternehmen in den Jahren 2001 und 2006, die die konventionellen Erdölreserven der Welt besaßen, staatliche Firmen, sogenannte NOC's (National Oil Companies) waren. Nur der russische Mineralölkonzern Lukoil stellte eine Ausnahme dar.

Von den großen IOC's nahmen im Jahr 2006 ExxonMobil 14. Platz, BP 17., Chevron 19., ConocoPhillips 23. und Shell 25. Platz ein. Diese fünf Konzerne verfügen über nur 3,8% der weltweiten Erdölreserven und diese überwiegend in den USA und Kanada [135]. Es gelingt immer mehr NOC's, wie z. B. Gazprom, PetroChina, Rosneft sich auf den oberen Plätzen der Firmenrankings zu platzieren. ExxonMobil, das größte Privatunternehmen, liegt auf Platz fünf des Öl- und Gassektors [19]. In Abbildung A.3.1 wurde die Rangliste der Erdölunternehmen nach ihren Produktionsvolumen veranschaulicht dargestellt. Aus dem Diagramm ist ersichtlich, dass bei der Erdölförderung nationale Konzerne dominieren, also 8 der 10 größten Erdöl-Förderer sind nationale Ölgesellschaften. Die IOC's fördern heutzutage weniger Erdöl als sie in ihren Raffinerien verarbeiten können und müssen dementsprechend Rohöl zukaufen [60].

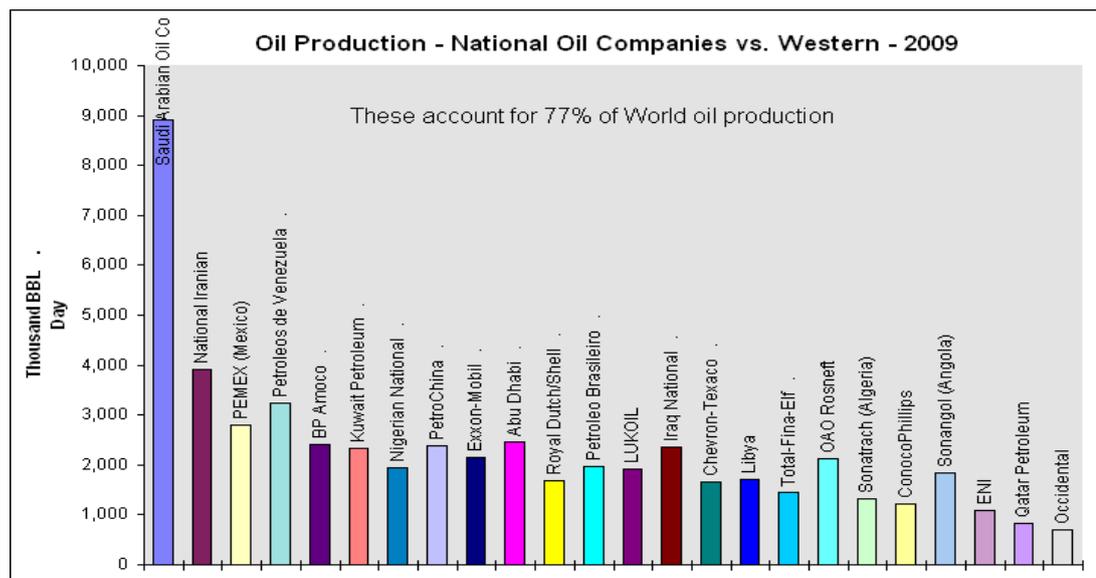


Abbildung A.3.1: Rangliste der Ölgesellschaften nach Produktion [60]

Die Argumente für den Einsatz von Staatsunternehmen reichen von Erwägung nationaler Souveränität und Sicherheit, über Steuerpolitik (Staatseinnahmen als quasi-fiskalisches Instrument), bis zur Bewirtschaftung natürlicher Monopole.

Erdmann et al. [60] finden einen anderen Grund für die Bevorzugung eigener staatlicher Unternehmen (Principal) des Erdöl-Förderlandes, in der Möglichkeit des opportunistischen Verhaltens des privaten Unternehmens (Agent). D.h. der Staat kann die Kosten und Ausgaben des privaten Unternehmens als Partner nur unzureichend beobachten, trotz ausgeklügelter Kooperationsverträge.

Die NOI's der OPEC-Länder begannen, das eigene Öl selbst weiterzuverarbeiten, anstatt es an die Betreiber der Raffinerien in den Verbraucherländern zu verkaufen. Im Königreich Saudi-Arabien sollen bis 2015 die Kapazitäten der Raffinerien verdoppelt werden. Saudi Aramco, der weltgrößte Erdöl-Produzent, wird im Rahmen eines Joint Venture mit Total und ConocoPhillips in zwei gigantische Export-Raffinerien am Roten Meer etwa 40 Mrd. USD investieren [91]. Laut der Saudi-Arabian General Investment Authority (SAGIA) besitzt das Land mehr als 600 petrochemische Anlagen und hat das Ziel, Weltmarktführer in diesem Bereich zu werden. Bereits heute werden jährlich 60 Mio. t produziert, womit Saudi-Arabien mit einem Weltmarktanteil von 7-8% auf Rang 11 der globalen Skala liegt. Bis 2015 soll die Produktion auf 80 Mio. t steigen. Der größte Petrochemiekonzern SABIC ist mehrheitlich staatliches Unternehmen, das etwa 95% der gesamten saudi-arabischen Produktion der Petrochemikalien herstellt. [44].

Nach *Germany Trade & Invest* (2009) strebt das Emirat Katar einen Platz unter den führenden Petrochemie-Produzenten an. Der Output von petrochemischen Produkten lag im Jahr 2008 bei 8,5 Mio. t; damit war Katar der drittgrößte Hersteller petrochemischer Produkte im Mittleren Osten. Zugleich steigt Katar mittlerweile zum regional größten Kunstdüngerproduzenten auf [15].

Für ein Land wie die Mongolei, welches noch keinen umfassenden Ölreichtum hat, ist es notwendig, aus den vorhandenen Reserven den größtmöglichen Nutzen für die wirtschaftliche Entwicklung zu erzielen. Da es dem Land an Kapital und notwendigem technologischen Know-how mangelte, legte das erste Erdölgesetz von 1991 den Schwerpunkt auf die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen für Investitionen, in erster Linie im Upstream-Bereich. Die mongolische Regierung hat bei Erdölaktivitäten den „Production Sharing Contract (PSC)“ als passende institutionelle Form der

Kooperation gewählt. Dies sind Vereinbarungen zwischen staatlichen (nationalen) und privaten Unternehmen, in denen sich der private Vertragspartner (Investor) verpflichtet, ein Erdölfeld zu entwickeln und unter Aufsicht der nationalen Erdölgesellschaft zu fördern.

Für den Fall des Aufbaus einer Ölverarbeitungsindustrie würde die Regierung, laut Agentur für Petroleum der Mongolei (PAM), eine staatliche Aufsicht mit Mehrheitsbeteiligung bevorzugen – aus Gründen der Sicherheit und der Lenkungsmöglichkeit dieses besonders wichtigen Bereichs und nicht zuletzt wegen des möglichen rent-seeking seitens der Privatinvestoren.

Nicht nur Erdöl-Förderländer streben nach Nationalisierung, sondern auch andere Länder verstaatlichen Teile des Energiesektors. Viele Kommunen in Deutschland sind der Meinung, Teile der Energieversorgung von den vier großen Konzernen, die maßgeblich davon profitieren: Eon, EnBW, RWE und Vattenfall, zurückzukaufen. Sie überlegen, wie sie mitverdienen oder zumindest die Macht der Großkonzerne eindämmen können. Daher betätigen sich sowohl Kommunen als auch Länder wieder als Unternehmer, z.B. Baden-Württemberg kauft EnBW zurück, Hamburg hat seinen eigenen Energieversorger [67]. Das Thema ist politisch allerdings nach wie vor umstritten.

Im folgenden Unterkapitel wird die Bedeutung der Normen staatlicher Erdölpolitik für den wirtschaftlichen Aufschwung und gesamtwirtschaftlichen Wohlstand am Beispiel von Norwegen in Detail dargestellt.

A.3.4 Wirtschaftspolitische Konzepte in der Erdölpolitik Norwegens

Ausgewählte Wirtschaftspolitik:

Norwegen ist vom „Armenhaus Europas“ (noch im 19. Jahrhundert) innerhalb weniger Jahrzehnte zu einer der reichsten Nationen der Erde aufgestiegen, und zwar mit dem Modell „Wohlfahrtsstaat“ [154]. Norwegen ist einer der größten Erdölexporteur weltweit, fördert das meiste Erdgas Westeuropas mit Vollbeschäftigung und steht seit 2001 auf Platz 1 des Human Development Index der UNO und in Bezug auf BIP pro Kopf [153]. Das „norwegische Wunder“ ist ein Resultat unterschiedlicher, exogener und endogener Faktoren. Die wichtigsten exogenen Faktoren sind die umfangreichen Naturressourcen. Als endogene Faktoren sind die politischen und institutionellen

Verhältnisse zu nennen, die Wirtschaftswachstum und Wohlstand erzeugen. Nach dem II. Weltkrieg entwickelte man in Norwegen ein spezifisches Modell einer keynesianischen „mixed economy“ (eine Mischung von Markt- und Planwirtschaft) mit den Zielen wirtschaftlichen Wachstums, der Verbesserung des materiellen Lebensstandards, und des Erhalts von Vollbeschäftigung und einer egalitären und universellen Verteilung des Wohlstands. Die Kernelemente dieses spezifischen Modells ergaben sich aus makroökonomischer Planung, die aus kurz- und langfristigen Plänen besteht, einer Niedrigzinspolitik durch direkte Regulierung der Kreditmärkte, aber vor allem durch die Lohn- und Einkommenspolitik.

Politische und geschäftliche Engagements des Staates im Erdölsektor:

Der norwegische Staat greift einerseits durch legislative Interventionen regulierend in den Markt ein, andererseits profitiert er sich durch Eigentum in bestimmten Branchen als wirtschaftlicher Akteur. So ist er der größte Anteilseigner des Großkonzerns StatoilHydro, der in Norwegen in Erdölförderung, Raffineriebetrieb, Petrochemieindustrie und Ölmarketing dominiert. Wichtigster Wirtschaftszweig Norwegens ist die Erdöl- und Gaswirtschaft.

Nicht nur im Erdölsektor, sondern auch in Wasserkraft- und Elektrizitätswerken hat der Staat einen beträchtlichen Anteil und bei Eisenbahn und Postservice hat er das Monopolrecht [178].

Die hohen Einnahmen aus dem Erdölsektor sind eine bedeutende Quelle für Wirtschaftswachstum und verschaffen Norwegen regelmäßig einen Haushaltsüberschuss. Die Öl- und Gasförderung betrug 2009 22% des BIP und stand für ca. 50% der Exporte.

Der Statoil Konzern fusionierte 2007 mit Norsk Hydro zu einer Firma „StatoilHydro ASA“, der größte Konzern Norwegens mit staatlichem Mehrheitsanteil von 76,22%. Der börsennotierte Konzern beschäftigt rund 29.500 Angestellte in 35 Ländern. Laut Stavanger hat Statoil 2010 einen Nettogewinn von ca. 24 Mrd. USD [179]. Durch beträchtliche Steuern und Beteiligungen an der Ölgesellschaft StatoilHydro ASA verdient die Regierung erheblich am Ölgeschäft.

Das politische und geschäftliche Engagement des norwegischen Staates im Erdölsektor ist eine Verflechtung verschiedener Institutionen. In Bezug auf die Verwaltung des Erdölsektors wurde im Jahr 1978 das Ministerium für Öl und Energie, als oberste

Aufsichtsinstanz über die Erdölaktivitäten eingerichtet. Da der Staat sowohl politische als auch geschäftliche Interessen im Erdölsektor vertritt, wurden weitere zwei voneinander unabhängige Institutionen gegründet. Die eine ist das Öldirektorat, das zur Überwachung der Erdölaktivitäten nach Einhaltung rechtlicher Rahmenbedingungen zuständig ist. Die Andere ist die staatliche Gesellschaft Petro AS, deren Aufgabe in der Verwaltung der geschäftlichen Beteiligungen des Staates besteht. Das Ministerium für Arbeit und soziale Inklusion ist eine wichtige Autorität bezüglich der Ölaktivitäten, weil es die rechtstaatliche Verantwortung für die Arbeitsumgebung und Arbeitssicherheit trägt. Als koordinierende Autoritäten für Erdölpolitik gelten das Umwelt- und das Finanzministerium sowie das Ministerium für Fischerei und Küste. Die Bedeutung des Finanzministeriums hat seit der Einrichtung des Erdölfonds stark zugenommen [11].

Errichtung eines staatlichen Petroleumfonds:

Norwegen hat einen Rohstofffond eingerichtet, eine Art Kapitalanlage der Regierung. Der „staatliche Petroleumfonds“ (später umbenannt in „Staatlicher Pensionsfonds Ausland“) wurde 1990 durch ein Gesetz errichtet, aber erst ab 1996 in Gebrauch genommen. Die Einnahmen des Fonds setzen sich aus den jährlichen Nettoeinnahmen des Staates aus dem Erdölsektor sowie aus Zinseinnahmen und Dividenden der Kapitalanlagen des Fonds zusammen [154]. Die Ausgabe sind die jährlichen Übertragungen an den Staatshaushalt zur Deckung des "von Erdöleinnahmen korrigierten Defizits im Haushalt“ [152]. Der Fonds wird sowohl für soziale Zwecke, als auch für Stabilisierungsinstrumente der Makroökonomie eingesetzt. Die Investitionen sollen dafür sorgen, den Aufgaben nach Ende der Ölförderung gerecht zu werden, d.h. die späteren Generationen sollen auch an diesem Volksvermögen teilhaben [11].

Dieser Fonds ist im Ausland angelegt. Dadurch werden der reale Aufwertungsdruck auf die einheimische Währung und sich daraus ergebende negative Effekte der sogenannten „Holländischen Krankheit“ gebremst, und gleichzeitig die expansiven Nachfrageeffekte im Inland und damit verbundene negative Preis- und Kostenwirkungen abgeschwächt. Beides dient der Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der übrigen Sektoren wie Fisch- und Holzwirtschaft. Norwegen schützt seine Landwirtschaft vor internationaler Konkurrenz und zahlt in diesen Sektor nach Japan die zweithöchsten Subventionen weltweit [190]. Es legt ebenfalls großes Gewicht auf die Umweltpolitik, besonders auf den nachhaltigen Umgang mit natürlichen Ressourcen. Die staatlichen

Steuerungsmöglichkeiten im Bereich der Lohnpolitik haben in Norwegen dafür gesorgt, dass nicht nur der boomende Sektor, sondern auch die übrigen Produktionssektoren zu Lohnführer wurden.

A.4 Die Entwicklung der Erdölwirtschaft in der Mongolei

A.4.1 Erdölgeologie der Mongolei

Die Mongolei ist von ihrer geologischen Entwicklung her durch den Zentralasiatischen Falteingürtel und ihre Lage als Schnittstelle zwischen den Sibirischen Block, mit der Baikal-Rift-Zone im Norden und den Tarim-, Nordchinesischen und Sinokoreanischen Block im Süden, gekennzeichnet (Abbildung A.4.1) [99].

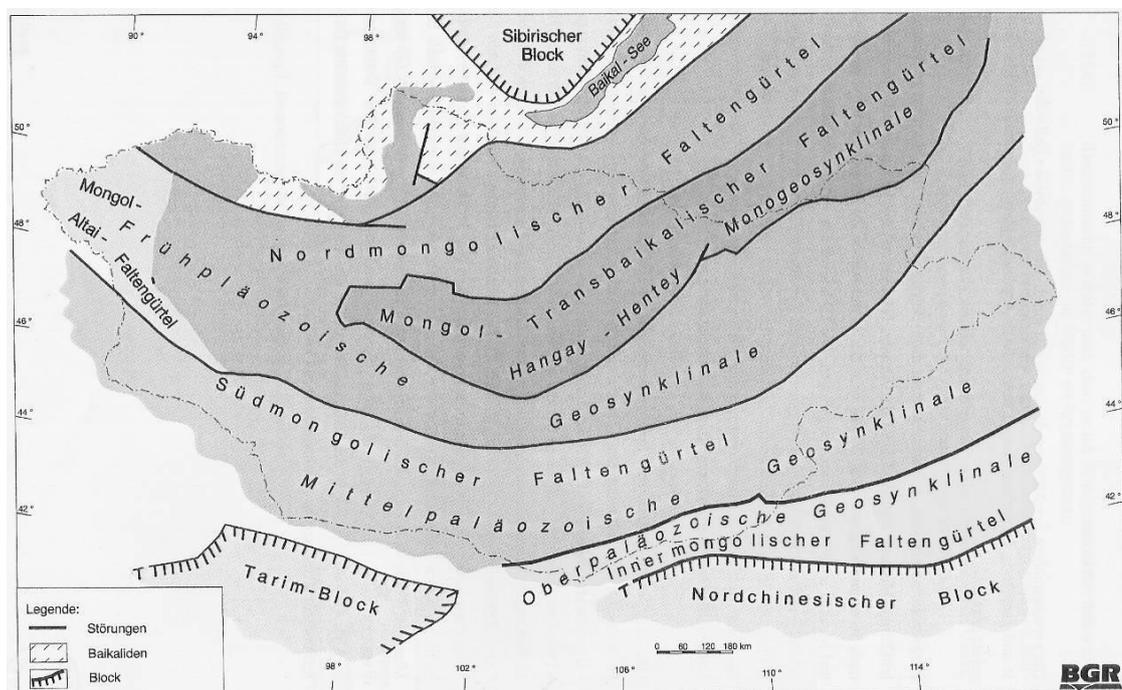


Abbildung A.4.1 Geologisches Entwicklungsschema der Mongolei [99]

Erdölgeologisch ist die Entwicklung ab Jura (Mitteljura bis frühe Unterkreide) von Interesse, wo insbesondere in der Riftphase zahlreiche Sedimentbecken entstanden sind, die später unter Kontinentalbedingungen aufgefüllt wurden. Die Sedimentbecken sind in kleinere Subbecken untergliedert, die 10-20 km breit und bis zu 100 km lang sein können. Die stärkste Absenkung gliedert sich in drei Formationen nämlich in Tamsag-, Untere Zuunbayan- und Obere Zuunbayan-Formation. Die Tamsag- und die Oberen Zuunbayan-Formationen bestehen aus bis zu 3.000 m mächtigen alluvialen Fächern und Flusssedimenten (gelegentlich Kohleflözen). In der Unteren Zuunbayan-Formation wurden vorwiegend lakustrine Tonsteine, mit eingelagerter Deltafazies abgelagert.

Anhand der Daten über die guten Muttergesteine, Speicher, hohe Sedimentmächtigkeit und große Flächen der Becken wurden vor allem die bekannten Felder im Osten des Landes als perspektivisch bedeutend für das Erdöl eingeschätzt [47].

A.4.2 Einführung in die Geschichte der Erdölaktivitäten

Die Geschichte der Erdölexploration in der Mongolei beginnt mit der Klassifikation von mesozoischen und tertiären Sedimentationsräumen und der Entdeckung eines Ölschieferausbisses während einer geologischen Untersuchung durch die US-amerikanischen Geologen H. Berkley und C. Morris 1922-1923 in der Gobi-Region. Die Möglichkeit des Vorhandenseins von Erdöl auf mongolischem Gebiet wurde 1931 vom US-amerikanischen Geologen D. Tenner vermutet. 1940 wurde das erste Ölfeld, Zuunbayan, in der Ostgobi-Region (Dornogobi Aimag) von den mongolischen und sowjetischen Geologen J. Dugersuren und Yu. S. Jelubovsky entdeckt [2].

Während der weiteren Untersuchungen durch sowjetische Geologen zwischen 1947 und 1963 wurden zwei kleine Ölfelder und 80 kleinere verborgene Strukturen mit möglichem Ölpotential im Süden, Südosten und Osten des Landes festgestellt.

1947 wurde das erste Erdölunternehmen der Mongolei, „Mongolnefti“ Treuhandgesellschaft, gegründet. 1950 wurde auf dem Ölfeld Zuunbayan eine kleine Erdöl-Raffinerie mit einer Kapazität von 0,4 Mio. Barrel/Jahr gebaut. In der damaligen Zeit deckte dieser Betrieb 20% des Inlandsbedarfs an Treib- und Schmierstoffen. Aus unterschiedlichen Gründen, wie Druckrückgang in den Ölquellen, Feuer im Betriebsgelände und Entdeckung gigantischer Ölfelder in Sibirien wurden 1969 die Erdöl-Raffinerie- und Explorationsaktivitäten in der Mongolei eingestellt [2].

Zu erwähnen ist noch, dass in diesen Jahren DDR-Ingenieure und andere Experten aus der DDR nennenswerte Vorarbeiten für eine Kartographie (Atlas) der Mongolei nach mineralischen und anderen Bodenvorkommen geleistet haben.

A.4.3 Reaktivierung der Erdölexploration nach 1991

Mit der Ratifizierung des „Erdölgesetzes“ 1991 wurden die gesetzlichen Rahmenbedingungen (Regierungsprogramm Erdöl) für Investitionen in Erdölexplorationen und Produktion geschaffen. Als durchführendes Organ für Erdölaktivitäten wurde das staatliche „Mongol Petroleum“ Unternehmen, unter der Aufsicht des ehemaligen Ministeriums Energie, Geologie und Bergbau gegründet. Nach

einem Jahr wandelte sich das Unternehmen in die Agentur für Erdöl der Mongolei (PAM) um und wurde direkt in die Regierung eingegliedert [53].

Zwischen 1990 und 1993 wurden zahlreiche Untersuchungen durchgeführt: geologische Geländebefahrungen in sedimentären Becken, Neubearbeitung der Daten aus vorherigen gravimetrischen und magnetischen Erkundungen durch BP (in Zusammenarbeit mit "Exploration Associates International", USA) sowie seismische Untersuchungen ("Western Geophysical", USA und "Sibneftgeophysica", Russland). Außerdem fanden umfangreiche geophysikalische, lithologische, petrographische, geochemische und mikropaläontologische Untersuchungen statt. Anhand der Ergebnisse aller Erkundungsarbeiten hat man in den mesozoischen und känozoischen Sedimentationsräumen 13 große Becken (s. Abbildung A.4.2) mit Erdöl oder Erdöllhöffigkeit und 50 Subbecken identifiziert.

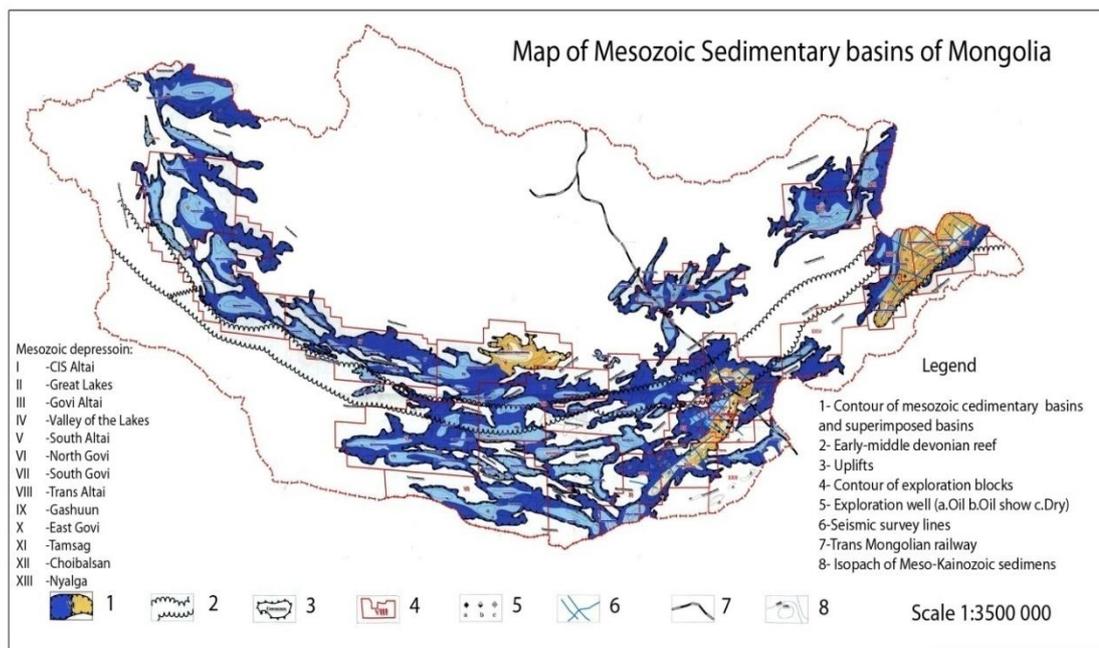


Abbildung A.4.2: Mesozoische Sedimentärbecken der Mongolei [2]

Vergabe der Konzessionsrechte

Seit Anfang der 1990er Jahre wurden die erdöllhöffigen Gebiete in 30 Konzessionsfelder aufgeteilt und international ausgeschrieben. Seit der Vergabe des ersten Explorationsrechts in 1993 haben bis jetzt (Feb. 2013) 16 in- und ausländische Unternehmen für 20 Konzessionsfelder mit der mongolischen Regierung Production Sharing Contract (PSC) abgeschlossen (Abbildung A.4.3). Sie führen Explorationsarbeiten und zum Teil auch Erdölförderung durch [3].

In Abbildung A.4.3 werden die Erdölfelder je nach Konzessionsstatus gezeigt. Neben den vergebenen Konzessionsfeldern sind die Felder, die sich in der Entscheidungsphase befinden und zur Ausschreibung vorgesehene sowie für Neuexploration und gemeinsame Untersuchung geplante Felder ausgewiesen. Zusätzlich wurden in fünf Blöcken Kooperationsverträge für Exploration von Kohleflözgas (CBM) abgeschlossen.

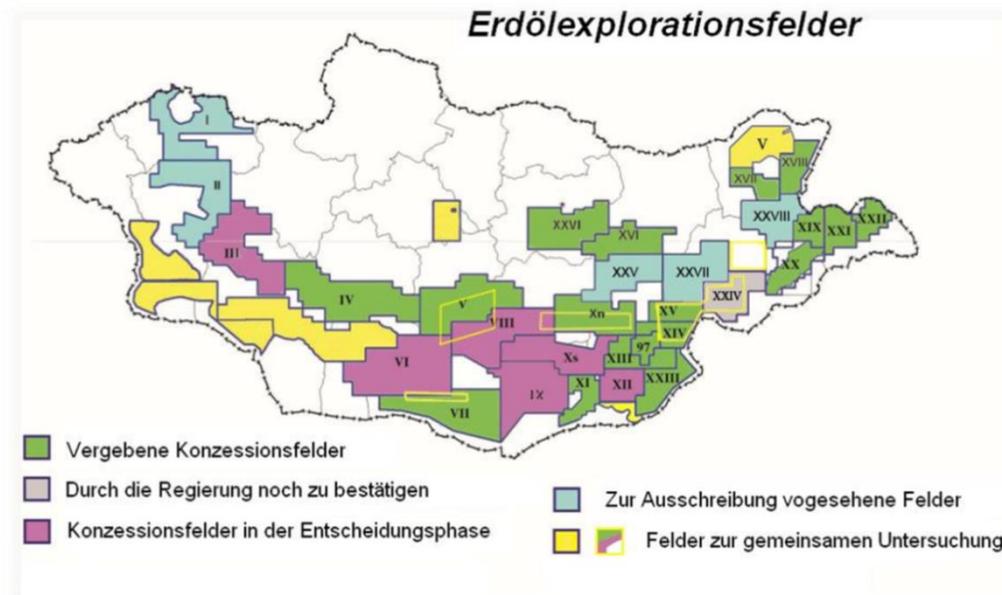


Abbildung A.4.3: Konzessionsfelder für Erdölerkundung in der Mongolei [4]

Production Sharing Contract (PSC) in der Mongolei

In der Mongolei wird das Erdöl auf Grundlage eines Beteiligungsvertrags (der bereits erwähnte Production Sharing Contract, PSC) - der durch den Nationalen Sicherheitsrat entschieden und durch die Regierung geschlossen wird, exploriert und gefördert. Das Prinzip dieses Vertrages ist, dass der Investor oder Vertragspartner des mongolischen Staates die Gesamtinvestition für Exploration und Förderung sowie das volle Risiko übernimmt. Vom geförderten Rohöl zahlt der Partner eine Förderabgabe oder Nutzungsgebühr (Royalty) an den mongolischen Staat. Er erhält nach Abzug der Nutzungsgebühren bis zu 40% des Produktes als Kostendeckung. Das verbliebene Produkt wird zwischen dem Staat und dem Partner je nach den Vertragsbedingungen, abhängig vom Tagesfördervolumen, aufgeteilt. In den zurzeit geltenden PSC geht durchschnittlichen einen Anteil von ca. 40% an den Staat. Dieser steigt bis auf 60% in Relation zur Steigerung des täglichen Fördervolumens. Die durchschnittliche Nutzungsgebühr beträgt 10%.

Investitionen in der Erdölindustrie in der Mongolei

Die Investitionen für die Erdölexploration sind seit 2006 stark gestiegen. Von der Gesamtinvestitionssumme von 1,53 Mrd. USD seit 1993 entfallen rund 1,35 Mrd. USD auf die Jahre 2006-2010 (Abbildung A.4.4). Die überragenden Zahlen von 2007-2009 ergeben sich aus dem umfangreichen Aufwand für Erkundungsarbeiten durch das Unternehmen „PetroChina Daqing Tamsag (Mongol)“ LLC.

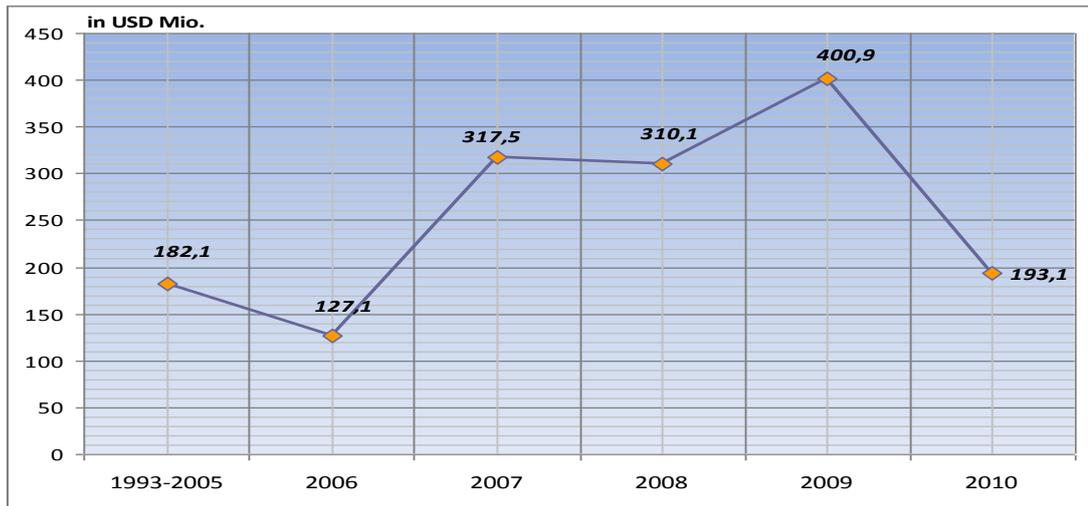


Abbildung A.4.4: Ausgaben für die Erdölexploration in der Mongolei [7]

Dieser größte Investor im mongolischen Erdölsektor ist eine Tochterfirma von Daqing Oil Field, die zur Chinesischen National Petroleum Corporation (CNPC) gehört.

Sie investiert seit 2005 für die Exploration in den drei Erdölblöcken (Toson-Uul XIX, Tamsag XXI, Buir XXII) des Tamsag Beckens in der Ostmongolei insgesamt 1,1 Mrd. USD (Stand: 2010) [3]. Die meist explorierten Erdölfelder sind in Tamsag-Becken. Es setzt sich weiter in das chinesische Gebiet (der chinesische Teil nennt sich Hailaar-Becken) fort, wo ebenfalls Erdölexploration und -förderung stattfindet. Sie umfassen eine Fläche von 35.400 km². Die Mächtigkeit der Sedimente ist etwa bis zu 5.000 m.

A.4.4 Derzeitige Reserven und Produktion

Noch gilt die Mongolei als gering explorierte Region in Bezug auf Erdöl. Während Ostgobi- und Tamsag-Becken relativ gut untersucht sind und einzelne Erdölfelder nachgewiesen wurden, ist der Zentral- und Westteil des Landes noch kaum untersucht. 1990 hat die Firma „Exploration Associates International of Texas Inc.“ die Reserven in 13 Großbecken bewertet und auf 1.031 Mio. bbl Öl eingeschätzt. Die russische Firma „Tatnefti“ hat im Jahr 2000 Vorräte von 10.680 Mio. bbl oil-in-place errechnet [2].

Im Jahr 2010 hat das Komitee für Mineralische Ressourcen der Mongolei zum ersten Mal einen bestätigten Vorrat an Erdöl registriert, und zwar in den 14 Blöcken der Lagerstätte Toson-Uul XIX (Konzessionsfeld). In diesen Teilblöcken wurde einen *nachgewiesenen* Vorrat (Reserve) von 179,6 Mio t, *wahrscheinlichen* 74,54 Mio. t sowie einen *möglichen* Vorrat von 52,78 Mio. t aufgenommen. Zum derzeitigen Untersuchungsstand wurden in den 4 Konzessionsfeldern Toson-Uul, Tamsag, Tsagaan-Els abbauwürdige Vorräte nachgewiesen und in den 15 Feldern werden Explorations-, Test- und Bewertungsarbeiten durchgeführt. Die aktuelle Zahl (Stand: 1. Quartal, 2012) der nachgewiesenen Reserve an Erdöl der Mongolei beträgt 332,6 Mio. t (Tabelle A.4.1), vom wahrscheinlichen Gesamtvorrat von rund 870 Mio. t.

Tabelle A.4.1 Nachgewiesene Erdöl-Reserve der Mongolei (1. Quartal, 2012)

Erdölfelder	nachgewiesene Reserve (in Mio.'t)
Toson-Uul	179,6
Tamsag	127
Tsagaan-Els	26
Gesamt	332,6

Laut Agentur für Petroleum der Mongolei besteht die Möglichkeit, dass in den kommenden Jahren zusätzliche potentielle Lagerstätten erschlossen werden. Auf den Feldern Matad-XX, Galba-XI, Tariach-XV wurden bereits Erdölvorkommen aufgefunden; komplette Entwicklungen der Felder, also Test- und Auswertungsarbeiten, wurden bereits begonnen.

Die industrielle Erdölförderung in der Mongolei begann 2010 an der Lagerstätte Toson-Uul XIX. Das gesamte geförderte Rohöl wird mit Tankwagen nach China exportiert. Zur Zeit ist die Erdölproduktion in der Mongolei noch sehr gering. Laut Prognose der Agentur für Petroleum der Mongolei werden die Fördermengen in zwei Feldern Toson-Uul XIX und 1997 PSC im Jahr 2015 insgesamt auf 1,8 Mio. t eingeschätzt.

A.4.5 Existierende Projektvorschläge zur Erdölverarbeitung in der Mongolei

Bis jetzt haben 7 Unternehmen ihre Projekte zur Errichtung einer Erdölraffinerie, teilweise mit Feasibility study, der mongolischen Regierung eingereicht. Die geplanten Kapazitäten der Anlagen, Investitionsvolumen und Rohstoffversorgung sowie die Auswahl der Standorte sind unterschiedlich (s. Tabelle A.4.2). Die größeren Projekte von „Mongolsekiyu“ GmbH, ENF Mongolia Oil company, LG International

Cooperation, und „Zuun Byan neft“ GmbH basieren ausschließlich auf ausländischen Investitionen (Japan, Korea und China). Die Firma, „Mongolsekiyu“ GmbH hat in Kooperation mit der Japanischen Bank für Internationalene Zusammenarbeit und „Toyo Engineering Cooperation (Japan)“ eine Machbarkeitsstudie für eine Erdöl-Raffinerie erstellt.

Tabelle A.4.2 Unternehmen und ihre Projekte zur Errichtung der Raffinerie [5]

	Unternehmen	Investition (Mio. USD)	Geplante Kapazitäten (Mio. t)
1	„Mongolsekiyu“ GmbH	600	2,0
2	ENF Mongolia Oil company	440	1,2
3	„M Oil & G“ GmbH	38,9	0,33
4	„Khet“ GmbH	35	0,12
5	LG International Kooperation	500-700	1,0
6	„Zuun Byan neft“ GmbH	200	1,0
7	„Sumber Oil“ GmbH	15	0,05

Die koreanische Firma „ENF Mongolia Oil company“ hat das Projekt einer Raffinerie mit einer Kapazität von 1,2 Mio. t/Jahr entwickelt und bearbeitet zurzeit die Feasibility study. In Bewertungen der Projektvorschläge durch die Agentur für Petroleum war allgemein festzustellen, dass bei den meisten Projekten die Finanzierungsentscheidung unklar und die Technologieauswahl unzureichend waren.

Zurzeit existieren noch keine detaillierten Untersuchungen im makroökonomischen Sinn als Basis für Entscheidungen über eine Raffinerie. Dies wird im Teil C und E dieser Arbeit ausführlicher behandelt.

A.5 Wertschöpfung

Wertschöpfung ist das Ziel einer produktiven Tätigkeit, vorhandene Güter z.B. Rohstoffe in Güter bzw. Produkte mit höherem Geldwert zu transformieren [155]. Die Wertschöpfung einer Wirtschaftseinheit lässt sich allgemein als Differenz zwischen der von ihr an andere Wirtschaftseinheiten erbrachten Gesamtleistung minus den ihrerseits von anderen Wirtschaftseinheiten übernommenen Vorleistungen (Güter oder Dienstleistungen) darstellen. Somit präsentiert die Wertschöpfung die Eigenleistung einer Wirtschaftseinheit. Sie entspricht der Summe des Einkommens der Arbeitnehmer, der Kapitalgeber, des Staates und der unverteilt, im Unternehmen belassenen

Wertschöpfung [42]. Mit der Wertschöpfungskette (WS-Kette oder Value Chain) werden die Produktionsstufen als eine geordnete Reihenfolge von Tätigkeiten dargestellt, die Werte schaffen, Ressourcen verbrauchen und in Prozessen miteinander verbunden sind.

A.5.1 Wertschöpfungsverhältnisse in der Erdölverarbeitung

Die Wertschöpfungskette der Mineralölindustrie kann in drei Stufen gegliedert werden in:

- Upstream,
- Midstream und
- Downstream.

Der Upstream-Bereich umfasst Exploration und Förderung von Erdöl. Er zeichnet sich durch relativ hohe Renditen und hohe Vorabinvestitionskosten aus. Im Midstream-Bereich findet der Rohöltransport von der Lagerstätte zur Raffinerie mittels Tankwagen, Pipelines oder großen Tankerschiffen statt. Auch die Aufarbeitung des geförderten Rohöls (Abtrennung von Sedimenten, Wasser etc.) für den Transport und die Verarbeitung von Erdölbegleitgas, die an der Lagertsätte durchgeführt wird, gehört zur Midstream-Stufe. Der Downstream-Bereich reicht von der Verarbeitung des Rohöls zu Mineralölprodukten sowie bis zu Vermarktung [137]. Die Abbildung A.5.1 zeigt, dass der Vertrieb von Kraftstoffen an Tankstellen den letzten Teil bei der Wertschöpfungskette darstellt, die bei der Exploration und Förderung von Erdöl beginnt.

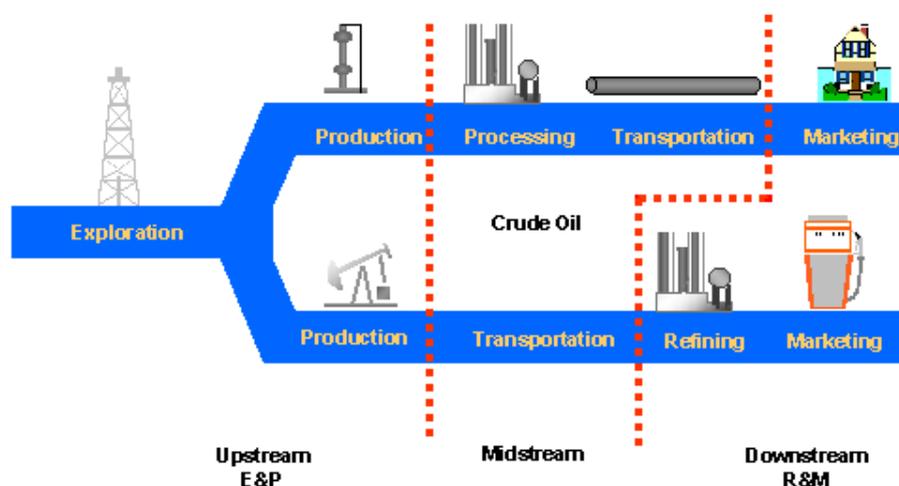


Abbildung A.5.1: Wertschöpfungskette von Erdöl und Erdgas [181]

PetroStrategies, Inc. [181], eine US-amerikanische Consulting- und Forschungsorganisation auf dem Gebiet der Öl- und Gasindustrie, führte anhand der Vielzahl an Daten aus den im Jahr 2007 erschienenen Quellen (Basisdaten aus *Oil & Gas Journal* und *Performance Profiles von Major Energy Producers, EIA*) Schätzungen über die Anteile der der WS-Kette der Erdölindustrie in den USA durch (Tabelle A.5.1). Die Analyse ging von einem Rohölpreis von 49 USD/bbl aus.

Tabelle A.5.1 Anteile an der WS-Kette in der Mineralölwirtschaft in den USA [181]

Operation	Kosten (USD/bbl)	Wert (USD/bbl)	Wertschöpfung (USD/bbl)	Nettogewinn (USD/bbl)	Anteile an der WS-Kette
Exploration	2,97	16,33	16,33	13,36	25,2%
Förderung	17,78	49,00	32,67	14,89	50%
Transport	1,00	51,96	2,96	1,96	4,6%
Raffinerie	3,70	60,46	8,50	4,80	13,3%
Distribution	1,90	63,69	3,23	1,33	5%
Marketing	0,80	64,85	1,16	0,36	1,9%
Steuer	19,15	84,00	0,00	0,00	0%
			64,85	36,70	100%

Aus den Untersuchungen ergab sich, dass über 75% der Wertschöpfung integrierter Ölgesellschaften (IOC's) im Upstream-Bereich erzielt wird, gefolgt von der Erdöl-Raffinerie[181]. Der Anteil an der Wertschöpfung im Downstream-Bereich liegt in der WS-Kette bei über 20% bei (Tabelle A.5.1).

Die Wertschöpfung einer Erdölverarbeitungsindustrie wird durch ihre Produktivität bestimmt. Eine Raffinerie ist umso profitabler, je höher die Differenz zwischen Einsatz und dem verarbeiteten, verkaufsfähigen Endprodukt ist. Wenn sich die Mongolei für eine Verarbeitungskapazität auf der Basis eigener Rohstoffe entscheidet, würde die Wertschöpfung demnach höher sein als die Verarbeitung mit importiertem Öl.

Eine tiefere Verarbeitung des Rohöls mit hoher Wertschöpfung geht weiter bis in die petrochemische und chemische Industrie und Kunststoffverarbeitung (Abbildung A.5.2). Über 90% der organischen Chemieprodukte haben ihren Ursprung in Mineralölerzeugnissen [66]. Die Preise der Petrochemikalien gehen dabei als Rohstoffkosten in die Herstellkosten der Folgestufe ein. In Deutschland gehen etwa 10% der Mineralölprodukte als Rohstoffe an die chemische Industrie (Petrochemie).

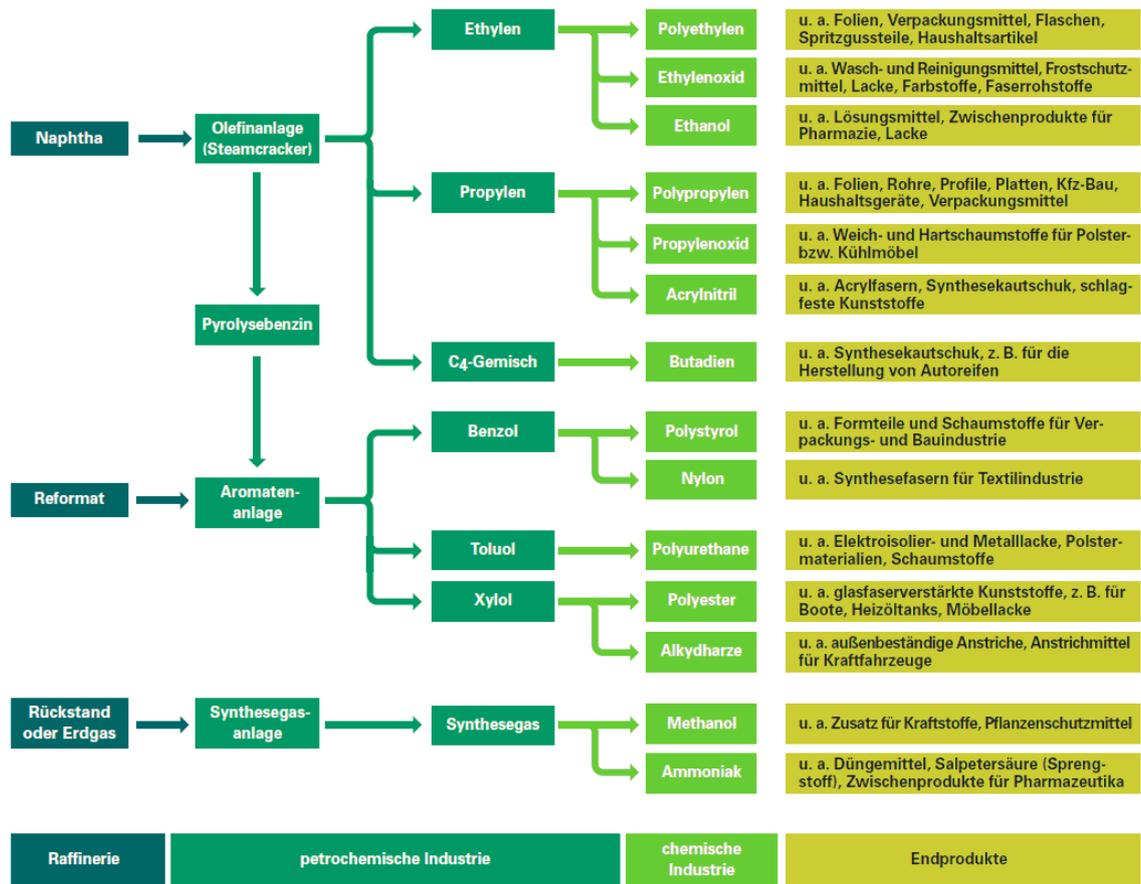


Abbildung A.5.2: Beispiele für aus Rohöl gewonnene Produkte nach tieferen Verarbeitungsprozessen mit hoher Wertschöpfung [45]

Olefine (Ethylen, Propylen) und aromatische Substanzen sind die zwei Hauptkategorien der petrochemischen Grundstoffe, die in großen Mengen produziert werden.

Die Mineralölindustrie ist nicht nur der Rohstofflieferant der Petrochemie. Verschiedene Primärprodukte der Petrochemie entstehen gleichzeitig in den Raffinerien, wie z.B. Propylen und die Aromaten (Benzol und Toluol). Diese Stoffe werden einerseits an die chemische Industrie geliefert, andererseits gibt es aber auch in der Mineralölindustrie selbst Einsatzmöglichkeiten [66].

A.5.2 Handlungen anderer Länder bei der Verwertung von Rohöl

In Deutschland stellt das Mineralöl der wichtigste und der preiswerteste Energieträger im Bereich Wärme und Verkehr dar. Der Erdölverbrauch in Deutschland wird bis zu 97% (2010: rund 93 Mio. t Rohöleinfuhr) durch Import und 3% durch heimische Ölförderung gedeckt. Wichtigster Rohöllieferant im Jahr 2010 waren die GUS-Staaten mit 45,9%, wobei die Russische Föderation mit 31% den größten Anteil unter den 28

Ursprungsländern beisteuerte [114]. Während das Rohöl fast vollständig importiert wird, stammen die in Deutschland nachgefragten Mineralölprodukte überwiegend aus hiesigen Raffinerien [30]. Abbildung A.5.3 stellt die Standorte der 14 Raffinerien in Deutschland dar.

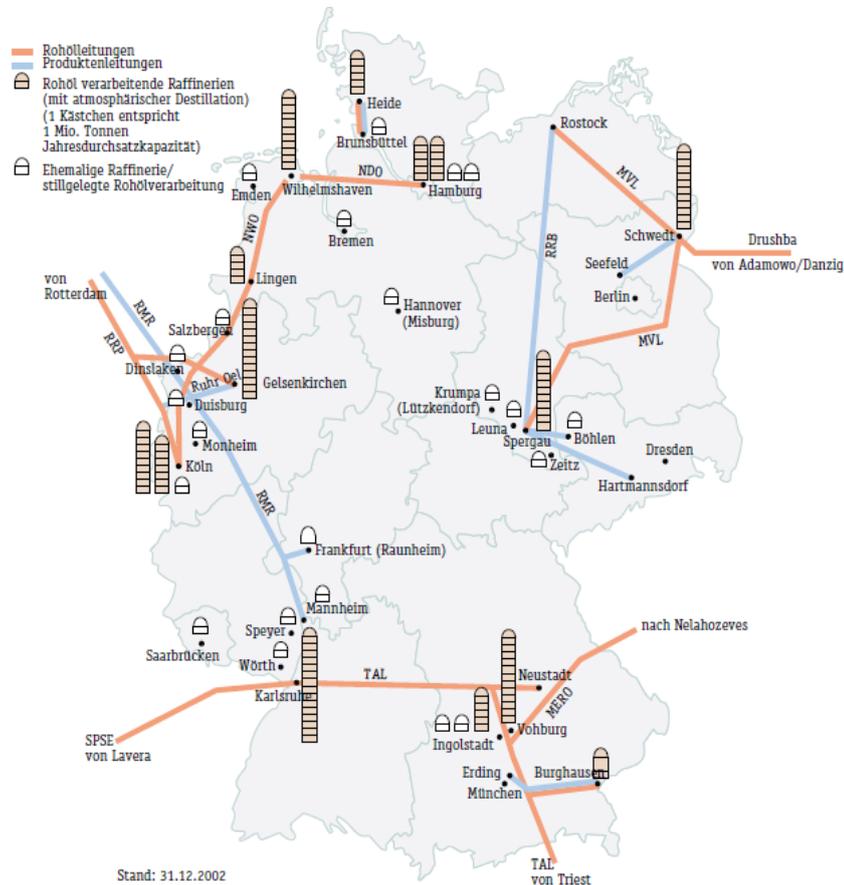


Abbildung A.5.3: Raffinerien und ihre Standorte in Deutschland [113]

Durch Wertschöpfung, Arbeitsplatzbeschaffung und Technologieführerschaft leistet die Mineralölwirtschaft in Deutschland einen wesentlichen Beitrag für den Wohlstand des Landes.

In der Mineralölindustrie sind 111.000 Menschen beschäftigt. Insgesamt 324.000 Arbeitsplätze sind direkt und indirekt von der Mineralölindustrie abhängig. Allein in der mit den Raffinerien eng verbundenen Petrochemie sind 47.000 Menschen tätig. Zur Bruttowertschöpfung des verarbeitenden Gewerbes trägt die Mineralölwirtschaft zu knapp 7% mit etwa 30 Mrd. Euro bei [28]. Die Raffinerieerzeugnisse in Deutschland gehen als Vorleistungen in die Produktion einer großen Zahl anderer Wirtschaftszweige ein, insbesondere in die Petrochemie, Chemie, Kunststoffverarbeitung und

Stahlindustrie. Raffinerien beziehen ebenfalls Produkte von der Petrochemie, die bei der Herstellung der Mineralölprodukte benötigt werden. Die enge Verzahnung von Industrien spricht für Clustereffekte, die auch durch Wissens-Spillover und gemeinsame Arbeitsmärkte hervorgerufen werden.

Viele andere Länder, die derzeit nur reine Erdölexporte haben, denken darüber nach, in Zukunft nur noch Fertigprodukte zu exportieren, um die Wertschöpfung der Produkte im eigenen Land zu erhöhen. Aus diesem Grund bereitet z.B. Kuwait eine der größten Erdölverarbeitungsanlagen der Welt vor, um zukünftig Produkte (Benzin, Diesel, Heizöl etc.) zu verkaufen [73]. Laut Handels- und Industriekammer der Russischen Föderation wollen auch russische Ölkonzerne in Zukunft eine höhere Wertschöpfung durch Rohölverarbeitung in den Raffinerien erzielen, anstatt einfach Rohöl zu exportieren. Die Regierung könnte die Vergabe der Lizenzen für neue Ölfelder künftig von der Schaffung möglicher Weiterverarbeitungskapazitäten von Rohöl abhängig machen. Die Erweiterung des Leitungsnetzes der Pipelines begünstigt die Absatzzahlen der russischen Metallurgiekonzerne [80].

Teil B: Mineralölverarbeitung in einer Raffinerie

Ziel der Mineralölverarbeitung in einer Raffinerie ist es,

- das Vielstoffgemisch Erdöl in Fraktionen unterschiedlicher Siedelage zu trennen, entsprechend der späteren Verwendung,
- die Produkteigenschaften (z.B. Klopfestigkeit, Schwefelgehalt) einzustellen sowie
- den Produkthanfall an die Bedürfnisse des Marktes anzupassen.

B.1 Allgemeines zur Raffinerie

Um aus den Rohölen vermarktbare Endprodukte zu erzeugen, werden die Rohöle durch zahlreiche Prozesse in der Raffinerie weiterverarbeitet. Diese werden in verschiedenen Anlagen durchgeführt, wobei das Produkt aus einer Verfahrensanlage der Einsatz für die nächste Anlage sein kann.

Abbildung B.1.1 zeigt stark vereinfacht den prinzipiellen Aufbau einer Raffinerie.

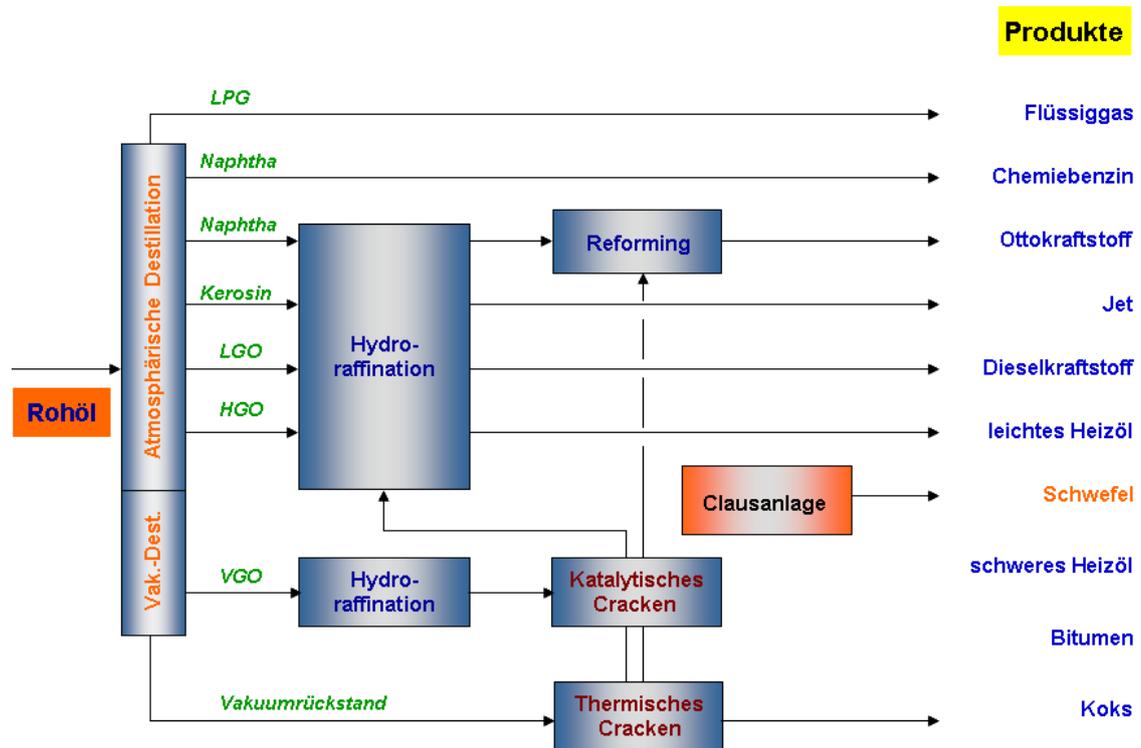


Abbildung B.1.1: Prinzipieller Aufbau einer Raffinerie [106]

Im Schema nicht enthalten ist die Feinreinigung des Rohöls vor der Destillation, bei der noch im Rohöl enthaltene Wasser- und Salzanteile entfernt werden. Ein detailliertes Schema von einer modernen Raffinerie (TOTAL-Raffinerie Mitteldeutschland Spergau) befindet sich in der Anlage 1.

Eine Raffinerie besteht aus:

- Anlagen für die Hauptprozesse der Rohölverarbeitung, die als Inside Battery Limit (ISBL) bezeichnet werden, und
- Hilfs- und Nebenanlagen, die zur Ver- und Entsorgung sowie für Logistik und Sicherheit erforderlich sind und auch als Outside Battery Limit (OSBL) bezeichnet werden.

Die Anlage zur Erzeugung von Wasserstoff (Hydrogen Generation) wird meist zur ISBL gezählt, obwohl hier kein Rohöl verarbeitet wird.

Die Mineralölverarbeitung ist eine Koppelproduktion, bei der zwangsweise unterschiedliche Nebenprodukte anfallen [51]. Die Produktion eines Produktes (z.B. Kraftstoff) kann nicht losgelöst vom Anfall anderer Komponenten betrachtet werden. Kapazität und Art der Raffineriekonfiguration werden durch die Zusammensetzung der zu verarbeitenden Rohöle und durch die Verbrauchsstruktur des zu beliefernden Marktes bestimmt. Die Kapazität der Raffinerie bemisst man im Allgemeinen nach der ersten Verarbeitungsstufe für Rohöl, der atmosphärischen- oder Rohöldestillation. Die Kapazität gibt an, wie viel Rohöl einer definierten Provenienz pro Zeiteinheit in der Destillationsanlage der jeweiligen Raffinerie verarbeitet wird.

Raffinerie-Arten

Die einfachste Form der Raffinerie ist die so genannte Hydroskimming-Anlage, auch als Straight-Run (SR) Verarbeitung bezeichnet, die nur wenige Rohölqualitäten verarbeiten und wenige hochwertige Produkte erzeugen kann [54]. Sie ist eine reine Kraft- und Brennstoff-Raffinerie, die Benzin- und Dieselkraftstoffe sowie leichtes und schweres Heizöl liefert. Solche Anlagen trennen im Wesentlichen nur die leichten Kohlenwasserstoffverbindungen von den schweren Bestandteilen ab. Die Verarbeitung erfolgt ohne Berücksichtigung von Konversionsprozessen [51]. Die Menge der erzeugten Produkte wird fast völlig von der Zusammensetzung des Rohöls bestimmt, man nutzt quasi nur die Kohlenwasserstoffgruppen aus dem Rohöl, die von Natur aus

im Rohöl enthalten sind [62]. Hydroskimming-Raffinerien sind in den vergangenen Jahren weltweit überwiegend in Vollraffinerien umgewandelt (durch den Einsatz von Konversionsanlagen) oder stillgelegt worden. In Deutschland gibt es zum Beispiel keine einzige reine Hydroskimming-Raffinerie mehr.

Komplexe-Raffinerien mit vielen Konversionsanlagen, auch als Fully-Upgraded (FUG) Verarbeitung bezeichnet, können aus nahezu fast allen Rohölen Fertigprodukte erzeugen [54]. Sie haben ein sehr umfangreiches Produktionsprogramm, das neben Kraft- und Brennstoffen auch Flüssiggas (Propan, Butan u. a.), Flugturbinentreibstoff, Schmierstoffe, Paraffine, Bitumen, petrochemische Grundstoffe, Spezial- und Testbenzine etc. umfasst [112]. In solchen Raffinerien werden die Fraktionen aus der Primärzerlegung den unterschiedlichen Veredlungs- und Konversions- (Umwandlungs-) anlagen zugeführt, um Eigenschaften und Mengen der Produktpalette so zu verändern, dass die Marktanforderungen, unabhängig vom Rohstoff, erfüllt werden [141].

Im Folgenden sind die wesentlichen Verfahren einer Komplexen-Raffinerie (ohne Petrochemieanlagen) aufgeführt [54]:

- Rohöldestillation
- Vakuumdestillation
- Hydrotreating / Hydrofining
- Reforming (Platforming)
- Thermisches Spaltverfahren (Visbreaking, Coking und ggf. Steamcracking)
- Katalytisches Spaltverfahren (Katalytisches Cracken und Hydrocracken)
- Isomerisierung und Hydro-Isomerisierung
- Alkylierung und Veretherung (MTBE, ETBE etc.)
- Rückstandsvergasung, -Hydrierung
- Gasnachverarbeitung / H₂-Gewinnung
- Schwefelrückgewinnung

Dennoch gibt es Raffinerien, die hauptsächlich nur weitere wertvollere Produkte, wie z.B. Vorprodukte für die chemische und petrochemische Industrie, herstellen. In Anlage 2 befindet sich das Verarbeitungsschema der komplexen Raffinerie mit

Petrochemie der BP Gelsenkirchen. Der Standort Gelsenkirchen verfügt über eine Vielzahl von Raffinerie- und Petrochemieanlagen. Aus 12,7 Mio. t Rohöl hat die Raffinerie im Jahr 2010 ca. 8,5 Mio. t Benzin, Diesel, Düsentreibstoff und Heizöl sowie Bitumen und Petrolkoks und über 3 Mio. t petrochemische Produkte vor allem für die Kunststoffherzeugung hergestellt [26]. Je nach Raffinerietyp und -größe, Produktionsumfang und Kapazitätsauslastung schwanken die Verarbeitungskosten [112].

B.2 Raffinerietechniken der Rohölverarbeitung

Eine Raffinerie besteht aus einer Reihe von komplexen, miteinander verbundenen Prozessstufen der unterschiedlichen Verarbeitungsverfahren, die die Fraktionen aus der primären Destillation trennen, chemisch verändern (Reforming, Isomerisierung, Konvertieren oder Cracken), sowie reinigen oder verblenden [64].

B.2.1 Destillation

Rohöldestillation

Ausgangsverfahren der Mineralölverarbeitung ist die Destillation. Das Öl wird in Wärmeaustauschern vorgewärmt und in den Röhrenöfen auf Destillationstemperatur aufgeheizt. Die Kohlenwasserstoffverbindungen des Rohöls werden in der Hauptkolonne der Rohöldestillation, in Abhängigkeit von ihrem Siedeverhalten, in einzelne Fraktionen oder Produktgruppen aufgetrennt. Raffineriegas, Flüssiggas und teilweise auch Rohbenzin werden am Kopf der Fraktionskolonne abgezogen, während Mitteldestillate (Gasöle) als Seitenströme in der Mitte der Kolonne und der nicht verdampfbare Rückstand am Boden der Kolonne [113] gewonnen werden. In Anlage 3 ist ein Prozessschema der atmosphärischen Destillation dargestellt. Es ist generell unmöglich, die Siedebereiche der einzelnen Gruppen der Kohlenwasserstoffe scharf voneinander zu trennen.

Vakuumdestillation

Die Destillationstemperaturen sind mit ca. 350 °C begrenzt, weil sonst die Moleküle in einem unkontrollierten Crackvorgang gespalten werden, so dass es zu einem Verkokungsprozess kommen würde. Deshalb wird der atmosphärische Rückstand in der Vakuumdestillation bei einem niedrigeren Druck von ca. 30 hPa nochmals destilliert. So kann man die Fraktionen im Siedebereich von 500-600 °C unter Vakuumbedingung bei

Temperaturen von 350-400 °C [163] auftrennen. Derzeit sind Siedeenden um 600 °C erreichbar (Deep-Cut-Fahrweise) [54]. Dabei entstehen Vakuumdestillate (Light and Heavy Vacuum Gas Oil) die als Einsatzprodukt für Konversionsanlagen oder zur Erzeugung von Schmieröl dienen. Als Sumpfprodukt bleibt Vakuumrückstand zurück, der die meisten Verunreinigungen (Metalle, Salz, Sedimente, Schwefel, Stickstoff, Asphaltene) enthält. Er wird zur Herstellung von schwerem Heizöl oder Bitumen verwendet [168]. Um die Menge an leichten Produkten und den Einsatz für die tiefere Spaltung zu erhöhen, kann der Vakuumrückstand noch einmal thermisch gespalten werden. In Anlage 4 befindet sich die Darstellung einer Vakuumdestillationsanlage.

B.2.2 Veredelungsverfahren

Die durch die verschiedenen Verarbeitungsverfahren der Destillation gewonnenen Produkte entsprechen noch nicht den Markt- und Qualitätsanforderungen. Sie müssen in weiteren Prozessen veredelt werden.

B.2.2.1 Hydrotreating / Hydrofining

Zu den modernen Raffinationsanlagen gehört die Hydrotreating (HT)-Anlage. Hydrotreating oder Hydrofining Anlagen haben zwei Basisfunktionen: Zum einen dienen sie zur Qualitätsverbesserung von Fertigprodukten, so dass sie den Qualitäts- und Emissionsstandards entsprechen. Die zweite Funktion ist die Vorbereitung der Einsatzstoffe für weitere Verarbeitungs- und Konversionsanlagen der Raffinerie (Isomerisierung, Reforming, katalytisches Cracken, Hydrocracken), deren Katalysatoren durch die Verunreinigungen vergiftet werden könnten. Dies gilt für Schwefel bei Edelmetall-Katalysatoren, Stickstoff für saure Katalysatoren und Metalle für alle Arten von Katalysatoren. Hauptziel dieser Prozesse ist die Entfernung dieser Verunreinigungen oder Schadstoffe. Die wichtigsten HT-Reaktionen sind Hydro-Desulfurierung (HDS), Hydro-Entstickung (HDN), Hydro-Deoxygenation (HDO) und Hydrierung (HYD). Das Prozessschema eines Hydrotreaters wird in Anlage 5 dargestellt. In einer HT-Anlage können bei hoher Temperatur, unter mäßigem bis hohem Druck und Wasserstoff (H₂)-Atmosphäre verschiedene chemische Reaktionen ablaufen, die zur Verbesserung der Eigenschaften führen. Die bevorzugten Umwandlungen werden durch die Auswahl des Katalysators und der Reaktionsbedingungen (Temperatur und Druck) beeinflusst. Es ist möglich, in einem Reaktor verschiedene Katalysatoren anzuordnen und gleichzeitig mehrere

Eigenschaften zu verbessern. Sie sind für alle Fraktionen in einer Raffinerie konzipiert, vom Leichtbenzin bis zum Vakuumrückstand. Deshalb gehören die Hydrotreating-Anlagen zu den wichtigsten Anlagen der Raffinerie; sie haben zugleich große ökologische Bedeutung [107]. Hydrierprozesse reduzieren auch die Aromatengehalte durch die Aufsättigung mit Wasserstoff. Der im Hydrofiner anfallende konzentrierte Schwefelwasserstoff (H_2S) wird in der Clausanlage zu elementarem Schwefel und Wasser verbrannt. Es lässt sich dabei Schwefel gewinnen.

B.2.2.2 Reforming/Reformieren

Ein wichtiges Raffinerieverfahren ist das katalytische Reforming. Der Prozess verläuft unter H_2 -Abgabe ab. Ziele des Reforming-Prozesses sind die Erhöhung der Oktanzahl für Motorenbenzine, sowie die Gewinnung von Aromaten wie Benzol, Toluol und Xylol, die als petrochemische Einsatzprodukte dienen [163]. Das Haupteinsatzprodukt ist Schwerbenzin (80-180 °C) aus der Rohöldestillation [168]. Die Molekülstrukturen des Rohbenzins, das eine niedrige Klopfestigkeit (Oktanzahl 40-60) hat, werden so verändert, dass die Oktanzahl auf etwa 95 bis 100 ansteigt [113]. Durch das Reformieren werden paraffinische und naphthenische Verbindungen in Aromaten umgewandelt, die unter den Kohlenwasserstoffen die höchste Klopfestigkeit besitzen (Abbildung B.2.1).

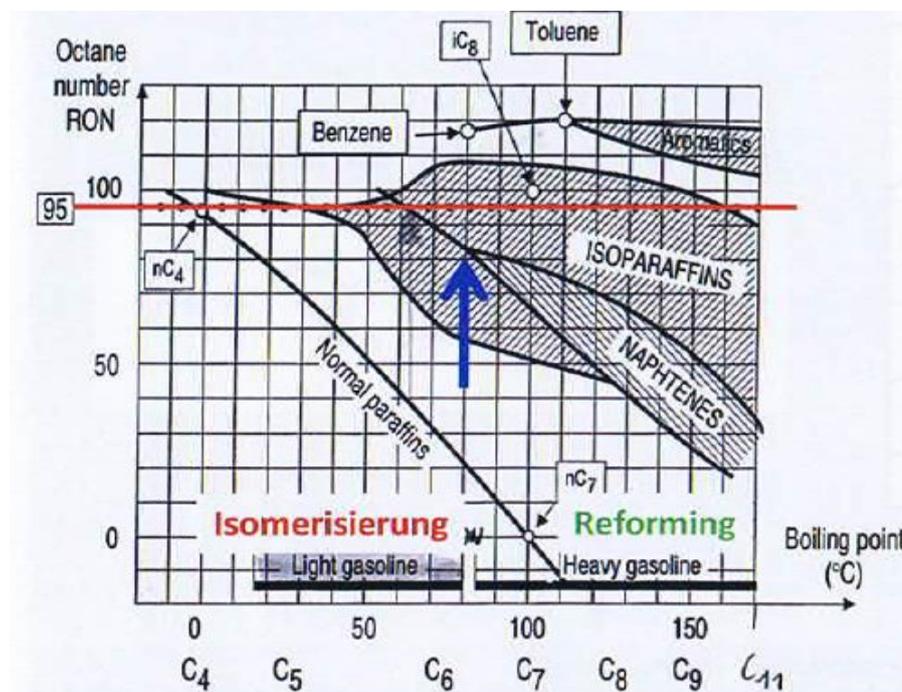


Abbildung B.2.1: Reforming von Schwerbenzin [106]

Dabei werden bifunktionelle Katalysatoren eingesetzt: Platin/Rhenium als Hydrierkomponente auf chloriertem Alumina als saueren Träger. Dabei finden unter hoher Temperatur und mäßigem Druck zwei Hauptreaktionen statt:

1. Ringschlussreaktion (Dehydrocyclisierung) von n-Alkanen zu Naphthenen:

n-Heptan → Methylcyclohexan

(RON: 0) (RON: 75)

2. Dehydrierung von Naphthenen zu Aromaten:

Methylcyclohexan → Toluol

(RON: 75) (RON: 120)

Vor dem Reforming muss das Einsatzprodukt durch eine Hydrierung von Verunreinigungen wie Schwefel, Stickstoff und Sauerstoff (Katalysatorgifte) gereinigt werden [168]. Das Reforming ist der einzige Prozess, welcher H₂ liefert. Früher konnte dieser Prozess ganze Raffinerien mit H₂ versorgen. Heute reicht der H₂ aus dem Reformer nicht mehr aus, da die Hydrierprozesse wesentlich mehr H₂ benötigen.

Der Reformingprozess wird auch Platforming (typische UOP-Begriff) genannt, weil Platin auf Aluminiumoxid (Al₂O₃) und/oder Silica-Gel (SiO₂) als Katalysator eingesetzt wird. In Anlage 6 befindet sich die Darstellung und das Schema eines katalytischen Reformers.

B.2.2.3 Isomerisierung und Alkylierung

Heutzutage ist es in den meisten Ländern verboten, zur Erhöhung der Oktanzahl und zur Verbesserung der Klopfestigkeit des Treibstoffes bleihaltige, metallorganische Verbindungen wie Bleitetraethyl als Additive einzusetzen, da diese äußerst giftig sind. Aufgrund der gesundheitsschädigenden Eigenschaften wurde der Benzengehalt (Benzol) in manchen Ländern bis auf 1%, sowie der Aromatenanteil bis auf 35% eingeschränkt. Daher entsteht die Notwendigkeit, durch **Isomerisierung** niedrigoktanige Rohölkomponenten in hochoktanige Komponenten zum Blenden von Benzin umzuwandeln [163]. Bei der Isomerisierung werden in einem katalytischen Prozess C5 und C6 Paraffine mit niedriger Oktanzahl in ihre hochoktanigen Isomere verwandelt (s. Abbildung B.2.1). D.h. unverzweigte Kohlenstoffketten (niedrige Oktanzahl) werden in verzweigte Kohlenstoffketten gleicher Kohlenstoffzahl umgewandelt. Während die Oktanzahl von n-Pentan 62 beträgt, erreicht die von i-Pentan 92 [163].

So kann auch für leichtsiedende Komponenten die Klopffestigkeit verbessert werden. Dies ist insbesondere bei kalten Motorbetriebsbedingungen von großer Bedeutung [145]. Typische Prozessbedingungen liegen bei einem Druck von 15-30 bar und bei mäßigen Temperaturen von 120-270 °C [106]. Die Umwandlung erfolgt an einem Edelmetall-Katalysator unter einer H₂-Atmosphäre [55].

Bei Konversionsprozessen (Punkt B.3.3), wie beim katalytischen Cracken entstehen auch ungesättigte Spaltprodukte wie Propen und Butene (Olefine) [163]. Bei der **Alkylierung** werden aus diesen leichten Olefinen unter Zusatz von Isobutan und Verwendung von Schwefelsäure oder Fluorwasserstoff (Flußsäure) als Katalysator hochoktanige Benzinkomponenten (Alkylat-Benzin) hergestellt [168]. Für eine Raffinerie mit FCC-Anlage, in der in erheblichen Mengen ungesättigte Kohlenwasserstoffe (Propen, Butene) anfallen, ist die Alkylierungsanlage ein notwendiger Bestandteil.

B.2.3 Konversionsverfahren

Um die wachsende Nachfrage von leichten Produkten bei sinkendem Bedarf an schweren Produkten zu befriedigen, benötigt man zusätzliche Konversionsanlagen. In diesen Verfahren werden bei hohen Temperaturen entweder rein thermisch oder in Gegenwart von Katalysatoren, teilweise unter Verwendung von H₂ hochmolekulare Erdölfraktionen (Vakuumdestillate, Rückstände) gespalten, um die gewünschten leichten Produkte mit möglichst hoher Ausbeute zu erzeugen [145]. Konversionsverfahren haben drei Ziele:

1. Umwandlung der nichtmarktgängigen Ölfraktionen in marktgängige Produkte;
2. Verbesserung der Produktqualität gemäß den Anforderungen des Endverbrauchs;
3. Umweltschutzmaßnahme während der Produktion [107].

Es gibt thermische Spaltverfahren (Thermal Cracking, Visbreaking, Coking) und katalytische Spaltverfahren, die sich wiederum in katalytisches Cracken und Hydrocracken einteilen lassen [113]. Die verschiedenen Crackverfahren gehen von unterschiedlichen Einsatzprodukten aus: Destillate aus der Vakuumdestillation sind das bevorzugte Einsatzprodukt für katalytische Cracker und den Hydrocracker, während der Vakuumrückstand im thermischen Spaltverfahren eingesetzt wird. Die Einsatzmöglichkeiten von Konversionsverfahren sind in kleinen Raffinerien beschränkt.

Es wird geschätzt, dass der Einsatz von Konversionsanlagen erst ab einer jährlichen Kapazität von 300.000 t/a Rohöl wirtschaftlich und rentabel sind [163].

B.2.3.1 Thermisches Spaltverfahren / Thermisches Cracken

Destillationsrückstände enthalten Schwefel-, Stickstoff-, Sauerstoff- und Metallverbindungen, die eine katalytische Verarbeitung behindern. Diese Stoffe können jedoch in thermischen Verfahren eingesetzt werden. Man unterscheidet zwischen thermal Cracking, Visbreaking und Coking.

Thermisches Cracken ist das älteste und einfachste Konversionsverfahren, bei dem durch kurzzeitiges Überhitzen auf etwa 400-550 °C die Molekülketten der Einsatzstoffe thermisch aufgebrochen werden [60]. Heutzutage wird das thermische Cracken überwiegend zur Konversion von Destillationsrückständen eingesetzt, wobei zwischen „milden“ Verfahren (Visbreaking) und „scharfen“ Verfahren (Coking) unterschieden werden kann [107].

Visbreaking

Dieses Verfahren hat zwei Funktionen:

1. Die ursprüngliche Funktion: Reduzierung der Viskosität und/oder Pour point der schweren Öle (Rückstände aus Rohöl- und Vakuumdestillation). Man spart damit Mitteldestillate, die den schweren Ölen zugemischt werden müssten, um sie leichtflüssiger und damit als schweres Heizöl verkaufsfähig zu machen [113].
2. Gewinnung von Einsatzprodukten für Crackanlagen, um zusätzliche Benzin- und Dieselkomponenten aus den Rückständen zu produzieren [107]. Damit reduziert sich die Produktion vom schweren Heizöl, dessen Nachfrage zurückgeht [109].

Visbreaking ist ein kostengünstigeres Verfahren zum Produzieren von leichten Produkten aus schweren Rückständen. Der Vorgang wird bei Temperaturen zwischen 460 °C und 480 °C durchgeführt.

Coking

Das Coking-Verfahren gehört zu den scharfen thermischen Crackverfahren, bei denen neben leichten Crackprodukten auch in erheblichem Umfang Koks gebildet wird. Bei dem **Delayed-Coking-Verfahren** wird die hohe Crackintensität durch lange Verweilzeiten erreicht. Hauptziel dieses Prozesses ist die Gewinnung von Petrolkoks, der durch Kalzinieren zu hochwertigen Elektrodenkoks umgewandelt werden kann.

Beim **Fluid-Coking-Prozess** steht dagegen die Gewinnung von Kraftstoffkomponenten mit maximaler Ausbeute im Vordergrund. Der Prozess läuft bei geringen Verweilzeiten aber hohen Temperaturen zwischen 525 °C und 550 °C ab. Der dabei entstehende minderwertige Koks kann zur Energiebereitstellung im Prozess eingesetzt werden (**Flexi-Coking**) [106].

B.2.3.2 Katalytisches Cracken

Ein qualitativ besseres Umwandlergebnis als beim thermischen Cracken wird beim katalytischen Cracken (Fluid Catalytic Cracking, FCC) erreicht [16]. Es ist das wichtigste Verfahren für die Herstellung von Benzin, neben dem katalytischen Reforming und der Alkylierung. Beim katalytischen Cracken werden die hochmolekularen, schweren Kohlenwasserstoffe (Siedebereich in 350-550 °C) in leichtere niedrigmolekulare Kohlenwasserstoffe gespalten [107]. Als Einsatzprodukt für diesen sehr flexiblen Prozess werden in der Regel Vakuumdestillate, entasphaltierte Öle, Rückstände (durch Hydrotreating gereinigt), sowie Nebenprodukte aus anderen Prozessen eingesetzt. Der Spaltvorgang erfolgt bei etwa 450-540 °C und niedrigem Druck, in Gegenwart eines Katalysators. Die Hauptprodukte aus katalytischem Cracken sind:

- Flüssiggase (Propan, Propen, Butan, Butene)
- hochoktanige Benzinfraktion (Oktanzahl liegt bei 80 bis 85)
- Leichtdestillate, ähnlich wie Gasöl, aber hocharomatisch, mit geringer CZ [168].

Während des Crackvorgangs setzt sich auf dem Katalysator Kohlenstoff als Koks ab und nimmt dem Katalysator seine Wirkung. Der Katalysator wird deshalb kontinuierlich aus dem Reaktor entfernt und der Koks wird in einem nachgeschalteten Regenerator bei einer Temperatur von 700 °C abgebrannt, so dass der Katalysator erneut in den Prozess zurückgeführt verwendet werden kann. Beim Fluid Catalytic Cracking (FCC) wird der Katalysator in eine fluidisierende Wirbelschicht geführt. Die beim Abbrennen von Koks entstehende Wärmeenergie ist der Energielieferant für den Crackprozess. Mit Hilfe des katalytischen Crackverfahrens wird nicht nur der Anteil von schwerem

Heizöl vermindert, sondern gleichzeitig auch ein Teil des Schwefels entfernt, der im Einsatz enthalten war [16].

B.2.3.3 Hydrocracken

Das technisch flexibelste, aber auch das teuerste Konversionsverfahren ist das Hydrocracken [60]. Es handelt sich hierbei um ein katalytisches Spaltverfahren in Gegenwart von H_2 bei einem Druck von 35 bis 150 bar. Es ermöglicht eine nahezu vollständige Umwandlung des Einsatzprodukts [16]. Ziel dieses Verfahrens ist es, leichte Produkte wie Motorbenzin, Kerosin, Dieselkraftstoff und Heizöl herzustellen und Feeds für FCC- und Steamcrack-Anlagen (Ethen und Propan) zu erzeugen [106].

Das Verfahren basiert darauf, an den freien Valenzen der aufgebrochenen Molekülketten H_2 -Atome anzulagern und diese dadurch chemisch zu stabilisieren [60]. Die Einsatzprodukte sind vor allem Vakuumdestillate der Rohöldestillation, aber auch entasphaltierte Öle und Schwerdestillate von anderen Konversionsprozessen (Visbreaking, Coking) [168]. In Anlage 7 wird ein vereinfachtes Verfahrensfließbild eines Hydrocrackers dargestellt. Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass sich je nach Einsatz der Katalysatoren und Prozessbedingungen die erwünschte Ausbeute in bestimmte Richtungen steuern lässt. Der hohe H_2 -Bedarf und der Einsatz von Hochdruckreaktoren verursachen beträchtliche Investitions- und Betriebskosten. Man kann im Hydrocracker entweder fast ausschließlich Benzin oder überwiegend Dieselkraftstoff (auch Kerosin) und leichtes Heizöl bei gleichzeitig geringem Benzinanteil gewinnen. Hydrocracken ist eine hervorragende Möglichkeit zur Gewinnung qualitativ hochwertiger Mitteldestillate (Kerosin, Diesel) [168]. In Tabelle B.2.1 werden die Besonderheiten der unterschiedlichen Konversionsverfahren gegenübergestellt [106].

Tabelle B.2.1 Übersicht der Konversionsverfahren [106] mit Datengrundlage von [138], [111] und [113]

Verfahren	Thermisches Spaltverfahren			Katalytisches Spaltverfahren	
	Visbreaking	Delayed Coking	Fluid Coking	Katalytisches Cracken	Hydrocracken
Merkmal	Mildes thermisches Cracken	scharfes thermisches Cracken	scharfes thermisches Cracken	scharfes katalytisches Cracken	scharfes katalytisches Cracken in H ₂ -Atmosphäre
Besonderheiten	Senkung Viskosität, Erhöhung Mitteldestillat	Petrolkoksgewinnung	maximale Ausbeute an Destillaten	teilweise Entschwefelung	Hydro-Raffination in situ
Einsatzprodukt	Atmosphärischer und Vakuumrückstand	Rückstände (Kohleater)	Vakuumrückstand	Vakuumdestillate	Vakuumdestillate
Produktausbeute ^{*)}					zwischen
Gas	2%	7-12%	10-15%	21%	18% und 7%
Benzin	5%	10-17%	10-15%	47%	55% und 28%
Mitteldestillat	13-25%	40-55%	45-55%	20%	15% und 56%
Schweres Heizöl	65-80%	-	-	7%	12% und 11%
Koks	geringfügig	20-30 (35)	25-35%	5%	-
Nachbehandlung	erforderlich	erforderlich	erforderlich	teilweise erforderlich	keine
Temperatur (°C)	460-480	490-500	500-550	450-550	250-480
Druck (bar)	7-15	2-7	1-6	1-2	35-150 (H ₂)

^{*)} bezogen auf Einsatzmaterial

B.3 Hilfs- und Nebenanlagen

Zu einer Raffinerie gehören unterschiedliche Hilfs- und Nebenanlagen, sogenannte OSBL, zur Ver- und Entsorgung sowie für Logistik und Sicherheit. Dazu gehören Kraftwerk, Tankanlage (Lagertanks, Blendingtanks für Mischprozesse), Anlagen zur Herstellung von Deionat, Kühlwasser- und Abwasseraufbereitung, Fackelsysteme, Clausanlage (Prozessanlage zur Herstellung von elementarem Schwefel) und Transportvorrichtungen.

Raffineriekraftwerk: In der Raffinerie sind große Wärmemengen zum Aufheizen der Einsatzprodukte für Destillation, Konversion und Veredelung sowie zur Erzeugung von Prozessdampf erforderlich. Dampf als Hilfsmittel wird zur sauberen Trennung der Fraktionen (Strippdampf), zur Erzeugung von Vakuum, zur Vermeidung von Crackvorgängen, zum Antrieb von Pumpen und zur Beheizung benötigt. Die Stromversorgung einer Raffinerie muß auch durch ein eigenes Kraftwerk erfolgen. Als Brennstoffe werden Gase und flüssige Rückstandsöle eingesetzt. Das Kraftwerk ist eine Möglichkeit, selbst Rückstände umweltgerecht zu verwerten. Daher ist ein Kraftwerk am Standort der Raffinerie unumgänglich [55].

Tanklager: Die flächenmäßig größte Anlage einer Raffinerie ist das Tanklager (Abbildung B.3.1). Sie besteht aus Rohöltanks, Tanklager für Zwischenprodukte und nicht qualitätsgerechte Produkte (Tankfarm of Intermediates), und Tanklager für Endprodukte (Tankfarm, Blending & Loading).

Rohöl wird aus Eisenbahn-Kesselwagen oder Pipelines entladen und als Vorrat für mehrere Tage (Wochen) in Rohöltanks zwischengelagert.

An strategisch wichtigen Schnittstellen zwischen den ISBL-Anlagen werden diese durch Zwischentanks im Stofffluss entkoppelt und so die Verfügbarkeit in der Raffinerie verbessert. Beim An- und Abfahren der Anlagen und während einer Betriebsstörung werden keine qualitätsgerechten Produkte erzeugt. Diese Produkte werden gesammelt und an geeigneter Stelle wieder in den Produktionsprozess eingespeist. Im Fall einer Havarie muss eine Anlage unter Umständen in Tanks notentleert werden.

Die Hauptprodukte Motorbenzin, Diesel und Heizöle müssen aus mehreren Komponenten gemischt werden, um die Qualitätsanforderungen erfüllen zu können. Die

Gesamtmenge der für ein Produkt geeigneten Komponenten heißt „Pool“. Um größtmögliche Flexibilität bei der Auslieferung der Endprodukte zu erreichen, werden die Komponenten getrennt gelagert und erst bei Bedarf gemischt (Blending). Die abgemischten Endprodukte werden ebenfalls gelagert bis ihre Qualität durch das Labor attestiert ist. Danach erfolgt diesbezüglich der weitere Transport (Tankwagen, Eisenbahn-Kesselwagen oder Pipeline). Während der Verladung erfolgt meist noch die Zugabe von Additiven (Zusatzmittel oder Wirkstoffe) zur Erzielung bestimmter Eigenschaften. Dies sind z.B. beim Motorenbenzin Stoffe zur Verhinderung von Ablagerungen im Einlasssystem (saubere Verbrennung) und zur Vermeidung von Reaktionen mit dem Luftsauerstoff bei längerer Lagerung (Alterungsbeständigkeit). Beim Dieseldieselkraftstoff dienen die Additive zur Schaumvermeidung, Geruchsminderung und Verbesserung der Kaltstarteigenschaften.

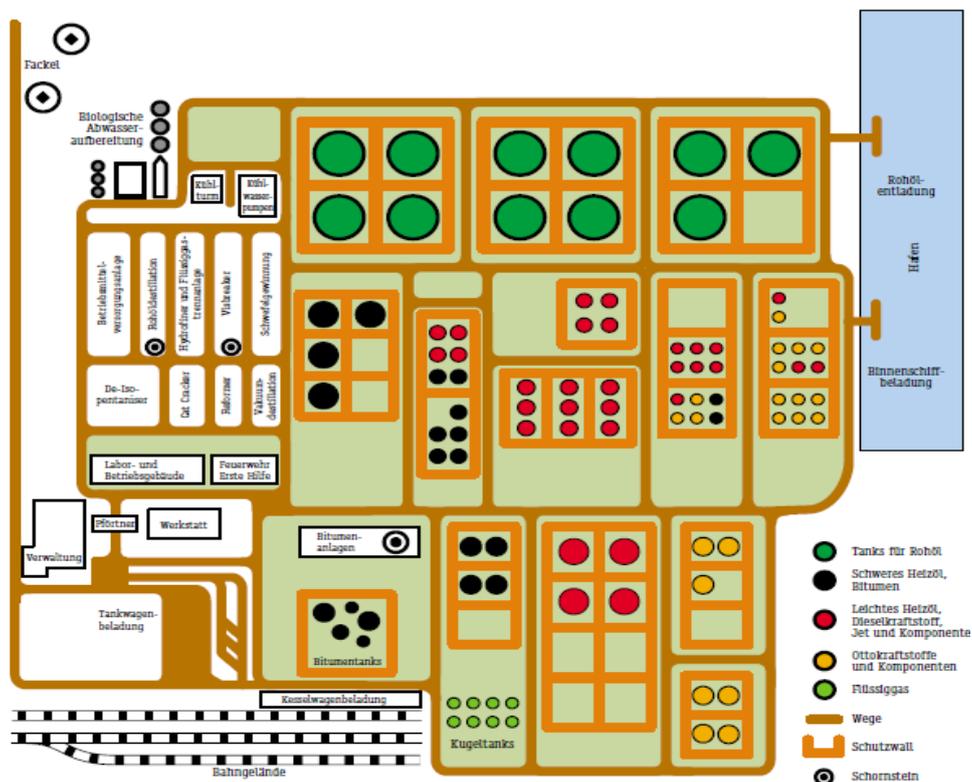


Abbildung B.3.1: Grundriss einer Raffinerie [113]

Die Anlagenfahrweise, die die Rohölaufuhr und die Produktenabgabe bestimmt, wird von einer Betriebsabteilung festgelegt und kontrolliert [113]. Im 63 Tanks umfassenden Tankfeld der Total-Raffinerie Mitteldeutschland Spergau steht ein Tankraum von rund 300.000 m³ für die Aufnahme des Rohöls zur Verfügung. Dazu kommen rund 490.000

m³ für Zwischenprodukte und 265.000 m³ für Fertigprodukte. Das Flüssiggas-Lager umfasst 11 Tanks mit zusammen 24.000 m³ Lagerkapazität (s. Anlage 8) [61].

Wasserstoffgewinnungsanlage (Hydrogen Generation): Diese Anlage wird meist zum Umfang ISBL gezählt, obwohl hier kein Rohöl verarbeitet wird.

Wasserstoff wird durch Steam-Reforming aus Erdgas, LPG oder Naphtha unter Zugabe von Wasserdampf bei sehr hohen Temperaturen erzeugt. Die Erzeugung von Wasserstoff ist relativ teuer und erfordert den sparsamsten Einsatz und unter Umständen eine Rückgewinnung aus den Prozessgasen.

Fackelsystem (Flare system): Bei der Verarbeitung von Rohöl kann aus verschiedenen Gründen gelegentlich zu hoher Druck in den Prozessanlagen entstehen. Um die Behälter und Rohrleitungen vor dem Bersten durch hohen Druck zu schützen, muss der Überdruck durch Sicherheitsventile abgebaut werden. Das Fackelsystem besteht üblicherweise aus einer Hochfackel mit einem Abscheider und einem raffinerieweiten Rohrleitungssystem zur Zuführung von Abgasen aus den Prozessanlagen. Gase, die durch Sicherheitsventile in den Leitungen abgegeben worden sind, können kontrolliert abgefackelt werden. Das Fackelsystem ist für eine Raffinerie eine unbedingt notwendige Sicherheitseinrichtung und wird durch Feuerwehr und Maßnahmen zum Brand- und Explosionsschutz in den Prozessanlagen ergänzt. Durch Fackelgasrückgewinnung kann ein großer Teil der kontinuierlich anfallenden Gase verflüssigt und in der Raffinerie für Feuerungszwecke genutzt werden.

Feuerlöschsystem: Das Feuerlöschsystem besteht aus dem Löschwasservorrat, den Löschwasserpumpen und dem unterirdischen Verteilernetz mit Hydranten. All das muss der Feuerwehr um jede brand- und explosionsgefährdete Anlage herum zur Verfügung stehen. Das Feuerlöschsystem wird durch Berieselungssysteme und Schaumwerfer innerhalb der Anlagen ergänzt.

Wassersystem: Die erdölverarbeitende Industrie verwendet - überwiegend zu Kühlzwecken und zur Dampferzeugung - erhebliche Wassermengen und stößt entsprechende Wassermengen ab. Die Aufbereitung von Fluss- oder Niederschlagswasser zu Kesselspeisewasser (Deionat) für die Dampferzeugung oder Kühlwasser und die Abwasserreinigung bilden ein komplexes System. Das Kühlwasser wird meist im Kreislauf gefahren. Hierzu sind Pumpen, Verteiler- und Rückführnetze und Rückkühlwerke erforderlich. Kühlung ist notwendig um vor allem bei der Lagerung

im Tanklager Verdampfungsverluste heißer Produkte, d.h. den Austritt von Kohlenwasserstoffen in die Umwelt zu vermeiden.

In den Prozessanlagen wird Wasser mit Öl vermischt und Regenwasser kommt mit verschmutzten Anlagenteilen in Berührung. Wassergefährdende Stoffe werden ausgewaschen, die nicht einfach in die Vorfluter eingeleitet werden dürfen. Sanitäre Abwässer und Löschwasser müssen ebenfalls behandelt werden. Zur Abwasseraufbereitung gehören das Kanal- und Rohrleitungsnetz zum Sammeln der Abwässer und die Reinigungsanlagen.

Clausanlage: Die Clausanlage dient der Schwefelgewinnung aus Schwefelwasserstoff (H_2S). Bei den Destillations- und Konversionsverfahren, vor allem bei der Entschwefelung von Diesel und leichtem Heizöl entsteht H_2S im Gemisch mit anderen Gasen. Nach Abtrennung aus dem Gasgemisch wird in der Clausanlage aus H_2S elementarer Schwefel erzeugt. Dieser wird als Einsatzprodukt an die chemische Industrie geliefert. Zur vollständigen Ausstattung einer Raffinerie sind weiterhin erforderlich:

- Zentraler Leitstand zur Steuerung der Anlagen
- Sozialgebäude (Bäder, Kantine, erste medizinische Hilfe)
- Bürogebäude (Verwaltung)
- Labor
- Werkstätten und Lager
- Umzäunung und Arbeitsstraßen
- Sicherheits- und Umweltschutzeinrichtungen

B.4 Raffinerieprodukte

Aus jedem eingesetzten Rohöl können in Abhängigkeit von der Rohölqualität Komponenten unterschiedlicher Zusammensetzung gewonnen werden. Im Folgenden werden die wichtigsten Raffinerieprodukte kurz aufgeführt:

Flüssiggas (Liquefied Petroleum Gas, LPG)

Flüssiggas oder LPG ist ein für Heizstoffzwecke eingesetztes Gasgemisch, welches als Hauptbestandteile Propan, Propylen, Butan, Butylen, Isobutan oder Isobutylen enthält. Das Gas wird verflüssigt, ist damit günstig zu transportieren und wird unter Druck in flüssigem Zustand gelagert.

Naphtha

Naphtha ist in erster Linie ein Ausgangsstoff für die Herstellung von hochoktanigem Motorenbenzin. Die Leichtbenzinfraction mit Kettenlängen von 5 bis 6 Kohlenstoffatomen wird durch das Verfahren der Isomerisierung (NHI) in ihre verzweigte Kohlenstoffketten gleicher Kohlenstoffzahl, quasi in ihre hochoktanigen Isomere (RON etwa 90) umgewandelt. Naphtha ist in der Petrochemie auch der Einsatzstoff zur Herstellung von Olefinen im Steamcracker [168], als Ausgangsstoff für die Erzeugung von Polymeren (Kunststoffe). Die Qualität des Naphthas wird durch die Siedelage, den Anteil an Aromaten, den Heteroatomgehalt sowie durch seine spezifische Dichte bestimmt [51].

Motorenbenzin

Benzin ist ein Stoffgemisch aus einer Vielzahl von 30 bis 200 °C siedenden Kohlenwasserstoffen, der als Treibstoff für Verbrennungsmotoren eingesetzt wird. Es setzt sich aus Hauptkomponenten wie Reformatbenzin, Crackbenzine, Isomerisat, Alkylatbenzin u.a. zusammen. Ausserdem werden Oktanzahlerhöher wie z.B. ETBE, Ethanol (E5, E10) zugesetzt. Die Tabelle B.4.1 zeigt die Mischkomponenten für Motorenbenzin. Die Qualität von Motorenbenzin wird durch die Oktanzahl (OZ) bestimmt, die die Klopfestigkeit eines Kraftstoffgemisches angibt. OZ eines Kraftstoffs entspricht dem Anteil an Isooctan in einem Vergleichsgemisch, bestehend aus Isooctan (Research Octan Number, RON: 100) und n-Heptan (RON: 0), das die gleichen Klopfesigenschaften wie der untersuchte Kraftstoff besitzt [106]. Die OZ kann durch Komponenten aus dem CCR- und Isomerisierungsprozess erhöht werden [163]. Anlage 9 enthält eine Darstellung der anteilmäßigen Zusammensetzung des Motorenbenzins und die Maßnahmen zur Erhöhung der OZ.

Die Anforderungen an Kraftstoffe verändern sich permanent. Die Beimischung von bleihaltigen Additiven zur Verbesserung der Klopfestigkeit ist z.B heute europaweit verboten. Wegen der krebserregenden Eigenschaften wurden der Benzolgehalt von 5% auf 1%, sowie der Aromatenanteil von 42% auf 35% abgesenkt (s.Anlage 16).

Es wird auch Flugbenzin hergestellt, ein komplexes Gemisch von relativ flüchtigen Kohlenwasserstoffen, das mit verschiedenen Additiven gemischt wird, und damit einen geeigneten Brennstoff für Flugturbinen darstellt [63].

Tabelle B.4.1 Mischkomponenten für Ottokraftstoffe [48]

Komponente	Verfahren	Einsatz	Produktzusammensetzung (überwiegende Anteile)	Oktanzahl (ROZ)	Anteil im Motorenbenzin
Straight-Run-Naphtha	Atmosphärische Destillation	Rohöl	C ₅ /C ₆ -Normal-Paraffine, Naphthene, Aromaten	60-75	
Reformat	Katalytisches Reformieren	Straight-Run-Schwerbenzin	(Normal-) und Iso-Paraffine, C ₆ – bis C ₉ - Aromaten	94-101	40-55
Alkylat	Säurekatalysierte Alkylierung	Iso-Butan, Butene/Propen (aus Crackprozessen)	C ₄ – bis C ₉ - Iso- Paraffine (z.B. Iso-Octan)	92-99	6-12
Isomere	Katalytisches Isomerisieren	C ₅ /C ₆ -Normal-Paraffine aus Straight-Run-Benzin	C ₅ /C ₆ -Iso-Paraffine	85-92	8
Crackbenzin	Katalytisches Cracken Thermisches Cracken	Vakuum-Gasöl, Destillationsrückstände	C ₄ – bis C ₉ –Paraffine, Olefine	90-92	18-27
Hydrocrackbenzin	Hydrocracken (Spaltende Hydrierung)	Vakuum-Gasöl	C ₅ /C ₆ -Iso-Paraffine (keine Olefine)	86	1
Pyrolysebenzin	Olefinanlage	Straight-Run-Benzin	C ₆ – bis C ₉ – Aromaten Olefine	97-100	2
Ethyl-Tertier-Butyl-Ether (ETBE)	ETBE-Erzeugung (katalytisch)	Iso-Buten, Ethanol	ETBE	120	<13
Ethanol	Fermentation	Biomasse	Ethanol	117	<5 (<10)*

*) E10

Kerosin

Kerosin wird überwiegend als Flugturbinenkraftstoff verwendet. Ein geringer Anteil wird als Petroleum (als Brennstoff für Petroleumlampen sowie als Reinigungsmittel) vermarktet.

Es gibt verschiedene Arten von Kraftstoffen für Flugturbinenaggregate entsprechend ihrer zivilen und militärischen Anwendung. Die Qualitätsmerkmale von Kerosin liegen in seinem Flammpunkt, guter (Rußpunkt) gleichmäßiger Verbrennung [51] sowie in seinen Kälteeigenschaften (Freezing Point, Pour Point, Cold Filtration Plugging Point bzw. CFPP).

Diesel

Die wichtigste Eigenschaft von Dieselkraftstoffen ist die Zündwilligkeit, die durch die Cetanzahl (CZ) charakterisiert wird [63]. Weitere wichtige Qualitätsmerkmale von Diesel sind: Kälteeigenschaften und Schwefelgehalt [51]. Seit Anfang 2000 schrieben die gesetzlichen Regelungen der EU eine maximale Obergrenze von 350 ppm Schwefel für Diesel und 150 ppm Schwefel für Benzin vor. Diese Grenzwerte wurden im Jahr 2005 auf jeweils 50 ppm und später auf 10 ppm weiter reduziert [182].

Leichtes Heizöl

Heizöl ist ein flüssiger Brennstoff, der für ölbetriebene Raumheizungen und Boiler geeignet ist. Der Bedarf ist daher speziell im Winterhalbjahr recht hoch. Wesentliches Merkmal des Heizöls ist der Schwefelgehalt. Weitere Qualitätsmerkmale sind das Kälteverhalten sowie die Alterungsstabilität, da das Heizöl über Monate in unbewegtem Zustand im Tank des Verbrauchers lagern muss. Die Alterungsstabilität wird durch den Verarbeitungsprozess und die Homogenität des Blends wesentlich beeinflusst.

Schweres Heizöl

Schweres Heizöl besteht hauptsächlich aus Destillationsrückständen, sowie aus dem Sumpfprodukt von Crackprozessen. Es gehört zur Gruppe der Schweröle, zu denen auch die sogenannten (Residual) Marine Fuel Öle zählen und wird von Kraftwerken zur Stromerzeugung verwendet. Wesentliche Qualitätsmerkmale sind Viskosität, Schwefelgehalt und Dichte.

Schmieröl

Für die unterschiedlichen Einsatzzwecke von Schmierölen (Motorenöle und Industrieschmierstoffe) wird eine große Zahl spezieller Qualitäten durch Kombination von Additiven und Grundölen hergestellt. Basis für die Grundöle sind ausgewählte, für die Herstellung von Schmierstoffen besonders geeignete Rohölfractionen, insbesondere Vakuumdestillate bzw. entasphaltiertes Öl (Bright Stock). Die wichtigste Eigenschaft der Schmieröle ist die Viskosität, die auch mit zur Sortencharakterisierung verwendet wird [113].

Bitumen

Bitumen ist ein Rückstand bestimmter Spezifikationen aus der Vakuumdestillation, der hauptsächlich für die Asphaltierung von Straßen und für Materialien zur Dacheindeckung (Straßenbaubitumen und Industriebitumen) verwendet wird. Die Eigenschaften werden hauptsächlich durch den Gehalt an Asphaltene und deren Beschaffenheit bestimmt. Die Hauptmerkmale für die Qualität sind: Erweichungspunkt, Penetration und Haltbarkeit.

Petrolkoks

Petrolkoks ist ein Feststoff, der bei scharfen thermischen Crackverfahren (üblicherweise Delayed-Coking-Verfahren) aus schweren Rückständen u.a. aus der Vakuumdestillation entsteht. Die rohe Form (Grünkoks) wird überwiegend in der industriellen Wärmeerzeugung als Brennstoff benutzt. Durch Kalzinieren wird Petrolkoks zu hochwertigen **Elektrodenkoks** umgewandelt. Die Vanadium- und Nickelgehalte sind im Allgemeinen nicht wünschenswert (außer in der Stahlindustrie).

B.5 Hauptfaktoren zur Planung einer Erdölverarbeitungsindustrie

Es gibt keine einzige Raffinerie, die vollständig einer anderen gleicht [145]. Unterschiede ergeben sich aus den Qualitäten der zu verarbeitenden Rohöle, der jeweiligen Marktstruktur, den Qualitätsanforderungen der Produkte und dem Standort in Zusammenhang mit der Infrastruktur.

Die Schaffung einer Planungsgrundlage, die für den Bau und die Auslegung einer Raffinerie maßgebend ist, erfordert mindestens ein halbes Jahr. Nach Festlegung der einzelnen Verfahrensstufen und Verfahrensspezifikationen einschließlich der Kapazitäten erfordert der eigentliche Bau weitere zweieinhalb bis drei Jahre [145].

B.5.1 Eigenschaften des Rohöls

Die Planung einer Raffinerie-Auslegung erfolgt in Abhängigkeit der Rohölsorten, die für die Verarbeitung zur Verfügung stehen. Der Fall ist einfacher, wenn die Rohöle gleicher oder einheitlicher Herkunft sind. Wenn verschiedene Bezugsquellen in Betracht gezogen werden, müssen die Verarbeitungsanlagen den unterschiedlichen Eigenschaften der Rohöle angepasst werden.

Erdöle sind Vielstoffgemische "mit tausenden Individuen". Sie bestehen aus einer öligen Phase, in der hochmolekulare Feststoffe (Asphaltene) kolloidal gelöst sind [106]. Erdöl enthält 85-90% Kohlenstoff, 10-14% Wasserstoff, 0,02-5% Schwefel, 0,01-6% Stickstoff, 0,005-0,8% Sauerstoff und bis zu 0,05% Metalle (Spurenelemente) [163]. Anhand von charakteristischen physikalischen und chemischen Eigenschaften des Öls werden Entscheidungen über die Art der Erstaufbereitung bei der Förderung an der Lagerstätte, für den Transport, Lagerung sowie über die Auswahl der unterschiedlichen Technologieeinheiten und Betriebsbedingungen für Trennung, Veredlung und Konversion in der Raffinerie getroffen. Daraus ergibt sich letztendlich der Produktpreis. Im Folgenden werden einige wichtige physikalische und chemische Eigenschaften des Rohöls kurz erläutert.

a) Hauptgruppen von Kohlenwasserstoffen

Je nach Art der Bindung der Kohlenstoffatome aneinander unterscheidet man bei der Mineralölverarbeitung vier Hauptgruppen von Kohlenwasserstoffen: Paraffine (chemisch: Alkane), Naphthene (auch Cyclo-Alkane), Aromaten und Olefine (chemisch: Alkene). Die Art der Bindung entscheidet über die Eigenschaften, die Kohlenwasserstoffe in der Anwendung als Kraftstoff zeigen [50]. Diese Hauptgruppen sind in unterschiedlichen Anteilen mit C-Zahlen bis >100 (unendliche Vielfalt und Varianz) im Erdöl enthalten. Die Anteile hängen von der Herkunft und Arten der Kohlenwasserstoffe ab.

Paraffine oder Alkane sind gesättigte Kohlenwasserstoffe und stellen den wesentlichen Bestandteil von Erdölen dar. Bei ihnen sind die C-Atome entweder in einer geraden Kette (Normal-Paraffine) oder in einer Kette mit Verzweigungen (Iso-Paraffine) miteinander verbunden. Die Paraffine sind wegen ihres gesättigten Charakters weniger reaktionsfreudig und haben schlechte Klopfereigenschaften. Ihre thermische Stabilität nimmt mit steigender Kettenlänge stark ab. Aus diesem Grund sind Dieselkraftstoffe

mit hohem Paraffinanteil besonders zündfreudig, neigen aber zum Ausscheiden von festem Paraffin bei tiefen Temperaturen [50]. Isoparaffine siedend tiefer und besitzen eine wesentlich höhere Klopfestigkeit [106].

Naphthene oder Cyclo-Alkane sind ringförmige gesättigte Kohlenwasserstoffe. Am häufigsten sind Ringe mit 5, 6 oder 7 Kohlenstoffatomen. Naphtenische Kohlenwasserstoffe sind kältebeständig und haben gute Klopfesigenschaften.

Aromaten Das Grundgerüst der Aromaten ist ein besonders stabiler ungesättigter Ring aus je sechs Wasserstoff- und Kohlenstoffatomen (Benzolring). Mit dem aromatischen Ring können weitere Ringsysteme oder auch Seitenketten verbunden sein. Die Struktur des Ringes gibt den Aromaten besondere Eigenschaften [50]. Sie sind sehr reaktionsträge und haben sehr gute Kältebeständigkeiten und zeigen eine gute Klopfestigkeit in Motoren. Toluol, ein wichtiger Aromat, weist z.B. eine Oktanzahl von 120. sind Ausgangsstoffe für die chemische Industrie [113]. Aromatische Kohlenwasserstoffe und speziell Benzen gelten jedoch als kanzerogen. Weitaus gefährlicher sind die PAC (Polycyclic Aromatics) wie z.B. Benzapyrene.

Olefine sind ungesättigte Kohlenwasserstoffe (sie enthalten Doppelbindungen) und sind im Rohöl praktisch nicht enthalten. Sie entstehen, teilweise gewollt, bei weiterverarbeitenden Prozessen wie z.B. bei Crackverfahren in der Raffinerie. Olefine sind reaktionsfreudiger als Paraffine; daher werden sie als Grundstoffe für die chemische Weiterverarbeitung (Oleochemie) verwendet. Vor allem Ethen und Propen sind bevorzugte Grundstoffe für die chemische Industrie (z.B. Kunststoffe).

b) Siedeverhalten

Erdöl und Erdölprodukte sind Vielstoffgemische, die keinen festen Siedepunkt besitzen, sondern in einem mehr oder weniger breiten Temperaturbereich siedend. Die Mengenverteilung der einzelnen Fraktionen innerhalb der verschiedenen Siedebereiche ist ein wichtiger Faktor zur Bestimmung der Arten und des Volumens des jeweiligen Produkts [163]. Die Abbildung B.5.1 zeigt das Siedeverhalten (Siedebeginn, Siedeende) von Erdöl [106].

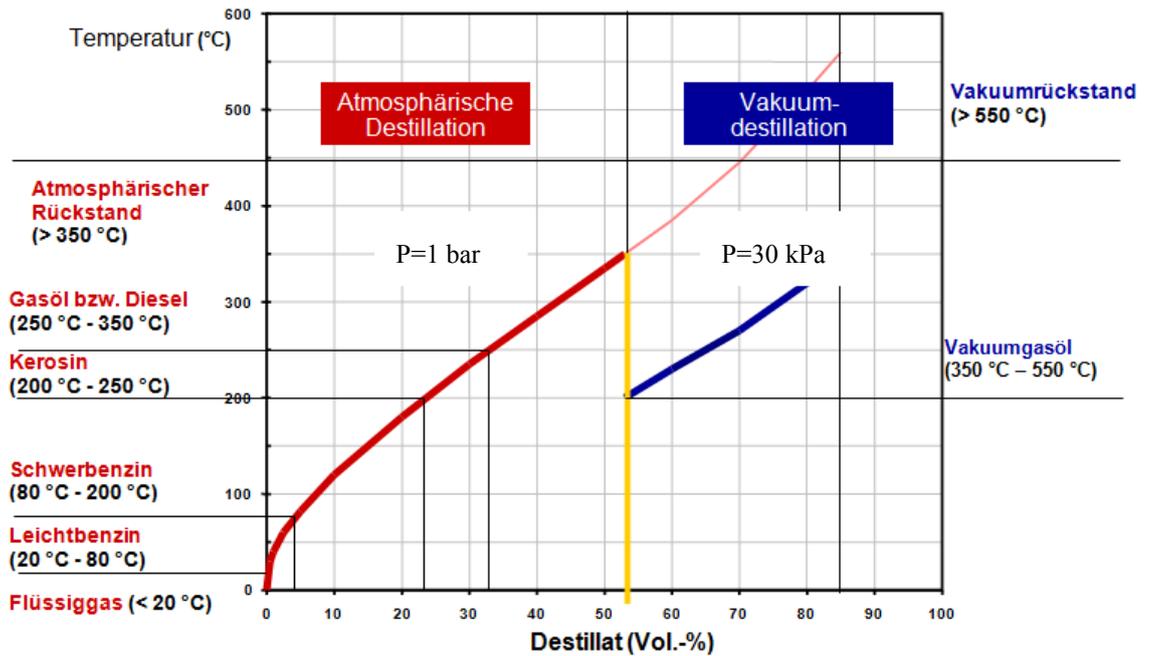


Abbildung B.5.1: Siedeverhalten von Erdöl [106]

c) Charakter des Rohöls

Will man sich ein genaueres Bild über die günstigste Möglichkeit der Verarbeitung des Rohöls machen, so empfiehlt sich zunächst die Ermittlung des Rohölcharakters, um die Einflüsse auf die wichtigsten Eigenschaften der Mineralölprodukte abzuschätzen. Dazu werden 2 Fraktionen des Erdöls mit einer definierten Siedelage hinsichtlich ihrer Dichte entweder als paraffinbasisch, naphthenbasisch oder als gemischbasisch charakterisiert (Tabelle B.5.1) [145]:

Schlüsselfraktion I (Normaldruck, 250 bis 275 °C)

Schlüsselfraktion II (5,3 kPa, 275 bis 300 °C)

Tabelle B.5.1 Klassifizierung von Rohölen nach der Dichte der Schlüsselfraktionen

	Dichte bei 15 °C (in g/cm ³)	
	Schlüsselfraktion I	Schlüsselfraktion II
paraffinbasisch (P)	< 0,825	< 0,876
naphthenbasisch (N)	> 0,860	> 0,934
gemischbasisch (G)	0,825 ... 0,860	0,876 ... 0,934

Siedetemperatur und Dichte in Kombination lassen Rückschlüsse auf die chemische Beschaffenheit und damit auf die technologischen Eigenschaften zu. Schlüsselfraktion I charakterisiert den Dieselmereich, die Schlüsselfraktion II dagegen den Bereich der Schmieröle.

Eine getrennte Charakterisierung der Schlüsselfractionen ist möglich; bei ca. 85% aller Öle besitzen allerdings beide Schlüsselfractionen den gleichen Charakter [106].

Die Bestimmung des Charakters des Öls allein kann jedoch keinen Aufschluss über die Mengenanteile der zu erwartenden Fractionen sowie über deren Eigenschaften im Einzelnen geben [145]. Daher werden die Rohöle nach ihren unterschiedlichen physikalischen und chemischen Eigenschaften eingeteilt.

d) Dichte

Das wesentliche Qualitätsmerkmal des Rohöls ist die Dichte. Teilweise hängt der Rohölpreis von dieser Eigenschaft ab [168]. Die Dichte spiegelt das Verhältnis von relativ leichten und wertvollen Produkten zu relativ schweren und weniger wertvollen Produkten wider [51]. Nach der spezifischen Masse (kg/m^3) teilt man die Rohöle in 4 Gruppen [168]:

leichtes Rohöl	< 825
medium Rohöl	825 < 875
schweres Rohöl	875 < 1.000
sehr schweres Rohöl	> 1.000

Die Angaben der Dichte werden in kg/m^3 (ρ) oder in °API Grad (American Petroleum Institute) ausgedrückt. Umrechnung:

$$API\ Gravity = \frac{141.500}{\rho_{15,6}} - 131,5 \quad (B5 - 1)$$

$$1.076\ \text{kg/m}^3 = 0\ \text{°API}$$

$$611\ \text{kg/m}^3 = 100\ \text{°API}$$

Angaben in °API werden weltweit zur Erdölcharakterisierung eingesetzt:

< 20°API: schweres Öl; 20-34 °API: mittelschweres Öl; > 34 °API: leichtes Öl

Die Dichte steigt mit zunehmender Siedelage an. Bei gleicher C-Zahl steigt die Dichte von Paraffinen über Naphthenen zu den Aromaten an [106].

e) Viskosität

Die Messung der Viskosität des Rohöls bei unterschiedlichen Temperaturen ist für die Berechnung der Druckverhältnisse in den Pipelines, für die Verlegung des Rohrleitungssystems der Raffinerien, sowie für die Spezifikation der Pumpen und Wärmetauscher von besonderer Bedeutung. Die Viskositätsänderung mit der

Temperatur ist bei allen Sorten der Öle unterschiedlich. Die Viskosität der paraffinbasierten Öle steigt schnell bei abnehmender Temperatur, während sich die Viskosität der naphthenbasierten Öle eher langsamer erhöht (Viskositätsindex) [168].

f) Schwefelgehalt

Ein weiteres Qualitätsmerkmal ist der Schwefelgehalt des Rohöls. Die in Erdöl vorkommenden Schwefelverbindungen verteilen sich auf die Stoffklassen der Mercaptane (Thioalkohole), Sulfide und Thiophene. Je niedriger der Schwefelgehalt ist, desto einfacher wird die Verarbeitung, da ein hoher Schwefelgehalt mit einem hohen Verbrauch an teurem H₂ verbunden ist. Schwefelgehalt nimmt von leichten Fraktionen zu schweren Fraktionen zu und kann bis zu 5% erreichen (

Tabelle B.5.2) [163].

Tabelle B.5.2 Typische Werte von Rohöl verschiedener Regionen [163]

Herkunft des Rohöls	Schwefel	Dichte (g/cm ³)
Nord Afrika	0,07%	0,801
Nordsee	0,34%	0,833
Arabischer Golf	2,40%	0,872

Das Tamsag-Öl der Mongolei hat einen Schwefelgehalt von 0,06% und eine Dichte von 0,836 g/cm³.

g) Stockpunkt, Pour point (Kälteverhalten)

Der Stockpunkt gibt die Temperatur an, bei der Öl nicht mehr fließt. Als Pour point gibt man die Temperatur an, bei welchem das Öl noch flüssig ist (sich jedoch schon eintrübt). Pour point und Stockpunkt liegen somit ca 3 bis 6 °C auseinander. Eine Alternative zu dieser Angabe ist die Kaltfiltrierbarkeit (CFPP Cold filtration plugging point). Dies ist die tiefste Temperatur, bei der eine bestimmte Probemenge in einem Zeitlimit durch ein definiertes Sieb fließen kann [106].

h) Flammpunkt

Der Flammpunkt ist die niedrigste Temperatur, bei der Dämpfe der zu prüfenden Flüssigkeit in Mischung mit Luft durch Fremdentzündung entflammen. Er dient der Einteilung nach Gefahrenklassen [106]. Der Flammpunkt wird vor allem durch die leichtsiedenden Anteile einer Fraktion bestimmt, auch wenn diese nur in geringer

Menge vorhanden sind. Er lässt sich deshalb bei der Destillation verhältnismäßig leicht beeinflussen [145].

i) Metallgehalt

Die häufigsten vorkommenden Metalle im Erdöl sind Vanadium, Nickel Chrom und Eisen. Ihre Anteile schwanken sehr stark je nach Herkunft des Rohöls [145]. Diese Metalle sind meistens in Asphaltenen gebunden und können in Abhängigkeit von der Verarbeitungsverfahren zu Konversionsverlusten und erhöhter Katalysatorabnutzung führen, so dass die Kosten steigen [163].

B.5.2 Wirtschaftliche Aspekte des Raffineriebetriebes

Die Ökonomie eines Raffineriebetriebes ist eine sehr komplexe Funktion von Einflußgrößen wie Investitionskosten, Betriebskosten, Rohstoffkosten, dem potentiellen Produktportfolio, Produktmarktpreisen, Standort, Marktentwicklungen, und auch ökologischen Anforderungen. Grundsätzlich wird somit die Wirtschaftlichkeit einer Raffinerie durch die Investitionskosten (in Verbindung mit der Rücklaufdauer oder Payback period) die Betriebskosten und die erzielten Erlöse bestimmt.

Die Investitionskosten sind die Kosten, die erforderlich sind, um die Raffinerie komplett zu errichten. Dabei wird zwischen den Kosten ISBL (Inside Battery Limit) und den OSBL (Outside Battery Limits) unterschieden (vgl. Abschnitt B.1).

Die Gesamtproduktionskosten sind die Kosten, die erforderlich sind, um den Betrieb der Raffinerie aufrecht zu halten: Kosten für den Einkauf des Rohöls und zusätzlicher Rohstoffe sowie Kapital-, Personal-, Energie- und Hilfsstoff-Kosten; dazu kommen Kosten für Wartung und Instandhaltung. Grundsätzlich können sie in Rohstoffkosten und Betriebskosten geteilt werden. Die Betriebskosten teilen sich dann in Fixkosten, variable Kosten und Kapitalkosten; darauf wird im Abschnitt B.5.2.2 näher eingegangen.

Die Erlöse resultieren aus den Verkaufspreisen der Produkte, die in den Märkten erzielt werden. Die Kosten einer Raffinerie sind stark abhängig vom Betrachtungszeitraum. In der Phase von der ersten Studie bis zur Errichtung der Raffinerie wird vorrangig von Investitions- und Betriebskosten gesprochen. Ist die Raffinerie im Betrieb, gibt es nur noch Produktionskosten und Erlöse. Die Investitionskosten aus der Planungs- und Errichtungsperiode gehen in der Betriebsphase in Abschreibungskosten über.

Betriebswirtschaftlich müssen Raffinerien in der Regel ein Optimum aus den Produktions- und den Investitionskosten darstellen, d.h. das Minimum aus dieser Summe ist dabei das Optimum, das gleichzeitig zur Gewinnerhöhung führt. Zusätzlich zu der Kostenoptimierung ist die Wirtschaftlichkeit einer Raffinerie oft abhängig von einer kontinuierlichen und effizienten Produktion.

Für überschlägige Abschätzungen der Investitionskosten einer Raffinerie werden üblicherweise parametrische Ansätze verwendet, die vor der detaillierten Planung (Engineering der Anlagen) eingesetzt werden [22]. Für derartige Kostenschätzungen einer Raffinerie-Neuanlage werden Gleichungen verwendet, die auf empirischen Daten entwickelten Faktoren und Indices basieren.

Wissenschaft und Praxis bieten vielfältige Daten, die für die eigene Kostenplanung herangezogen werden können: Daten aus privaten Unternehmen und aus öffentlichen Institutionen, aus kommerziellen Datenbanken, wirtschaftlichen und wissenschaftlichen Publikationen sowie aus Pressemitteilungen von Lizenzgebern und Unternehmen aus der Branche. Ausserdem findet man Anregungen zur Ermittlung der Investitions- und Betriebskosten und andere ökonomische Daten für Raffinerien, sowie Beispielkalkulationen in Fachbüchern, wie z.B. denen von *Gary et al.* [72], *Marples* [109], *Jones et al.* [95], *Meyers* [111], and *Favenec* [64] etc.

B.5.2.1 Abschätzung der Investitionskosten

Die Investitionskosten setzen sich, wie oben bereits erwähnt, aus ISBL- und OSBL-Kosten zusammen. Die ISBL-Kosten umfassen Kosten der Anlagen für die Hauptprozesse der Rohölverarbeitung. Die OSBL-Kosten sind die für die Anlagen zur Bereitstellung von Betriebsmitteln, Sicherheits- und Umweltschutzeinrichtungen, Lager- und Verladeeinrichtungen sowie Baukosten für Gebäude und Infrastruktur [63]. Eine Übersicht der anteiligen Investitionskosten nach Anlagegruppen befindet sich in Anlage 12. Zusätzlich zu den Investitionskosten für Gesamtanlagen fallen in der Regel sogenannte **Nebenkosten** an [95]. Das sind Kosten für die Inbetriebnahme der Anlagen in Form der Kosten für Lizenzgebühren der proprietären Anlagen und für zusätzliche Versorgungs- und Off-Site-Einrichtungen, sowie Kosten für die erste Katalysatorfüllung bzw. für Chemikalieninventar. Zu Off-Site-Einrichtungen gehören die Vorbereitung des Baugrundes, Stromerzeugung, Umspannstationen, externe Tankanlagen. Der Kostenaufwand für diese Einrichtungen erweist sich als sehr unterschiedlich, je nach

Standort und existierender Infrastruktur [132]. Für eine erste Abschätzung können die Nebenkosten mit 15% der Anlagekosten ausgesetzt werden. Für genauere Berechnungen müssen weitere Details berücksichtigt werden [63]. Im Folgenden wird ausschließlich auf die Einschätzung der **Investitionskosten für Prozessanlagen** eingegangen; die OSBL- und Nebenkosten werden nicht weiter betrachtet.

Die Investitionskosten für die Prozessanlagen einer neuen Raffinerie können über verschiedene Modelle, die nachfolgend aufgezeigt werden, grob abgeschätzt werden.

Nelson-Farrar Refinery Construction Cost Index (NFRCI)

Nelson [128] führte, auf der Basis von gewichteten Durchschnittswerten, für Investitionskosten der Anlagen sowie für Material- und Personalkosten verschiedene zusammengesetzte Indices für eine Kostenabschätzung ein. Der am meisten verwendete ist der "Inflationsindex" (Nelson refinery „inflation“ construction cost index, NFRCI). Dieser wird häufig kurz "Nelson-Index" genannt. Hiermit kann die Verteuerung der Anlagen zeitlich berücksichtigt werden [34]. Die Anschaffungskosten $C(t_2)$ einzelner Prozessanlagen zum Zeitpunkt t_2 werden ermittelt, indem die Basiskosten $C(t_1)$ zum Zeitpunkt t_1 mit dem Verhältnis der Kosten-Indices I aus der NFRCI-Tabelle (Tabelle B.5.3) [72, 109] multipliziert werden.

$$CAPEX(t_2) = CAPEX(t_1) \cdot \left(\frac{I(t_2)}{I(t_1)}\right) \tag{B5-2}$$

Tabelle B.5.3 Nelson-Farrar Refinery Construction Cost Index (1940-2005) [72, 109]
(Quelle: *Oil & Gas Journal*, 1946 = 100)

<i>X</i>	<i>194X</i>	<i>195X</i>	<i>196X</i>	<i>197X</i>	<i>198X</i>	<i>199X</i>	<i>200X</i>
0	78	146	228	365	823	1.226	1543
1	80	157	233	406	904	1.253	1580
2	84	164	238	436	977	1.277	1642
3	87	173	244	468	1.026	1.311	1710
4	88	180	252	523	1.061	1.350	1834
5	90	184	261	576	1.074	1.392	1918
6	100	195	273	616	1.090	1.419	
7	117	206	287	653	1.122	1.449	
8	133	214	304	701	1.165	1.478	
9	140	222	329	757	1.196	1.497	

Beispielsweise würden die Kosten für eine atmosphärische Destillationsanlage im Jahr 2005 folgendermaßen abgeschätzt, wenn die Kosten der Anlage vom Jahr 1991 gegeben sind:

$$CAPEX_{2005} = CAPEX_{1991} \cdot \left(\frac{1918}{1253}\right) \quad (\text{vgl. Tabelle B.5.3})$$

In Anlage 10 sind die Kosten vom Januar 1991, Skalenexponenten und Komplexität der einzelnen Prozessanlagen tabellarisch aufgeführt. Die aktuellen Nelson-Farrar Indices werden jeweils in der ersten Ausgabe des Monats des *Oil & Gas Journals* publiziert.

Investitionskostenschätzmethode

Anhand dieser Methode können auf der Basis von bekannten Kosten für eine Raffinerie (bei einer bestimmten Kapazität) die Kosten für kleinere oder größere Verarbeitungsanlagen nach der Gleichung B5-3 abgeschätzt werden.

$$CAPEX (B) = CAPEX (A) \cdot \left(\frac{\text{Kapazität (B)}}{\text{Kapazität (A)}}\right)^n = CAPEX (A) \cdot \text{Ratio}^n \quad (\text{B5-3})$$

Diese exponentielle Funktion gilt in der Regel nicht nur für die Kapazität, sondern auch für die Größe der Anlagen. Der Exponent n beträgt für die Raffinerieanlagen gewöhnlich 0,6-0,7 (s. Anlage 10). Diese Methode ist für eine vorläufige Grobeinschätzung der Investitionskosten geeignet [63].

B.5.2.2 Einflussfaktoren auf die Investitionskosten einer Raffinerie

Die Investitionskosten für eine neue Raffinerie hängen von der Komplexität, Größe und Lage der Industrieanlage ab [54].

Komplexität der Raffinerie nach NELSON:

Die Raffinerien können nach ihrer Komplexität klassifiziert werden. Der in den 1960er Jahren von *Nelson* [127] entwickelte Index der Raffinerie-Komplexität (Nelson Complexity Index, NCI) zielte darauf ab, die Investitionskosten für eine Raffinerie auf Basis der Kosten der unterschiedlichen Weiterverarbeitungsanlagen und deren Kapazität quantitativ zu bestimmen. Nelson hat der atmosphärischen Destillationsanlage einen Komplexitätsfaktor von 1 zugeordnet und bezog die Kosten aller anderen Prozessanlagen über eine Durchsatzrelation auf die atmosphärische Destillation (s. Anlage 10 und Anlage 11) [72]. Wenn z.B. eine Rohöldestillationsanlage mit einer Kapazität von 100.000 bbl/d 10 Mio. USD kostet, dann würden die Anlagekosten pro Tagesdurchsatz 100 USD pro bbl/d betragen. Wenn ein 20.000 bbl/d katalytische Reforming-Anlage 10 Mio. USD kostet, würde die Anlage pro Tagesdurchsatz 500 USD pro bbl/d kosten. In diesem Fall würde der Komplexitätsindex für die Reforming-

Prozessanlage 5 (500/100) betragen [98]. Mit der folgenden Gleichung (B5-4) wird der Komplexitätsfaktor der Anlage U_i mit einer Kapazität von Q_i definiert.

$$\gamma(U_i) = \frac{C(U_i, Q_i)}{C(U_0, Q_0)} \quad (\text{B5-4})$$

wobei $\gamma(U_i)$ den Komplexitätsindex, $C(U_i, Q_i)$ und $C(U_0, Q_0)$ die Investitionskosten der betreffenden Anlage U_i bzw. der atmosphärischen Destillationsanlage U_0 repräsentieren.

Die Summe der Indices der einzelnen Prozessanlagen wird als Nelson Komplexitätsindex der gesamten Raffinerie bezeichnet. Höhere Komplexitätsindices bedeuten, dass die Raffinerie anspruchsvoller und technologisch zur Erzeugung hochwertigerer Produkte ausgelegt ist [22]. Die Anlagekosten für solche Raffinerien sind hoch, dafür fallen aber dort auch hochwertigere und leichtere Produkte in größeren Mengen an. Die Raffinerien mit einer niedrigen Indexzahl sind einfachere Raffinerien [165]. In der Tabelle B.5.4 werden Beispiele für Investitionskosten für drei verschiedene Raffinerien unterschiedlicher Komplexität gezeigt.

Tabelle B.5.4 Investitionskosten für Raffinerien von unterschiedlicher Komplexität (in Mio. USD) [64]

	Einfache Raffinerie ohne Konversion (5 Mio. t/Jahr)	Raffinerie mit klassischer Konversion (8 Mio. t/Jahr)	Raffinerie mit hoher Konversion (8 Mio. t/Jahr)
Verarbeitungsanlagen (keine Crackanlagen)	230	360	360
Crackanlagen (VDU, FCC, Alkylierung, VBU)		375	375
Tiefkonversionsanlagen			700
Betriebsmittel, Rohrleitungen, Tank- und Verladeeinrichtungen	350	740	1.020
Gesamtinvestition	580	1.475	2.455
Spezifische Kosten (USD/t)	116	184	307

Aus Tabelle B.5.4 ist ersichtlich, dass eine Raffinerie mit einer Anzahl von Konversionsanlagen, wie Rückstandsvergasung (Flexicoking) oder Hydrocracken von Rückständen, erheblich mehr kostet als eine Raffinerie mit einer FCC-Anlage. So

steigen die spezifischen Kosten in USD/t von einer einfachen Raffinerie zur Raffinerie mit sehr hoher Konversion stark an.

Raffineriegröße: Wie unter Investitionskostenschätzmethoden erwähnt, kann für die Relation zwischen der Größe der Raffinerie und den Investitionskosten vergleichbarer Raffinerien folgende Gleichung B5-5 verwendet werden [63]:

$$\left(\frac{I}{I_0}\right) = \left(\frac{C}{C_0}\right)^n \quad (\text{B5-5})$$

wobei I die Investitionskosten der größeren Anlage mit einer Kapazität oder Durchsatz von C und I_0 die Investitionskosten der kleineren Anlage mit der Kapazität C_0 sind. [64]. Bei einem Exponent von 0,50 steigen die Investitionskosten bei Verdopplung des Durchsatzes um 70% an, bei 0,55 um 73% und bei 0,66 um 79% [71]. Mit der Größe der Raffinerie sinken die spezifischen Verarbeitungskosten. Der Grund dafür ist, dass die Fixkosten, wie Personal-, Verwaltungs- und andere Gemeinkosten bedingt unabhängig von der Größe der Raffinerie sind. Zudem erhöhen sich Kapital- und Wartungskosten auch nicht unbedingt proportional mit Steigung der Betriebsgröße [63].

Lage der Raffinerie: Der Transport von Anlagen und deren Montage vor Ort sind ein wichtiger Teil der Investitionskosten. Je weiter entfernt eine Raffinerie vom Herstellungsort der wichtigsten Elemente der Anlagen (Reaktoren, Kolonnen) errichtet wird, desto höher sind die Kosten. Die wichtigsten Lieferanten solcher Anlagen befinden sich in Nordamerika, Europa und Südostasien [64].

Sonstige Faktoren, die die Investitionskosten beeinflussen: Minderwertigere Rohöle mit Begleitstoffen (höherer Gehalt an Verunreinigungen wie Metalle und Schwefel und höhere Dichte) erschweren die Prozessbedingungen und erhöhen somit die Investitionskosten der Prozessanlagen. Zugleich hat die zu erwartende Produktqualität Einfluss auf die Kosten, weil die Anlagen für die komplexen Prozesse zur Herstellung hochwertiger Produkte teurer sind als Technologien für einfachere Verfahren bei gleichem Rohöl.

Der Mangel an lokalen „Contractor“-Firmen und die Notwendigkeit der Einbeziehung von Spezialisten aus dem Ausland für die Installation der Anlagen haben ebenfalls großen Einfluss auf die Kosten.

Schließlich können auch extreme klimatische Bedingungen die Kosten erhöhen.

B.5.2.3 Abschätzung der Gesamtproduktionskosten

Die Gesamtproduktionskosten einer Raffinerie bestehen aus den Rohstoffkosten und den Betriebskosten (Operating Costs). Die Produktionskosten in der Raffinerie sind im Wesentlichen abhängig von

- der Art des eingesetzten Rohöls
- der Ausbringungsstruktur und der Auslastung der Raffinerien sowie den
- regional unterschiedlichen Umweltschutzauflagen, etc. [49].

Betriebskosten: Die Betriebskosten einer Raffinerie bestehen aus:

- Variablen Kosten
- Fixkosten
- Kapitalkosten

Variable Kosten verhalten sich proportional zur Rohölmenge, die zu verarbeiten ist. Sie umfassen Kosten für Katalysatoren, Chemikalien, Strom- und Wärmeproduktion sowie die Kosten für die Bereitstellung des Umlaufvermögens, d.h. Vorhaltung der Mindestvorräte an Rohöl (Rohöleinkauf) und Produkten.

Fixkosten sind Kosten für Arbeitskräfte, Prüfung und Wartung der Anlagen, Versicherung und Verwaltung, etc. Sie entstehen bedingt unabhängig von dem Volumen des zu verarbeitenden Rohöls. Die Kosten für die Arbeitskräfte würden sich z.B. nicht ändern, egal ob die Raffinerie bei 70% oder bei 90% ihrer vollen Kapazität gefahren wird.

Kapitalkosten bestehen aus Tilgungsraten und Zinszahlungen. Selbst wenn das Raffinerie-Unternehmen die Investitionen aus eigenen Mitteln finanziert hat, müssen kalkulatorische Kapitalkosten in die betriebswirtschaftliche Rechnung einbezogen werden [64].

Jährliche Tilgungsraten und Zinsen der Kredite (Annual Capital Charge, ACC) werden nach folgender Gleichung (B5-6) berechnet [64]:

$$ACC = \frac{C \cdot r}{1 - 1/(1+r)^n} \quad (B5-6)$$

wobei ACC die jährliche Tilgungsraten und Zinsen, C die Investitionskosten (Annahme: Gesamtinvestition durch Fremdfinanzierung), r der Zinssatz p.a. und n die Kreditlaufzeit darstellen.

Tabelle B.5.5 weist die durchschnittlichen Betriebskosten einer Raffinerie mit mehreren Konversionsanlagen nach Fahim [63] aus.

Tabelle B.5.5 Typische Betriebskosten einer Raffinerie mit Konversionsanlagen [63]

Betriebskosten	Kosten in USD/t Rohöl
Variable Kosten	4
Fixkosten	15
Kapitalkosten	25
Total	44

Aus der Tabelle B.5.5 resultiert, dass die Betriebskosten pro Liter Rohöl etwa 0,04 USD betragen, wenn man einen Mittelwert für die Rohöldichte von 900 kg/m^3 annimmt.

Die durchschnittlichen variablen Kosten für eine typische komplexe Raffinerie liegen nach *Favenec* [64] in der Größenordnung von 3 bis 4 USD/t des zu verarbeitenden Rohöls, die Fixkosten (abzüglich der Kapitalkosten) machen ca. 8 bis 10 USD/t aus, wenn die Raffinerie mit voller Kapazität gefahren wird. Die Kapitalkosten für eine völlig neue Raffinerie betragen etwa 25 USD/t des eingesetzten Rohöls. Diese Zahlen der Betriebskosten stimmen im Allgemeinen mit den Angaben von *Fahim et al.* [63] überein.

Mit der Annahme, dass die Betriebskosten aus der Tabelle B.5.5 vom Ende der 1990er Jahre stammen, muss die Betriebskosten pro Tonne Rohöl nach Nelson Farrar Refinery Operating Cost Index auf den aktuellen Zeitpunkt hochgerechnet werden. Im Mai 2012 stieg dieser Index auf 629,2 (Oktober 1998: 412,2).

$$OPEX_{2012} = 44 \text{ USD}_{OPEX(1998)} \cdot \left(\frac{629,2}{412,2} \right) = 67,2 \text{ USD}$$

Für die überschlägige Cashflow-Rechnung im Teil D werden die Betriebskosten mit 67,2 USD/t angenommen (s. Tabelle D.6.2). Die Basisdaten für die Abschätzung der detaillierten Betriebskosten für Raffinerien sind sehr zahlreich in der Fachliteratur enthalten (z.B. *Hydrocarbon Processing* [86], *Marples* [109], *Gary et al.* [72] and *Favenec* [64]).

Die typischen **Energie- und Hilfsstoffe** für einen Raffineriebetrieb sind:

1. Elektroenergie auf verschiedenen Spannungsebenen,
2. Wasserdampf in verschiedenen Druckstufen,
3. Kühlwasser,
4. Heißwasser zur Beheizung,
5. Kondensat und aufbereitetes Brauchwasser,
6. Trinkwasser,
7. Stickstoff in verschiedenen Druckstufen,
8. Druckluft zum Betreiben von Werkzeugen,
9. Druckluft zum Ansteuern der Regelventile,
10. Heizgas, evtl. Heizöl.

Alle diese Betriebsmittel müssen erzeugt und über Netze verteilt werden.

Die Kosten für Energie- und Hilfsstoffe der einzelnen Prozesse werden in der Regel spezifisch pro bbl Rohöl bzw. Produkt ausgedrückt. Tabelle B.5.6 zeigt die durchschnittlich anfallenden Kosten für Energie- und Hilfsstoffe in einer Raffinerie von US-amerikanischem Typ.

Tabelle B.5.6 Typische Kosten für Energie- und Hilfsstoffe (in USD), 2005 [72]

Energie- und Hilfsstoffe	SI-Einheit
Dampf, 31 bar	12,10/1.000 kg
Dampf, 10,34 bar	8,80/1.000 kg
Dampf, 3,45 bar	5,50/1.000 kg
Strom	0,04/KWh
Kühlwasser	0,013/ m ³
Betriebswasser	0,13/ m ³
Kesselspeisewasser (Deionat)	0,40/ m ³
Quench-Wasser, 4,4 °C	3,30/GJ
Erdgas	0,226/scm
Heizöl	200/m ³

Eine Raffinerie kann die für den Betrieb erforderlichen Energiestoffe durch komplexe Energie-Transformationen mehr oder weniger mit einem Teil der anfallenden Produkte aus den Prozessen selbst versorgen [132]. Die Anlagen, die am meisten Energie benötigen, sind Kraftwerk, Rohöl- und die Vakuumdestillation, FCC-Anlage, HDS-Anlagen und Reformier (s. Anlage 22). Durch effiziente Energieübertragung wird der Energieaufwand in der Raffinerie reduziert, indem z.B. Prozesswärme über

Wärmetauscher an anderer Stelle wieder eingespeist und genutzt wird [64]. Wärmetauscher spielen eine wichtige Rolle bei der Wärmerückgewinnung aus den Anlagen und beeinflussen damit die Energiebilanz der Raffinerie positiv.

In modernen komplexen Raffinerien liegt der Energieeigenverbrauch unter 5% des Rohöldurchsatzes und der Wasserverbrauch unter 1 m³/t Rohöl [54].

Eine Besonderheit des Raffineriebetriebes ist der Verbrauch von Katalysatoren. In nahezu allen Raffinerien gibt es katalytische Prozesse. In den Prozessen wie Reforming, Hydrotreating, katalytisches Cracking, Isomerisierung, Alkylierung, Hydrocracken etc. werden unterschiedliche Arten von Katalysatoren verwendet. In manchen Verfahren kommen kostenintensive Edelmetalle zum Einsatz. Nach *Favennec* [64] betragen die Kosten für Katalysatoren etwa 0,5% des Wertes der Raffinerieprodukte (Stand: Ende der 1990er Jahre).

Laut IFOK, dem Institut für Klima, Umwelt und Energie, beliefen sich die Produktionskosten für Benzin- und Dieselkraftstoff im Jahr 2011 in den USA auf eine Größenordnung von 16 USD/bbl (0,1 USD/l) oder etwa 0,08 €/l (zum aktuellen Wechselkurs vom Okt. 2012). Bezogen auf Deutschland werden rund 0,52-0,57 €/l für Benzin bzw. Diesel angegeben [90].

Rohstoffkosten: Die Rohstoffkosten ergeben sich aus:

- Rohölkosten und
- Kosten für zusätzliche Rohstoffe (ETBE, Ethanolamine, Methane, etc.).

In der Literatur differieren die Kostenanteile der Rohölkosten und der zusätzlichen Rohstoffe an den Gesamtrohstoffkosten, vor allem wegen der unterschiedlichen Verfahrensweisen in der Raffinerie. In *Gary et al.* [72] ist das Verhältnis der Rohölkosten zu den zusätzlichen Rohstoffen 97:3, in den Fallbeispielen von *Marples* [109] 85:15. Für die überschlägige Cashflow-Rechnung im Teil D dieser Arbeit wird ein Verhältnis von 90:10 angenommen (s. Tabelle D.6.2).

Die Produktkosten für Mineralölprodukte werden hauptsächlich durch Förderkosten für Rohöl plus der Komplex-Marge (Gesamtproduktionskosten und Gewinnmarge) in der Raffinerie bestimmt. Gemäß BP Report (2011) betrug die Komplex-Marge rund 5 USD/bbl [90]. Die Förderkosten für Erdöl differieren ebenfalls stark in unterschiedlichen Regionen der Welt, wie die Produktionskosten der

Raffinerieprodukte, wie bereits erwähnt. Die durchschnittlichen globalen Förderkosten werden auf rund 11 USD/bbl geschätzt. Dabei ergibt sich eine Bandbreite von ca. 1 USD/bbl im Nahen Osten, insbesondere für die OPEC [30] bis zu 26 USD/bbl für kanadische Ölsande. Demgegenüber betragen die Preise für Rohöl in 2011 rund 86 USD/bbl für West Texas Intermediate bzw. 110 USD/bbl für Brent. Analysten gehen davon aus, dass der Rohölpreis nicht unbedingt auf den tatsächlichen Marktmechanismus von Angebot und Nachfrage reagiert, sondern vielmehr durch politische Entwicklungen bzw. andere Faktoren, wie Steuersätze in den Industriestaaten, Wechselkurs zum US-Dollar, technische Probleme, Naturkatastrophen und Unfälle, sowie auch durch Spekulationen (z.B. durch Verknappung des Produktangebots) bestimmt wird [1].

Die Rohölkosten spielen deshalb für die Produktkosten, dementsprechend für die Preisbildung der Mineralölprodukte die wichtigste Rolle. In Ländern, in denen einheimisches Erdöl raffiniert wird, sind die Marktpreise durchaus günstig. Nach *Abdolvand* [1] kostete z.B. ein Liter Normalbenzin Mitte 2008, als der Ölpreis seine Rekordhöhe von 145 USD/bbl erreichte, in Saudi-Arabien rund 10 Cent, in Algerien oder Ägypten etwa 25 Cent und in den USA rund 75 Cent. Demgegenüber zahlte man in Deutschland in gleichem Zeitraum 160 Cent pro Liter Normalbenzin [1]. Der hohe Preis in Deutschland ist neben den hohen Einkaufspreis des Rohöls zusätzlich auf die hohe Besteuerung zurückzuführen. In Tabelle B.5.7 wird die Zusammensetzung des Tankstellenpreises für Superbenzin in Deutschland 2010 dargelegt.

Tabelle B.5.7 Zusammensetzung des Preises für Superbenzin in Deutschland [114]

Komponente		€/l	Anteile am Preis (%)
Rohöleinstandskosten		0,44	31,0
Steuer	Mineralölsteuer	0,65	46,6
	MwSt.	0,22	16,0
Kosten		0,08	5,7
Gewinn vor Steuern		0,01	0,8
Gesamt		1,4	100

Ein weiterer bedeutender Einflussfaktor für die Rohölkosten in Europa ist der Euro-/Dollar-Wechselkurs, da der US-Dollar die Währung ist, in der die Rohölpreise an den internationalen Warenterminbörsen gehandelt werden.

Aus Schätzungen durch PetroStrategies, Inc. [181] ergab sich, dass im Jahr 2008 die Rohölkosten in den USA ca. 60% des Benzinpreises ausgemacht haben (Tabelle B.5.8). Die Analyse ging von einem Rohölpreis von 49 USD/bbl und einem durchschnittlichen Benzinpreis von 0,52 USD/l aus.

Tabelle B.5.8 Benzinpreisbildung in den USA, Jan. 2007 [181]

Komponente	USD/bbl	Anteile am Preis (%)
Rohöl	49,0	58
Kosten für Produktion/Operation	4,9	6
Steuern	21,6	26
Nettogewinn des Unternehmens	8,5	10
Gesamt	84	100

Aus den Tabellen ist erneut ersichtlich, dass die Rohölkosten den wichtigsten Teil der Raffineriekosten bilden. Für eine Raffinerie mit einem jährlichen Durchsatz von 8 Mio. t lässt sich somit z.B. allein der Rohölkauf für ein Jahr auf ca. 3.7 Mrd. € hochrechnen, bezogen auf einen Spotpreis von 65 €/bbl.

B.5.2.4 Gewinnmarge im Raffineriebetrieb

Die Rentabilität einer Raffinerie lässt sich durch das Kalkulieren von Gewinnmargen feststellen. Die Bruttogewinnmarge ist die Differenz zwischen dem Gesamterlös aus den Raffinerieprodukten (Preise der Produkte die am Markt erwirtschaftet werden) und den Rohstoffkosten [109] (s. Tabelle D.6.2)

$$\text{Bruttogewinnmarge} = \sum_i^N (\text{Preis des Produkts } i * \text{Menge des Produkts } i) - \text{Rohstoffkosten} \quad (\text{B5-7})$$

wobei N alle anfallenden Produkte präsentiert. Der Preis des Produkts i ist der Marktpreis. Die Menge des Produktes i ist in Volumenprozent des Produktes i pro bbl Rohöleinsatz.

Die Nettogewinnmarge einer Raffinerie ergibt sich durch Subtraktion der Betriebskosten (excl. Steuer und Abschreibung) von der Bruttogewinnmarge.

$$\text{Nettogewinnmarge} = \text{Bruttogewinnmarge} - \text{Betriebskosten} \quad (\text{B5-8})$$

Durch Abzug der Abschreibung von der Nettogewinnmarge ergibt sich der Gewinn vor Steuer.

Die Erlöse aus dem Produktabsatz müssen die Betriebskosten und Abschreibungskosten (aus den Investitionskosten über die Rücklaufdauer) mindestens kompensieren. Um einen Gewinn für Neuinvestition bzw. Rücklagenbildung zu tätigen, müssen die Erlöse eigentlich größer sein. Für die Wirtschaftlichkeit einer Raffinerie spielen neben dem Rohöleinkauf insbesondere Abschreibungen aus den Investitionskosten eine große Rolle. Wenn z.B. die Investitionskosten einer Raffinerie mit einer Kapazität von 8 Mio. t/Jahr ca. 2,4 Mrd. € betragen, muß bei einer angenommenen Rücklaufdauer von 20 Jahren mit mindestens 120 Mio. € jährlich abgeschrieben werden. Dazu kommen die Zinsen über eine Zinses-Zins Rechnung. Dieser Betrag und die jährlichen Betriebskosten müssen über die Produkterlöse erwirtschaftet werden.

Grundsätzlich kann bei größeren Raffinerien auf Grund der Wirtschaftlichkeit eine tiefere Verarbeitung vorgenommen werden. Deshalb findet man in größeren Raffinerien die notwendigen Rückstandskonversionsanlagen, wie Coker, FCC und Hydrocracker. Demgegenüber weisen kleine Raffinerien eine wesentlich einfachere Anlagenausstattung aus. Die Rückstände werden dort meist verbrannt und über die sogenannte Kraft-Wärmekopplung genutzt, d.h., es wird Strom und Dampf erzeugt. Dies ist dann keine komplette stoffwirtschaftliche Nutzung des Röhöls mehr, sondern zu einem großen Teil auch eine energetische Nutzung.

B.5.2.5 Marktanalyse

Soll eine neue Raffinerie gebaut werden, ist es vor allem erforderlich, verlässliche Zahlen zur Marktanalyse zu erheben. Anhand von Untersuchungen über die Verbrauchsdaten von Mineralölprodukten, der möglichen Entwicklung des Kraftfahrzeugbestands, über den Neu- und/oder Ausbau von energieintensiven Industrien (u. a. Bergwerke, Stahlwerke, Zementwerke) und über die zu erwartenden Bau- und Straßenbautätigkeiten kann man annähernd prognostizieren, mit welchem Absatz an einzelnen Mineralölerzeugnissen mittelfristig gerechnet werden kann. Bei den Planungen muss auf eine hohe Flexibilität der Anlagen Wert gelegt werden, um auf den Wandel der Anforderungen zu leichteren und umweltfreundlicheren Produkten sowie auf eine sich ändernde Nachfragestruktur reagieren zu können. Mineralöl stellt weltweit im Verkehrssektor den zentralen Energieträger dar. So beruht in Deutschland

der Endenergieverbrauch im Verkehr zu über 90% auf Mineralölprodukten [46]. Dabei zeigt der Verbrauch von Dieselmotoren in den letzten Jahren steigende Tendenz, bei gleichzeitig fallender Nachfrage an Motorenbenzin. Die wachsende Dieselnachfrage führt in deutschen Raffinerien zur Verschiebung der sogenannten „Swing Cuts“. Es werden dabei Anteile des schweren Heizöls und auch aus dem Naphtha zur Erhöhung der Dieselausbeute genutzt. Es ist auch erwähnenswert, dass in Deutschland auf die höhere Nachfrage an Dieselmotoren vorübergehend mit der Zumischung von Biodiesel (Rapsmethylester, RME oder auch Bioethanol, E10) reagiert wurde.

B.5.3 Wahl des Raffinerie-Standortes

Neben der Verfahrensauswahl und technischen Ausrüstung ist der Standort für den Bau einer Raffinerie entscheidend. Beschlüsse darüber basieren auf dem Ergebnis betriebswirtschaftlicher Rechnungen und marktstrategischer Überlegungen. Die meisten aktuellen Theorien zur Frage nach dem optimalen Standort eines Betriebs knüpfen an eine 1909 erschienene Abhandlung *„Über den Standort der Industrien“* des Volkswirtschaftlers *Weber* [146, 130] an. Seine Theorie setzt folgende maßgeblichen Annahmen voraus:

- Die Fundorte der Rohstoffe sind bekannt.
- Die Konsum-Orte sind bekannt, wobei dem Unternehmen auch die nachgefragte Menge der Produkte bekannt ist.
- Die auftretenden Transportkosten werden aufgrund der Masse der Rohstoffe bzw. der hergestellten Erzeugnisse und der Entfernung vom Fund- bzw. Produktionsort berechnet.

Aufgrund der oben genannten Prämissen muss als optimaler Standort der Punkt gewählt werden, an dem die Transportkosten der eingesetzten Rohstoffe zum industriellen Fertigungsbetrieb und der Erzeugnisse zum Konsum-Ort minimal sind.

Bei der großen Bedeutung der Transportkosten für die Mineralölwirtschaft sind die Ansatzpunkte von *Weber* [130] bei den Standortüberlegungen unbedingt zu berücksichtigen [146]. Heutzutage spielt neben den kalkulierbaren Kosten auch die Bedeutung der nicht berechenbaren Faktoren eine wichtige Rolle, z.B. raumordnerische, ökologische, politische Faktoren etc. Grundsätzlich unterscheidet man bei der Wahl eines Raffineriestandorts zwischen zwei Optionen:

- **Errichtung einer Raffinerie in der Nähe der Rohölvorkommen**

Im Fall der beschaffungs- oder rohstofforientierten Raffinerien wird durch die Nähe zum Rohölvorkommen der "Rohölweg" verkürzt. Dabei muss ein weiter Transport für eine Vielzahl von Fertigprodukten zu den Verbrauchsschwerpunkten durch zahlreiche kleinvolumige Transporte in Kauf genommen werden. Dies erfordert eine aufwendigere Transportlogistik [60].

- **Errichtung einer Raffinerie in der Nähe von Verbrauchszentren**

In diesem sogenannten verbrauchs-, absatz- oder marktorientierten Raffinieren wird der Transportweg des Rohöls zu Gunsten einer Verkürzung der vielfältigen Transportwege für Fertigprodukte verlängert [113]. Bei diesen Standorten ist ein sehr kosteneffizienter, großvolumiger und damit homogener Rohöltransport mittels Tankern und Pipelines möglich [60].

Generell soll die Entscheidung über die optimale Standortauswahl auf dem Ergebnis betriebswirtschaftlicher Rechnungen und marktstrategischer Überlegungen basieren. Eine der wichtigsten Fragen im Zusammenhang mit der Standortbestimmung solcher Großanlagen ist neben der Wirtschaftlichkeit auch das Sicherheitsrisiko für die Bewohner der Umgebung und die Umwelt.

B.5.4 Transport von Rohöl und Mineralölprodukten

Braess et al. [27] beurteilen die unterschiedlichen Gütertransportmittel vornehmlich nach ihrer Wirtschaftlichkeit und Transportqualität. In Tabelle B.5.9 werden die qualitativen Unterschiede verschiedener Transportsysteme für den Güterverkehr dargestellt.

Tabelle B.5.9 Qualitative Beurteilung unterschiedlicher Transportmittel für den Güterverkehr [27]

	Eisenbahn	Straßenverkehr	Pipeline	Schiff
Massentransport	●	○	●	●
Geschwindigkeit	■	■	○	○
Flexibilität	○	●	○	○
Witterungsabhängigkeit	●	■	●	■
Umweltbelastung	■	○	●	■
Grad der Leistungsfähigkeit	● hoch, ■ mittel, ○ niedrig			

Der Transport von Rohöl und Mineralölprodukten erfolgt mittels Schiff, Bahn, Tankwagen oder über Pipelines. Das Rohöl wird wegen der Größe der zu transportierenden Mengen generell mit Tankern und über Pipelines [116] befördert. In der Tabelle B.5.10 werden die Anteile der Verkehrsträger an den Rohöl und Mineralöltransporten in Deutschland dargestellt.

Tabelle B.5.10 Rohöl- und Mineralöltransporte durch verschiedenen Verkehrsträger in 2004 [123]

Verkehrsträger	Rohöl		Mineralölprodukte	
	Mio. t	%-Anteile	Mio. t	%-Anteile
Tankschiffe	1,8	1,7	38,6	27,6
Eisenbahnkesselwagen	1,5	1,5	32,4	23,1
Straßentankwagen	0,0	0,0	44,9	32,1
Pipelines	100,1	96,8	24,1	17,2

Die Tabelle B.5.10 zeigt, dass die Rohölversorgung der Raffinerien zu rund 97% durch Pipelinenetze sichergestellt wird; andere Transportmittel spielen dabei nur eine geringfügige oder gar keine Rolle spielen. Beim Transport von Mineralölprodukten hat dagegen der Straßentankwagen den größten Anteil, der beim Rohöltransport bedeutungslos war. Straßentankwagen werden für den Transport der Mineralölprodukte im Nahbereich von Raffinerien eingesetzt [123].

Im Folgenden werden unterschiedliche Verkehrsträger für Massentransport nach ihrer Wirtschaftlichkeit, Versorgungs- und Verkehrssicherheit, sowie nach ihrer Umweltfreundlichkeit beurteilt. Dabei werden Gründe für die Bevorzugung des Pipeline-Transports für Rohöl herausgestellt.

1. Wirtschaftlichkeit

Aus den verschiedenen wissenschaftlichen, komplementären Untersuchungen von Transportmitteln von Rohöl und Mineralölprodukten nach ihrer Wirtschaftlichkeit ergibt sich, dass Pipelines das günstigste und effizienteste Massentransportmittel über größere Entfernungen ist. Voraussetzung ist, nach *Klatt et al.* [103], dass größere Mengen befördert werden, da mit wachsender Transportmenge eine starke Kostendegression zu verzeichnen ist. Sowohl bei der Beförderung durch Eisenbahn, wie auch beim Schifftransport verlaufen die Kosten mit zunehmender Transportmenge nicht

im gleichen Maß degressiv. Wirtschaftlichen Studien zufolge sind die Pipelines definitiv ökonomischer als Bahnkessel, Binnenschiff oder Tankwagen. Dazu werden beispielhaft die Ergebnisse einer deutsch-holländischen Untersuchung über die Energiewirtschaftlichkeit verschiedener Verkehrsträger in Tabelle B.5.11 anschaulich dargestellt.

Tabelle B.5.11 Energiebedarf der Verkehrsträger für den transportierten tkm Mineralölprodukt [123]

Verkehrsträger	Energiebedarf
Pipelines	1 (Basis)
Binnenschifffahrt	7-fache
Eisenbahnkesselwagen	9-fache
Straßentankwagen (Fernverkehr)	30-fache

Die Pipelinenetze nutzen ausschließlich elektrischen Strom als Transportenergie und sind wegen des besonders günstigen Wirkungsgrads ihrer Antriebspumpen viel wirtschaftlicher als alle anderen Transportmittel. Außerdem muss dabei weder das Transportmittel (Schiff, Bahn, Tankwagen) noch das Transportgefäß (Tank) bewegt werden. Man nutzt das natürliche Fließvermögen des Rohöls und der Mineralölprodukte aus [124]. Pipelines sind somit gleichzeitig Transportbehälter, Transportmittel und Transportweg. Sie haben sich als echte Alternative bei der Wahl von Transportmitteln spezieller Güter entwickelt und werden seit dem Beginn der Erdölförderung eingesetzt [116].

Riffel [146] stellte in seiner Untersuchung fest, dass die Anlagenkosten der Bahn im Vergleich zur Rohrleitung außerordentlich hoch sind. Er gab nach *Steuernagel* [159] ein Verhältnis von Anlagenkosten von Erdölleitungen zu Eisenbahnen von 1:13 [146] an. Da im Mineralöltransport die Beschaffung der erforderlichen Wagen grundsätzlich die Aufgabe des Verfrachters/Transporteurs ist, sind die erforderlichen Kesselwagen durch Kauf oder Anmietung zur Verfügung zu stellen.

Bei Vergleich des Pipelinetransports mit dem Seeschifftransport verschiebt sich die Kostenrelation zum Teil zu Ungunsten der Pipelines. Die Ursache liegt im ständigen Anwachsen der Tankergrößen. 1950 wurden die ersten 25.000 tdw Tanker als „Supertanker“ bezeichnet. Heute spricht man bei einem Gesamtgewicht von über

250.000 tdw. von einem Supertanker. Der große Supertanker fasst etwa 2 Mio. Barrel Erdöl, d.h. fast die gesamte tägliche Produktion von Kuwait [160].

Der Rohöltransport mit Straßentankwagen ist unter allen Gesichtspunkten im Vergleich nicht konkurrenzfähig.

2. Versorgungs- und Verkehrssicherheit

Im Gegensatz zum Eisenbahn- und Straßentransport sind Pipelines weiterhin unabhängig von Verkehrs- (Stau, Sperrungen, Fahrverboten) und Wettereinflüssen. *Riffel* [146] stellte in seiner Untersuchung fest, dass die Versorgungssicherheit im Bahn- und Straßenverkehr niedriger ist als beim Pipeline-Transport.

Verkehrstechnisch wirken sich die Pipelines als Entlastung der Verkehrswege aus [103]. Sie stellen ein sehr sicheres Transportsystem dar, da eine Kollision mit anderen Verkehrsteilnehmern wie bei Tankern, Eisenbahnkesselwagen und Straßentankwagen ausgeschlossen ist. Im Gegensatz zu allen anderen Transportmitteln fällt auch die unproduktive Belastung der Verkehrswege durch den Rücktransport von leeren Behältern weg [103].

Würde das Rohöl über Schienen befördert, so müssten an jeder Raffinerie täglich mehrere hundert Kesselwagen abgefertigt werden.

Durch Pipelines können somit große Mengen an Öl und Ölprodukte rund um die Uhr ohne äußere Einflüsse transportiert werden.

3. Einfluss der Transportmittel auf die Umwelt

Der Pipelinetransport beeinträchtigt die Umwelt kaum, da die Rohrleitungen in der Regel unterirdisch verlegt werden und im Gegensatz zur Straße und Schiene letztlich keinen Flächenbedarf haben. Selbst das Landschaftsbild kann dabei erhalten werden. Beim Transport durch Pipelines treten keine Emissionen (Abgase, Lärm, Wasserverunreinigung und Abfall) auf. Leckagen (z.B. Beschädigung durch Dritte) sind äußerst selten. Pipelinenetze sind durch Prozessleitsysteme so automatisiert, dass eine Fehlbedienung nahezu ausgeschlossen ist [123].

Somit ist die Bedeutung der Pipelines als Massentransportmittel hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Versorgungs- und Verkehrssicherheit und Umweltfreundlichkeit unbestritten.

Durch insgesamt mehr als 3 Mio. km lange Hochdruck - Pipelines werden auf der Welt rund um die Uhr enorme Mengen an Öl und Gas aus den Fördergebieten zu Seehäfen und Raffinerien transportiert. Teilweise liegen die Röhren am Meeresboden in Tiefen von mehr als 2.000 m oder führen durch große Gebirge. Die Transalpine Ölleitung quert z.B. auf ihrem 464 km langen Weg von Triest nach Ingolstadt 30 größere Flüsse (darunter Isonzo, Tagliamento, Gail, Drau und Salzach, Inn, Isar und Donau), 136 Bäche, 154 Straßen und 26 Eisenbahnlinien [146]. Der Weg der im Mai 2005 in Betrieb genommenen Baku-Tiflis-Ceyhan-Pipeline (BTC-Pipeline oder Transkaukasische Pipeline) führt über fast 3.000 m hohe Berggipfel und unter mehr als 1.500 Flüssen hindurch. In Anlage 13 befinden sich Abbildungen zum Bau der BTC-Pipeline.

Der Aufwand beim Bau einer Pipeline ist groß, amortisiert sich aber durch die relativ geringen Betriebskosten und die lange Lebensdauer.

B.5.5 Umweltbelastungen der Raffinerien

Für eine Erdöl-Raffinerie ist charakteristisch, dass sehr große Mengen von Rohstoffen und Produkten gehandhabt werden. Gleichzeitig besteht ein hoher Bedarf an Wasser, Brennstoffen und Chemikalien. Da die Raffinerieanlagen geschlossene Systeme sind, ergeben sich im bestimmungsgemäßen Betrieb keine Gefahren. Abwässer und Abgase sind in der Regel nur gering belastet und können problemlos gereinigt werden.

1. Luft

Die Verarbeitung und Lagerung von Rohöl und Mineralölprodukten erfolgt wegen ihrer Brennbarkeit in geschlossenen Systemen. Dennoch treten Emissionen auf, die in Form von Gas, Flüssigkeitsdampf und in Aerosol-Form in die Luft freigesetzt werden. Zusammensetzung und Volumen der Emissionen sind in erster Linie abhängig von der Größe der Raffinerie, der Art der eingesetzten Rohöle und der Fahrweise der Verarbeitungsanlagen [163].

Gasförmige Emissionen sind leichtflüchtige Kohlenwasserstoffe (VOC), die aus Rohrleitungsflanschen, Dichtungen von Pumpen und Kompressoren oder aus Ventilstopfbuchsen austreten, sowie Kohlenstoffdioxid (CO₂), Kohlenstoffmonoxid (CO), Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxide (NO_x) und Staub, die in den Abgasen der Verbrennung aus den Prozessöfen und dem Kraftwerk enthalten sind. Durch technische Neugestaltungen und durch mehr Sicherheitsmaßnahmen können diese Emissionen vermindert werden [115]. Zum Beispiel hat sich heutzutage der Einsatz von

Infrarotkameras (VOC Detection) zur präventiven Erkennung des Austretens flüchtiger Kohlenwasserstoffe bei vielen Unternehmen bereits als Standardverfahren etabliert. Auf diese Weise lassen sich Lecks proaktiv erkennen und Emissionen auf ein Minimum begrenzen.

Für CO und NO_x können durch Gestaltung der Brenner bestimmte Grenzwerte eingehalten werden. NO_x entsteht bei allen Verbrennungsvorgängen, weil die Luftbestandteile Stickstoff und Sauerstoff bei den hohen Temperaturen in der Flamme miteinander reagieren. Durch effektive und konstruktive Maßnahmen wurden in modernen Raffinerien diese Art von Emission erheblich minimiert (Low NO_x Burner).

Bei allen hydrierenden Verfahren wird Schwefelwasserstoff (H₂S) gebildet. Es ist giftig und reichert sich im Gas und Flüssiggas an. Nach Abtrennung aus dem Gasgemisch wird in der Clausanlage aus dem H₂S elementarer Schwefel erzeugt. Dieser wird als Einsatzprodukt an die chemische Industrie geliefert.

Die Staubemissionen (Asche und Ruß) hängen überwiegend von der Art der Feuerungsanlagen und zum Teil vom Brennstoff ab. Das Kraftwerk und die FCC-Anlage verursachen über 90% der gesamten Staubemissionen der Raffinerie [54]. Durch die Steigerung des Gasanteils im Brennstoff und durch bessere Feuerführung konnten die Raffinerien die Staubemissionen senken.

2. Wasser

Die erdölverarbeitende Industrie verwendet – überwiegend zu Kühlzwecken und zur Dampferzeugung – erhebliche Wassermengen und erzeugt somit auch entsprechendes Abwasser [163]. Typische Abwasserströme aus einer Mineralölraffinerie sind [164]:

- salzhaltige, organisch belastete Prozessabwässer,
- salzarme, organisch belastete Prozessabwässer,
- überwiegend ölverunreinigte Abwässer (Prozessabwasser, Niederschlagswasser),
- sanitäre Abwässer.

Da die Verunreinigung dieser Wässer unterschiedlich ist, werden sie getrennt erfasst und mit unterschiedlichen Verfahren in mehreren Stufen gereinigt [146]. Auf diese Weise kann vermieden werden, dass sich die Verunreinigungen gegenseitig beeinflussen und so die Reinigung erschweren [145]. Jede Raffinerie hat je nach ihren angewendeten Verfahren verschiedene getrennte Abwassersysteme und

dementsprechende Vorbehandlungsanlagen [163]. Während die Abschlamnwässer aus dem Kessel, den Kühlkreisläufen und der Dampfkesselanlage direkt zur zentralen Kläranlage abgeleitet werden, müssen die salzigen, organisch belasteten Prozesswässer je nach Erfordernis vorbehandelt werden (z.B. Ölabscheidung, Stripping, Oxidation usw.). Salzarme, organisch belastete Prozessabwässer können dagegen zum Teil direkt in den Verarbeitungsanlagen oder nach Vorbehandlung als Kühlturmsatzwasser wieder eingesetzt werden. Im Allgemeinen sind in einer Raffinerie die Abwassermengen, die neben Öl auch Chemikalien enthalten, viel kleiner als die, die nur durch Öl verschmutzt sind [145]. Nach der biologischen Behandlung, die als letzte Stufe der Wasserreinigung eingesetzt wird, ist das Wasser sauber und kann in den Vorfluter (Fluß, Meer) eingeleitet werden.

Der Wasserverbrauch pro Tonne verarbeitetes Rohöl liegt bei modernen Raffinerien zwischen 0,15 bis 1,5 m³ [164]. Im Jahr 1956 betrug diese Zahl 20 m³ [115]. Zum effizienten Umgang mit der Wasserressource haben moderne Raffinerien geschlossene Kühlkreisläufe.

3. Boden und Grundwasser

Mineralöl, das in den Erdboden gelangt, kann eine Gefahr für das Grundwasser darstellen. Heutzutage sind viele der Produktionsanlagen, insbesondere in westlichen Ländern, mit wasserdicht versiegelten Oberflächen und speziellen Ölabscheideeinrichtungen ausgestattet, damit auch kleinste Mengen ausgetretener Stoffe nicht im Boden versickern können. Durch technische Störungen ausgelaufenes Öl und auch damit verunreinigtes Regenwasser fließen über ein Sielsystem zur Abwasserreinigungsanlage. Die Lagertanks stehen in Auffangräumen, die durch Einbau von Asphaltsschichten oder durch Folien bzw. Beton ölundurchlässig versiegelt sind [115].

4. Lärm

Die Lärmbelästigung durch Raffinerien ist im Vergleich zu anderen Industrien sehr gering [146].

5. Explosionsgefahr

Raffinerien sind wie alle petrochemischen- und chemischen Betriebe brand- und explosionsgefährdet. Zur Eindämmung und Verhinderung dieser Gefahren müssen im

Anlagenbereich strenge Sicherheitsvorschriften gelten. Die Feuerwehren der modernen Raffinerien sind mit modernstem technischem Gerät ausgerüstet.

B.5.6 Verfügbarkeit von Fachkräften

Die Verarbeitungsverfahren in einer Raffinerie weisen einen hohen Automatisierungsgrad auf. Regel-, Kontroll- und Messgeräte sind in Zentral- und Einzelanlagen in den Kontrollräumen zusammengefasst, in denen sie vom Anlagenpersonal beobachtet und bedient werden. Von hier aus werden Temperaturen, Drücke, Mengen, Flüssigkeitsstände und Qualitätsanforderungen vorgegeben und überwacht, die Anlagen werden damit praktisch gefahren. Ein störungsfreier Betrieb einer Raffinerie kann nur durch zuverlässige Bedienung, regelmäßige Kontrollen und Inspektionen der Anlagen, sowie Instandhaltung durch professionelles Personal gewährleistet werden. Die Hauptberufe, die in einem Raffineriebetrieb ausgeübt werden, sind Verfahrenstechniker, Chemieingenieure, Chemikant, Industriemechaniker, Elektroniker für Automatisierungstechnik.

Eine Raffinerie mittlerer Größenordnung (mit einer Kapazität von ungefähr 5 Mio. t pro Jahr Rohöl) benötigt heute ca. 500 Mitarbeiter [113].

Im Allgemeinen ist das Personal einer Raffinerie in folgende Abteilungen untergliedert:

- Abteilung für Operation / Produktion
- Abteilung für Lieferung- und Beschaffung:
- Abteilung für Vertrieb
- Abteilung für Lagerhaltung
- Abteilung für Logistik [107]

Die TOTAL-Raffinerie Mitteldeutschland Spergau, eine der größten Raffinerien in Deutschland (mit einer Jahreskapazität von rund 12 Mio. t Rohöl), hat 630 Mitarbeiter (Stand: 2011). Davon sind 64% im Bereich „Operation / Produktion“, 14% in „Technik und Labor“, 10% in der „Instandhaltung“, 5% in „Umweltschutz und Sicherheit“ und 7% in der Verwaltung tätig.

Große Mineralölgesellschaften betreiben in den einzelnen Raffinerien keine Forschungen zur Weiterentwicklung der Prozesse, sondern eine zentralisierte Forschungseinrichtung für alle Raffinerien.

Teil C: Bewertung der für die Mongolei relevanten Erdölverarbeitungsindustrie

Grundsätzliche Überlegungen zur Versorgung einer Wirtschaft mit Mineralölprodukten bestehen darin, dass entweder der Import von Mineralölprodukten bzw. die Einfuhr von Rohöl (und dessen Verarbeitung im Inland) oder die Verarbeitung eigenen Rohöls im Inland (falls das Land über eigenes Öl verfügt) favorisiert wird. Handelspolitisch sind die drei Alternativen miteinander zu vergleichen. *Weber* [170], Universitätsprofessor für Nationalökonomie und Finanzwissenschaft der Universität Wien, weist darauf hin, dass der Gesamtaufwand der Verarbeitung vom importierten Rohöl nur halb so hoch ist gegenüber der Einfuhr von Mineralölprodukten.

Generell müssen Entscheidungen über die Versorgung mit Mineralölprodukten auf der Basis betriebswirtschaftlicher handelspolitischer Analysen, sowie Prognosen zur Marktentwicklung getroffen werden. Darüber hinaus müssen, speziell für ein Land wie die Mongolei, auch strategische und gesamtwirtschaftliche Überlegungen berücksichtigt werden. Die Versorgung des Markts mit im Inland hergestellten Mineralölprodukten würde die mongolische Abhängigkeit von strategisch wichtigen Mineralölprodukten, die momentan bestimmend für die anhaltenden wirtschaftlichen Probleme des Landes sind, aufheben. Damit würde auch die Versorgungssicherheit, die Regulierungsmöglichkeit, sowie die Flexibilität in Bezug auf Nachfrageänderungen erhöht [79]. Strukturpolitisch bietet die Entwicklung der Erdölverarbeitung als Zweig mit hoher Wertschöpfung und als Basis für weitere Folgeindustrien (Petrochemie) unzweifelhaft Vorteile für die Mongolei.

Vor der Bewertung konkreter Alternativen für eine mongolische Mineralölindustrie soll im nächsten Kapitel zunächst auf die mongolischen Gegebenheiten (Marktbedarf, Zusammensetzung der mongolischen Erdöle etc.) näher eingegangen werden.

C.1 Charakteristik des mongolischen Erdöls

Seit der Reaktivierung der Erdölaktivitäten in der Mongolei sind die beiden wichtigsten mongolischen Erdöle (Tamsag und Zuunbayan) in nationalen und internationalen Labors und Instituten u. a. in der Russischen Föderation, USA, China untersucht worden. Zu den Rohölen stehen zurzeit folgende Unterlagen zur Verfügung:

Teil C: Bewertung der für die Mongolei relevanten Erdölverarbeitungsindustrie

- U1 - Untersuchung des analytischen Labors für Kohlenwasserstoffe im Institut für Erdölchemie der Russischen Akademie der Wissenschaften in Tomsk;
- U2 - Crude Assay des Rohöls Tamsag der Firma Ventech, ausgeführt von der Firma SGS in Shanghai, 2010 (s. Anlage 15);
- U3 - Analyse des Rohöls Tamsag von der Universität Peking, 2008 (s. Anlage 14).

Die Datenquellen enthalten einige Unstimmigkeiten und Widersprüche. Die Tabelle C.1.1 gibt eine Übersicht zu den allgemeinen chemischen und physikalischen Eigenschaften dieser Öle aus den Lagerstätten von Tamsag und Zuunbayan. Die Daten basieren auf den Ergebnissen der Analyse U1.

Tabelle C.1.1 Eigenschaften der mongolischen Erdöle [93]

	Lagerstätten	
	Tamsag	Zuunbayan
Dichte (kg/m ³)	835,9	887,5
°API density	37	28
Viskosität (mm ² /s)		
20 °C	nicht fließfähig	nicht fließfähig
30 °C	17,06	nicht fließfähig
40 °C	8,53	46,32
50 °C	5,48	31,41
Pour point (°C)	20	29
Siedeverhalten:		
Siedebeginn (°C)	77	90
Fraktionen (Vol.-%)		
bis 120 °C	1,0	2,0
bis 150 °C	6,5	6,0
bis 200 °C	15,0	11,0
bis 250 °C	24,0	17,0
bis 300 °C	36,0	25,0
bis 350 °C	51,0	38,0
Flammpunkt (°C)		
offener Tiegel	22,5	56,0
geschlossener Tiegel	21,5	41,5
Schwefelgehalt (Ma.-%)	0,06	0,02
Stickstoffgehalt (Ma.-%)	0,14	0,46
Kohlenwasserstoffe (Ma.-%)	86,46	86,28
Wasserstoffgehalt (Ma.-%)	13,28	12,23
Sauerstoff (Ma.-%)	0,06	0,93
Mech.Beimischung (Ma.-%)	0,007	0,012
Chlorid (mg/l)	3,24	2,96

Aus den Untersuchungen ergibt sich, dass Tamsag-Öl leichter als das Zuunbayan-Öl ist. Mit einer Dichte von $835,9 \text{ kg/m}^3$ (laut U1) gehört dieses Öl zu den leichten bis mittleren Ölen [136]. Beide Öle haben eine hohe Viskosität und einen niedrigen Schwefelgehalt. Insbesondere das Rohöl Tamsag ist ein extrem schwefelarmes, stark paraffinbasiertes Rohöl. Die Tabelle C.1.2 zeigt, dass die beiden Ölsorten einen sehr geringen Gehalt an Asphaltinen besitzen und das Tamsag-Öl mehr Paraffinwachs und n-Alkanen enthält als Zuunbayan-Öl.

Tabelle C.1.2 Zusammensetzung der Komponenten und Anteile an Schwerparaffinen und n-Alkanen im Erdöl und Rohöl [93]

Parameter	Tamsag		Zuunbayan	
	Erdöl	gereinigtes Rohöl	Erdöl	gereinigtes Rohöl
Zusammensetzung, (Ma.-%):				
- Öl	95,17	95,80	85,11	90,11
- Asphaltene	0,26		0,22	
- Harz	4,67	4,2	14,67	9,89
Anteile (Ma.-%):				
- Paraffinwachs	16,87	8,16	11,12	5,62
- n-Alkanen	31,17	21,78	18,01	8,28

Der sehr geringe Gehalt an Asphaltinen und der besondere paraffinische Charakter des Tamsag-Öls könnten, laut EDL Anlagenbaugesellschaft mbH [55], unter Umständen die direkte Verwendung des atmosphärischen Rückstandes als Einsatz in der HC- und FCC-Anlage und den Verzicht auf eine Vakuumdestillation und einen Visbreaker zur Folge haben. Diese Frage kann aber nur vom Lizenzgeber der HC-Anlage in Verbindung mit Laborversuchen entschieden werden [55]. Auf Basis eines sehr detaillierten Crude Assay kann über ein Linear Programm eine wirtschaftliche (optimale) Raffineriestruktur entworfen werden [71].

Der Säuregehalt des Tamsag-Öls ist mit $\text{TAN} = 0,052 \text{ mg KOH/g}$ (s. Anlage 15) sehr niedrig und erfordert keine aufwendigen Konstruktionswerkstoffe für die meisten Apparate und Rohrleitungen [157].

Tabelle C.1.3 Physikalische und chemische Charakteristiken der Schwerbenzinfraction aus der Primärdestillation [93]

Parameter	Benzinfractionen der Rohöle	
	Tamsag	Zuunbayan
Anteil an Gewichtsmasse (Ma.-%)	16,53	10,33
Dichte d_4^{20} , g/cm ³	0,745	0,746
IBP (Siedebeginn), °C	71	78
Siedeverlauf, verdampft:		
10 (Vol.-%)	107	112
50 (Vol.-%)	136	148
90 (Vol.-%)	174	191
Ende des Siedens	195	214
Nach Stoffgruppe der Kohlenwasserstoffe (Ma.-%)		
n-Paraffine	26,8	30,0
Isoparaffine	41,8	31,9
Naphthene	13,9	8,9
Aromaten	17,5	29,2
Oktanzahl	52	56

Wie Tabelle C.1.3 zeigt, besitzen die Benzinfractionen aus beiden Erdölen etwa gleiche Dichte. Die Alkanen und Isoparaffinen haben die größten Anteile in beiden Benzinen. Die Fraktion aus Tamsag-Öl weisen erheblich mehr Isoparaffine aus. Das Zuunbayan-Benzin besitzt 10 Ma-% mehr aromatische Kohlenwasserstoffe als Tamsag-Benzin. Die Anteile an Aromaten in beiden Ölen erhöhen sich mit steigender Siedetemperatur [6].

Bedingt durch den paraffinbasierten Charakter besitzen die Straight-Run-Benzin (aus der einfachen atmosphärischen Destillation) aus beiden Öle eine niedrige Oktanzahl von RON=52-56.

Beide mongolische Rohöle sind auf Grund des sehr hohen Gehalts an Paraffinen, speziell Isoparaffinen und Naphthenen, exzellent für die Schmierölproduktion geeignet. Mit den abgetrennten Aromaten könnten in Form der Fraktionen DAE (Distillate Aromatic Extract) oder auch TDAE (Treated Distillate Aromatic Extract) wertvolle aromatische Einsätze hergestellt werden [71].

Die Tabelle C.1.4 zeigt die physikalischen und chemischen Eigenschaften der Dieselfractionen aus den Tamsag- und Zuunbayan-Öl.

Tabelle C.1.4 Physikalische und chemische Eigenschaften der Dieselfraktion [93]

Parameter	Tamsag		Zuunbayan	
	140-320 °C	180-350 °C	140-320 °C	180-350 °C
Ausbeute, (Ma.-%)	33,54	33,64	19,06	20,31
Cetanzahl (CZ)	59,5	59,8	61,5	63,7
Dichte (unter 20 °C, kg/m ³)	800,8	813,4	793,7	802,8
Viskosität (unter 20 °C, mm ² /s)	2,98	4,62	3,35	4,73
Schwefelgehalt (Ma.-%)	0,07	0,08	0,05	0,04
Siedeverlauf, verdampft:				
50 (Vol.-%)	250	272	248	271
96 (Vol.-%)	312	339	306	322
Temperaturen, °C				
Flammpunkt (geschl. Tiegel)	67	88	72	84
Pour point (°C)	-11,0	-0,5	-12,5	1,0
Cloud point (°C)	-9,0	1,5	-11,0	2,0

Die Dieselfractionen beider Rohöle besitzen eine gute Cetanzahl von CN>55, auf Grund ihres paraffinischen Eigenschaften und schlechte Fließeigenschaften. Nur die Fraktion Leichtdiesel (12% der Ausbeute aus atmosphärischer Destillation, nach U2) ist unterhalb von 0°C noch flüssig und ohne weitere Verarbeitung als Sommerdieselmotorkraftstoff geeignet. Die Fraktion Schwerdiesel (18 Ma-% der Ausbeute aus atmosphärischer Destillation) erstarrt schon unterhalb von +10 °C und muss daher in ihren Kälteeigenschaften deutlich verbessert werden [55]. Die Verfahren zur Verbesserung der Kältebeständigkeiten werden im Teil der Arbeit näher eingegangen. Ein von den Widersprüchen der Analysedaten unterschiedlicher Labors ist der Anteil der Gesamtdieselfraktion aus der Primärdestillation. In U1 im russischen Labor wurde 33,64 Ma-% (s. Tabelle C.1.4) ausgewiesen, während U3 (Analyse von der Universität Peking) 30 Ma-% ergibt.

Die Abbildung C.1.1 zeigt den Vergleich des Siedeverhaltens mongolischer Ölsorten mit denen aus anderen Quellen [136].

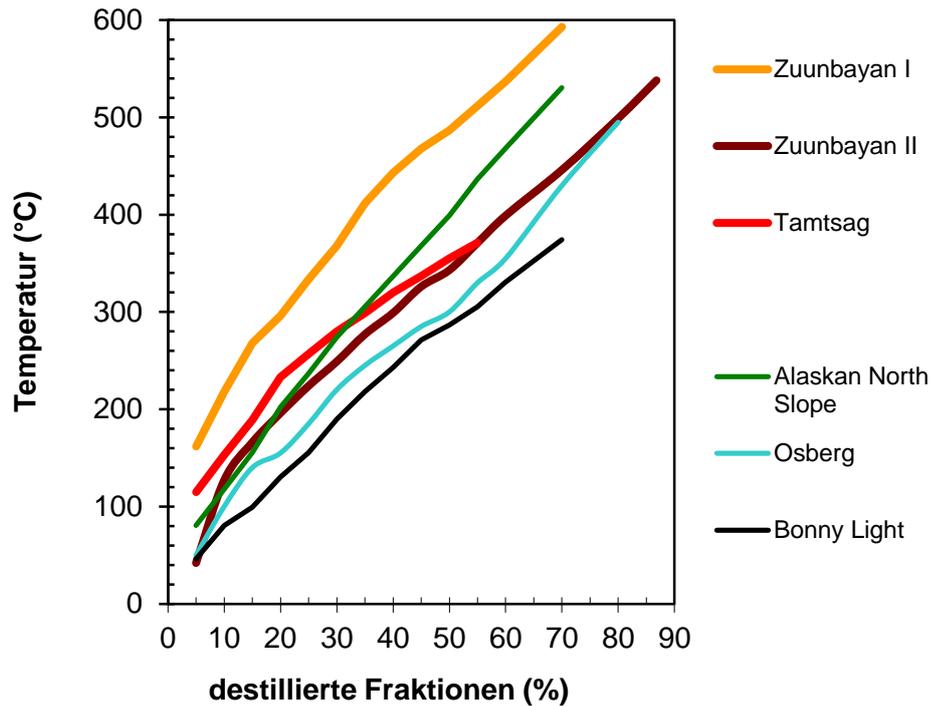


Abbildung C.1.1: Vergleich der mongolischen Erdöle mit anderen Rohölen [136]

Diese Abbildung zeigt, dass die Anteile der destillierten Fraktionen des Tamsag-Öls höher sind, als die von Alaskan North Slope.

Die Anlagestruktur für ein mongolisches Raffineriekonzept in Teil D wurde auf der Basis der Analysen des Tamsag-Öls ermittelt, da für dieses Öl umfangreichere Daten als für Zuunbayan-Öl vorhanden waren. Für das Tamsag-Öl lässt sich laut Analyseergebnissen folgende Ausbeute für bestimmte Schnittpunkte feststellen [163]:

C1-C4	1%
180 °C	17%
180 °C-350 °C	33%
350 °C-550 °C	32%
>550 °C	17%

Die verbleibende Restfraktion von etwa 50 Ma.-% oberhalb 350 °C kann durch tiefere Verarbeitung (thermisches oder katalytisches Cracken) teilweise in Gas, Benzin und Diesel konvertiert werden.

Teil C: Bewertung der für die Mongolei relevanten Erdölverarbeitungsindustrie

Aus der Analyse von U2 (Shanghai Labor) [157] ergaben sich folgende Vakuumrückstände:

20,84% (>510 °C) bzw.

14,06% (>565 °C)

Die Ergebnisse bestätigen den o.a. Wert von 17% (>550 °C).

Mit Tabelle C.1.5, Tabelle C.1.6 und Abbildung C.1.2 wird das Tamsag-Öl hinsichtlich der charakteristischen Eigenschaften mit den anderen Ölsorten verglichen.

Tabelle C.1.5 Rohölsorten und ihre Fördervolumen (*in 1.000 bbl/d) [160] mit Datengrundlage von *Energy Intelligence*

Rohölsorte	°API	Schwefel %	Tagliche Förderung	Anteil an Weltförd.(%)	Land
Urals	31-32	0,8-1,8	8.500	10,43	Russland
Arab Light	32,7	1,8	5.000	6,13	Saudi Arabien
Maya	21,8	3,33	2.390	2,93	Mexiko
Kuwait	30,5	2,55	2.370	2,91	Kuwait
Iran Heavy	30,2	1,77	1.500	1,84	Iran
Arab Extra					
Light	38,4	1,4	1.400	1,72	Saudi Arabien
Basrah Blend	34,4	2,1	1.400	1,72	Irak
Sahara Blend	45,7	0,1	1.350	1,66	Algerien
Arab Heavy	27,7	1,92	1.200	1,47	Saudi Arabien
Arab Medium	31,8	2,45	1.200	1,47	Saudi Arabien
WTI	38,7	0,45	340	0,42	USA
Brent Blend	37,9	0,45	236	0,29	UK
<i>Tamsag</i>	<i>36,4</i>	<i>0,064</i>			<i>Mongolei</i>

Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass das Tamsag-Öl einen sehr geringen Schwefelgehalt von 0,06% aufweist. Er ist sogar geringer als in Brentölsorten wie „Brent Blend“ bzw. „Saharan Blend“. Bezüglich der °API ordnet sich Tamsag-Öl etwa bei „Arab Extra Light“ und „Brent Blend“ ein. Was die Dichte angeht unterscheidet es sich ganz klar von den schweren Rohölen wie „Maya“, „Arab Heavy“ und „Iran Heavy“.

Teil C: Bewertung der für die Mongolei relevanten Erdölverarbeitungsindustrie

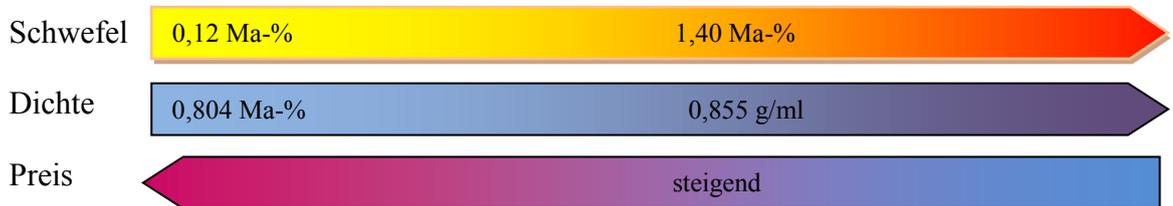
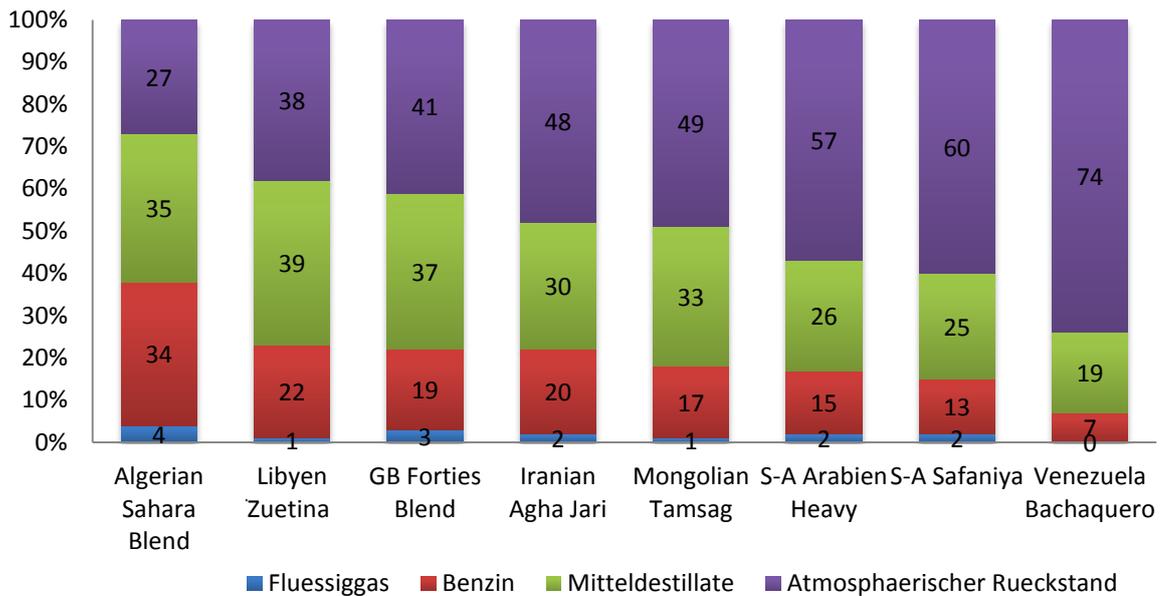


Abbildung C.1.2: Produktausbeuten und Eigenschaften unterschiedlicher Sorten von Rohölen [106]

Abbildung C.1.2 zeigt die Produktausbeuten der atmosphärischen Destillation von unterschiedlichen Rohölsorten und die Zusammenhänge spezieller Eigenschaften wie Schwefelgehalt bzw. Dichte und dem Preis. Es ist ersichtlich, dass die Ausbeuten an leichten Produkten des Tamsag-Öls mit denen aus anderen Rohölen vergleichbar sind. Die Besonderheit des Tamsag-Öls liegt darin, dass es eine Ausnahme unter den normalen Verhältnissen von Ölcharakteristiken darstellt. Es hat einen viel kleineren Schwefelanteil (0,064 %) als die leichtesten Ölsorten "Sahara Blend" (0,09 %), "Zuetina" (0,31 %) und "Forties Blend" (0,56 %).

Tabelle C.1.6 Rohölsorten und ihre Haupteigenschaften [25] und [136]

Haupteigenschaften	Tamsag (Mongolei)	Minas (Indonesien)	Light Louisiana Sweet (USA)	Cabinda (Angola)
API Dichte	36,4	34,5	37,1	32,7
Dichte (g/cm ³)	0,845	0,852	0,839	0,862
Schwefel (Ma.-%)	0,06	0,08	0,35	0,12
Pour point (°C)	27	36	-27	18
Säurezahl (mg KOH/g)	0,052	0,05	0,63	0,12
Viskosität, 40 °C (mm ² /s)	8,4	22	4	13

Tabelle C.1.6. vergleicht einige spezielle Eigenschaften des Tamsag-Öls mit einigen ausgewählten anderen Rohölen. Das mongolische Öl weist vergleichbare Eigenschaften zu den anderen Ölen auf. Das Tamsag-Öl hat gemäß U1 eine sehr niedrigere Säurezahl und einen Stockpunkt von 27 °C (s. Anlage 15).

C.2 Analyse zum Bedarf an Mineralölprodukten in der Mongolei

Einer der wichtigsten Faktoren für die Planung und den Bau einer Raffinerie ist die Prognose über den künftigen Marktbedarf. Im Folgenden wird die bisherige Bedarfsentwicklung an Mineralölprodukten dargestellt, sowie Prognosen zur Entwicklung des Kraftfahrzeugbestandes, und der Bau- und Straßenbautätigkeit sowie zu geplanten Projekten der energieintensiven Industrien in der Mongolei diskutiert.

C.2.1 Derzeitige Versorgung mit Mineralölprodukten

Der Bedarf an Mineralölprodukten der Mongolei wird ausschließlich durch Importe gedeckt. Bis zu 98% der Produkte werden von der Russischen Föderation bezogen, darunter allein vom Russischen Mineralölkonzern Rosneft AG rund 95%, durch etwa zehn mongolische Unternehmen. Die Produkte stammen aus der Raffinerie Angarsk [7]. Die Mineralölprodukte werden per Eisenbahn importiert und zu den Tanklagern in Ulaanbaatar Darkhan, Erdenet, Dornod, Govisumber, Bor-Ondor, Sainshand, Selenge, Zuunkharaa, und Baganuur transportiert. Die Verteilung zu den anderen Aimags und Sums erfolgt per Straßentransport. Abbildung C.2.1 zeigt die Zusammensetzung importierter Mineralölprodukte im Jahr 2010.

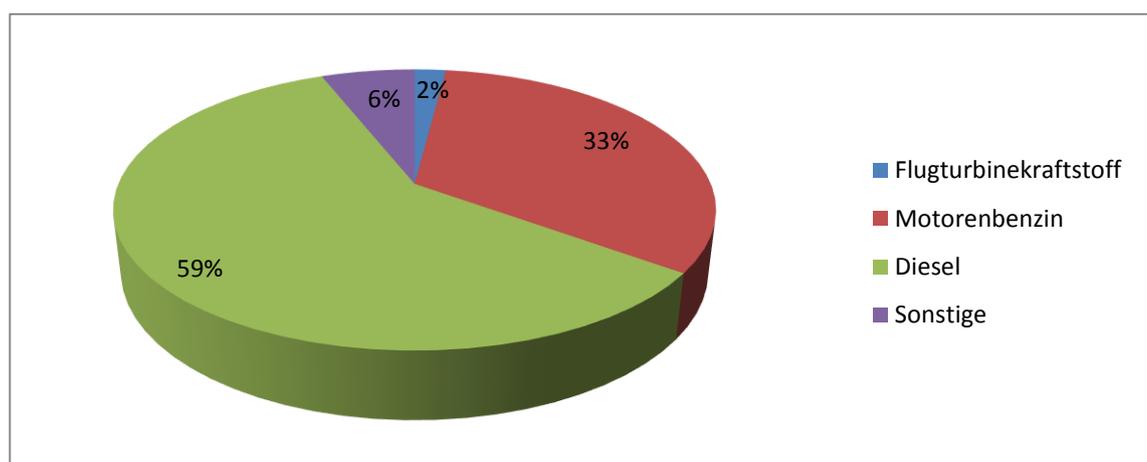


Abbildung C.2.1: Verbrauchsstruktur der Mineralölprodukte in der Mongolei (2010) [3]

Abbildung C.2.1 weist darauf hin, dass der Dieselverbrauch den größten Anteil am Gesamtbedarf aufweist (knapp doppelt so hoch wie der Benzinbedarf). Die Preise der Mineralölprodukte in der Mongolei steigen ständig. Benzin- und Dieseldieselpreise haben sich beispielsweise innerhalb von 6 Jahren, zwischen 2005 und 2011, bei relativ gleichbleibendem Wechselkurs von USD zu Togrog (MNT) verdoppelt (Abbildung C.2.2). Der Preisanstieg der Kraftstoffe hat einen direkten Einfluss auf die gesamtwirtschaftliche Entwicklung und verursacht Inflation, Kaufkraftverlust etc.

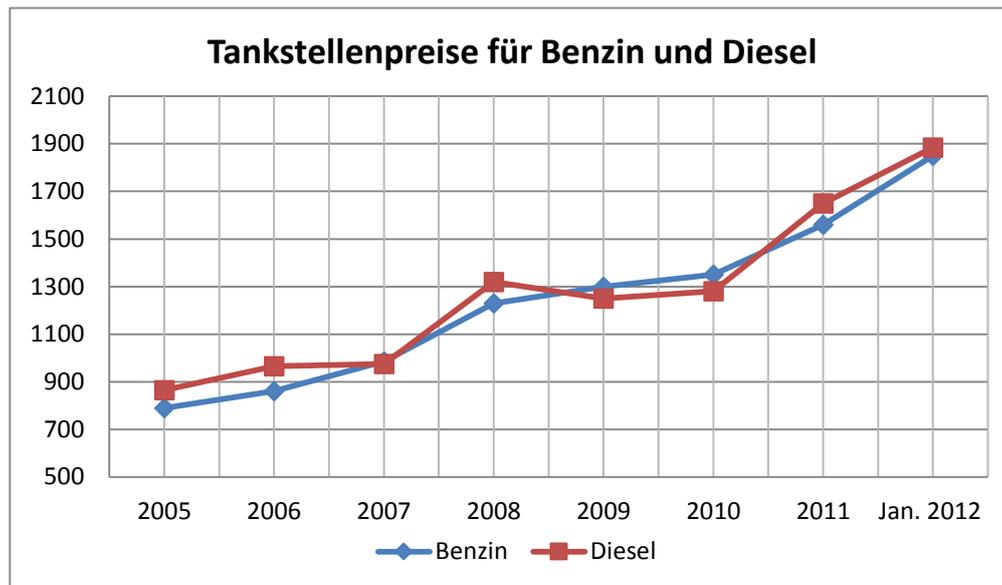


Abbildung C.2.2: Tankstellenpreis für Benzin und Diesel (in MNT) [8]

Durch die permanente Änderung der Produktpreise und Exportsteuern der Hauptlieferanten kommt es zu Preisschwankungen, meist zu Preiserhöhungen auf dem mongolischen Markt.

Der Bedarf an Flüssiggas in der Mongolei ist relativ gering mit 11.800 t/Jahr (2012), hat aber stark steigende Tendenz mit der Verdoppelung seit 2006, laut Angaben von PAM.

Zusammensetzung der Tankstellenpreise

Den Hauptanteil des Endverbraucherpreises für Treibstoffe in der Mongolei machen die Importkosten der Mineralölprodukte aus. Diese betragen im Jahr 2012 bei Tankstellenpreisen für Benzin (Normal-80) 74,5%, bei Dieseldieselpreise 70,5% und für Benzin (RON-92) sogar 84%. Für Letzteres lagen sie im August 2012 bei 1.3 USD/kg (=0,98 USD/l). Die Importpreise sind seit Juni 2011 - laut PAM - um 10-20% im Vergleich zum Vorjahr gestiegen.

Es gibt vier Arten von Abgaben, die auf Kraftstoffe erhoben werden: Zoll, Sondersteuer, Benzin- und Dieselsteuer und Mehrwertsteuer. Um den Verbraucherpreis mehr oder weniger stabil zu halten, greift die Regierung nicht selten auf steuerpolitische Maßnahmen zurück, was auch derzeit der Fall ist, wobei seit März 2012 die Zoll- und Sondersteuer auf Null herabgesetzt wurde. Aus den Preisuntersuchungen vom August 2012 ist ersichtlich (Abbildung C.2.3), dass die Steuern ca. 10% des Benzin- und 8% des Dieselpreises ausmachen.

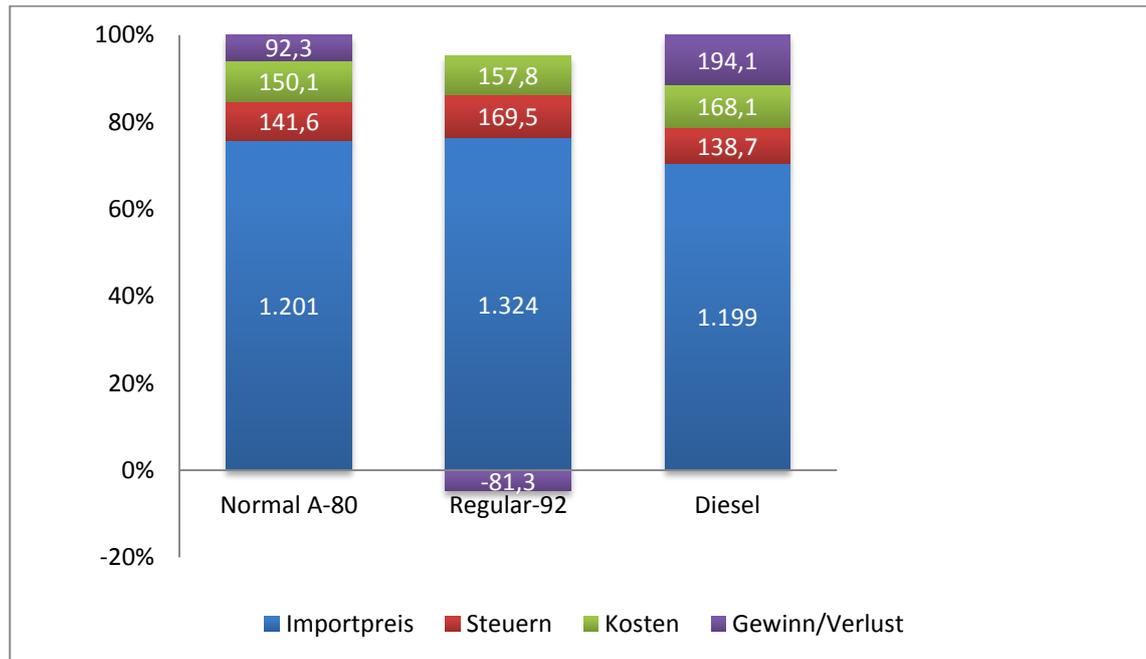


Abbildung C.2.3: Preisstruktur für Benzin und Diesel in MNT/l (Aug. 2012) [8]

Die Kosten der Unternehmen für Transport, Lagerhaltung, Verwaltung und Vertrieb betragen ca. 10% des Verkaufspreises. Die Gewinne der Unternehmen sind unterschiedlich, und lagen zwischen 5-11% bei Diesel und Benzin (ROZ-80). Bei Benzin (ROZ-92) hingegen war z.B. der Monat August 2012 sogar durch Verluste gekennzeichnet.

C.2.2 Bedarfsprognose für die Kraftstoffe

Der Verbrauch an Kraftstoffen in der Mongolei ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen. Im Jahr 2011 hat das Land, laut PAM [8], ca. 1 Mio. t Mineralölprodukte im Wert von 1,16 Mrd. USD importiert. Im Vergleich dazu betrug der Importwert des Vorjahres knapp 700 Mio. USD für 866.000 t an Mineralölprodukten. Wie in allen anderen Ländern stellen die Mineralölprodukte in der Mongolei im Verkehrssektor den

zentralen Energieträger dar. Die stetige Zunahme der Nachfrage nach Kraftstoffen ist daher in erster Linie mit dem rasanten Anstieg der Anzahl von Kraftfahrzeugen verbunden. Der Anstieg betrug die in den letzten Jahren jährlich mehr als 10% (Tabelle C.2.1).

Tabelle C.2.1 Anzahl der Kraftfahrzeuge [184]

1990	1999	1996	2009	2010
43.600	74.840	140.000	224.000	260.000

Geht man von 772.500 Führerscheinbesitzern, laut Road Transportation Agency (Stand 2010), aus, ist die Tendenz weiterhin steigend [184].

Obwohl Kraftstoffkonsum und Motorisierung einander weitgehend entsprechen, ist der Verbrauchsanstieg an Mineralölprodukte in der Mongolei insbesondere auf die Entwicklung der Bergbauaktivitäten zurückzuführen.

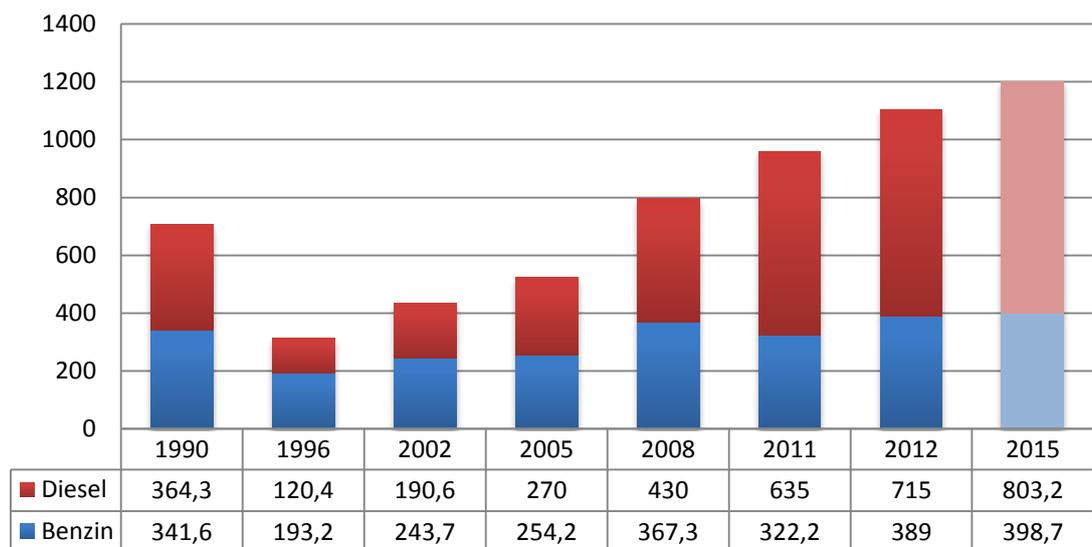


Abbildung C.2.4: Benzin- und Dieserverbrauch (in 1.000 t) [4]

Abbildung C.2.4 zeigt, dass der Dieserverbrauch seit 2002 stärker als Motorenbenzin anstieg und die Prognose von 2015 weiterhin steigende Tendenz aufweisen. Wenn der Bedarf an Treibstoffen in der Mongolei jährlich um mehr als 10% steigt (laut Einschätzungen der PAM), wird der Verbrauch im Jahr 2020 bereits 2 Mio. t überschreiten. Der Import von klopffestem Benzin (ROZ>90) zeigt weiterhin steigende und der Bedarf an Benzin mit geringer Oktanzahl fallende Tendenz.

Tabelle C.2.2 Verbrauchsstruktur des Dieselkraftstoffs nach Verwendungszwecken, 2012 [8]

Verwendungszwecke	Dieselmkraftstoff (in 1000 t)	
Bergbau	500	69,9%
Bahntransport	80	11,2%
Erdölaktivitäten	15	2,1%
Agrarwirtschaft	10	1,4%
Öffentlicher Verkehr	40	5,6%
Straßenbau	20	2,8%
Sonstige	50	7,0%
Gesamt	715	100,0%

Tabelle C.2.2 weist darauf hin, dass rund 70% des Dieselmkraftstoffs für den Bergbausektor verbraucht werden. Die PAM prognostiziert, dass allein durch die Inbetriebnahme der zwei extensiven Lagerstätten Oyu Tolgoi und Tavan Tolgoi der jährliche Bedarf an Dieselmkraftstoffen in den kommenden Jahren um 60.000 bis 90.000 t steigen könnte.

Ausgehend von den Annahmen, dass die Lebensdauer einer Raffinerie ca. 40 Jahre beträgt und der Verbrauch an Mineralölprodukten der Mongolei jährlich um etwa 10% steigt, wäre es sinnvoll, eine Raffinerie mit einer Kapazität von mindestens 2,5-3 Mio. t/Jahr zu planen.

C.2.3 Geplante, staatlich initiierte Großprojekte

Infrastruktur

Die Mongolei plant nunmehr die Steigerung des Lebensstandards, verbunden mit dem Ausbau der Infrastruktur. Nachstehend sind einige wichtige geplante Projekte aufgelistet. Diese Veränderungen der Infrastruktur haben direkte und indirekte Auswirkungen auf den Bedarf an Mineralölprodukten.

Laut der Kommission für Nationale Entwicklung und Erneuerung der Mongolei sind folgende staatlich initiierte Infrastrukturprojekte kurz- und mittelfristig geplant [37]:

- Bau von 800 km neuen Eisenbahnlinien
- Autobahnen (alle Aimagzentren sollen miteinander verbunden werden, Millennium Road Projekt)
- 600 km spezielle Straßen für schwere Lastwagen zu bergbaulichen Zwecken
- umfangreiche Wasserversorgungs- und Transportprojekte für den Gobi-Bereich

- Bau von 3 Kraftwerken (Omnogobi und Dornogobi Aimag sowie in UB)
- Internationaler Flughafen
- umfangreiche Brücken- und Dammbauprojekte
- Aufbau von 5 Grenzübergängen

Städte- und Wohnungsbauprojekte

Ein zentraler Teil des ehrgeizigen neuen Entwicklungsprogramms der Mongolei ist das „**100.000 Wohnungen**“-Projekt. Im Rahmen dieses Projekts ist geplant, in den Urbanregionen des Landes neue Wohnungen zu errichten. Dabei entsteht der Großteil mit 75.000 Wohnungen in der Hauptstadt Ulaanbaatar.

Im Rahmen des vom Ministerium für Straßen, Verkehr, Bau und Stadtentwicklung entwickelten „**Sum-Zentrum**“-Projekts wird geplant, 200 Sums mit modernen öffentlichen Einrichtungen und Infrastruktur aufzubauen.

Die mongolische Regierung plant zahlreiche andere Projekte für Straßen- und Wohnungswesen von Ulaanbaatar.

Bergbau- und Industrieprojekte

Erschließung und Nutzung der Lagerstätten Tavan Tolgoi und Oyu Tolgoi in der Süd-Gobi Region sind zurzeit die größten Bergbauprojekte der Mongolei mit großer internationaler Bedeutung. Die Abbildung C.2.5 zeigt die Standorte der beiden Lagerstätten.



Abbildung C.2.5: Lage der Tavan Tolgoi und Oyu Tolgoi Lagerstätten

Teil C: Bewertung der für die Mongolei relevanten Erdölverarbeitungsindustrie

Tavan Tolgoi gilt mit einer Reserve von bis zu 7,5 Mrd. t hochwertiger Kohle, als das weltweit größte unerschlossene Kokskohlevorkommen [144]. Der Abbau einer der weltweit größten Kupfer-Gold-Lagerstätte Oyu Tolgoi hat im 3. Quartal 2012 begonnen.

Die Investitionskosten für Tavan Tolgoi werden auf rund 2,5 Mrd. USD und für Oyu Tolgoi auf rund 4,0 Mrd. USD geschätzt. Darüber hinaus gibt es erhebliche Anforderungen zum Infrastrukturaufbau (ca. 5 Mrd. USD) für Schienen-, Strom-, Straßen und Siedlungen, die beide Projekte unterstützen [167]. Tabelle C.2.3 beschreibt die für die kommenden Jahre geplanten Bergbauprojekte [37].

Tabelle C.2.3 Geplante Bergbauprojekte

Nr.	Lagerstätten	Rohstoffart	Reserve
1	Tsav	Blei, Zink	3,5 Mio. t Erz, 226.200 t Pb, 123.300 t Zn
2	Bargilt, Tumurtey	Eisen	31 Mio. t (Bargilt), 229,3 Mio. t (Tumurtey)
3	Tsagaan Suvarga	Kupfer, Molybdän	240 Mio. t Erz, 1,3 Mio. t Cu, 48.200 t Mo
4	Ulaan	Blei, Zink	14,8 Mio. t Erz, 186.400 Pb, 245.800 Zn
5	Mardai	Uranium	924.600 t Erz, 1.104 t U
6	Khust Uul	Eisen	4,4 Mio. t Fe

Der Abbaubeginn der Kupfer-Molybdän-Lagerstätte Tsagaan Suvarga steht unmittelbar bevor.

Eines der wichtigsten Vorhaben der Mongolischen Regierung ist die Planung eines Industrie- und Technologieparks „Sainshand“ in der Südost-Mongolei. Es ist der Bau von Anlagen zur Verarbeitung und Veredlung mineralischer und fossiler Rohstoffe geplant, darunter Zementfabrik, Kupferverarbeitungs- und Stahl- und Hüttenwerke, Erdöl-Raffinerie und Baumaterialienwerke. Der Industriepark soll etwa zwischen Oyu Tolgoi bzw. Tavan Tolgoi Lagerstätten und den Ölfeldern in östlichen Provinzen, an den Eisenbahn- und Straßennetzen positioniert werden. Das Projekt soll zur Diversifizierung der Wirtschaft, zur Wertschöpfung der verarbeitenden Industrie und zur Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit der nationalen Wirtschaft beitragen. Es soll zukünftig einen Grundpfeiler der makroökonomischen Stabilität des Landes bilden [126].

C.2.4 Anforderungen an Kraftstoffe in der Mongolei

Die Qualitätsanforderungen der Mineralölprodukte in der Mongolei steigen zwar, aber zum größten Teil gelten doch noch die Standards aus der Zeit vor den 1990er Jahren. Im Folgenden werden die wichtigsten Anforderungen an Kraftstoffe kurz aufgeführt. Die zurzeit geltenden Standards für Motorenbenzin und Dieselkraftstoff der Mongolei befinden sich in den Anlage 18 und 19 [9].

Benzin:

Blei: In allen Arten von Ottokraftstoffen ist ein Bleigehalt bis zu 0,01 g/dm³ zugelassen.

Oktanzahl: Die Kraftstoffsorte mit der niedrigsten Qualität ist in der Mongolei A-80 mit einer minimalen ROZ von 80. Obwohl in der Mongolei noch Fahrzeuge fahren, die mit Benzin niedriger Oktanzahl betrieben werden können, erfordern alle Fahrzeuge mit modernen Motoren eine minimale ROZ von 91-92. Mit der Erneuerung des Fahrzeugbestandes werden die Standards mit niedriger Oktanzahl sicher auslaufen.

Benzen: Der maximal zulässige Benzolgehalt beträgt in allen Arten von Ottokraftstoffen 5 Vol.-%. Es gibt noch keine Begrenzungen für den Aromatengehalt.

Dampfdruck (RVP): Der zugelassene Dampfdruck soll im Sommer zwischen 35-70 kPa betragen, um den Anteil von flüchtigen Substanzen im Benzin zu senken. Im Winter liegt der Grenzwertbereich bei 35-79,9 kPa.

Schwefel: Der Schwefelgehalt im Benzin war bis 2006 beschränkt auf 0,1 Vol. %. Derzeit beträgt der maximale Grenzwert des Schwefelgehalts 0,05 Vol. %.

Dieselmkraftstoff:

Cetanzahl: Nach mongolischen Standards sind drei Klassen bei Diesel zu unterscheiden: Sommer-, Winter- und Arktikdiesel [9].

Die minimale Anforderung an die Cetanzahl beträgt bei allen Dieselklassen 45.

Schwefel: Je nach dem Schwefelgehalt werden die Dieselmkraftstoffe in zwei Typen geteilt. Der maximale Schwefelgehalt liegt bei Typ I 0,2 Vol.-% und 0,5 Vol.-% bei Typ II. Bei der Klasse A soll der Schwefelgehalt nicht mehr als 0,4 Vol.-% betragen [9].

Pour point: Bedingt durch den kalten Winter werden für die Kältebeständigkeit (Pour point) höhere Anforderungen als in Deutschland gestellt.

Laut Angaben der Agentur für Standardisierung und Messwesen und den Prognosen der PAM sind bis 2020 folgende Trends der Qualitätsanforderungen zu erwarten [136]:

- Bei allen Arten von Benzin wird der maximale Benzolgehalt bis auf <2 Vol.-% reduziert.
- Der Grenzwert des Schwefelgehalts wird in Motorenbenzin auf 0,03 Ma.-% und im Dieselmotorenkraftstoff auf 0,05 Ma.-% gesenkt.
- Blei könnte vollständig eliminiert werden.
- Aromatische Stoffe werden wahrscheinlich auf 35 Vol.-% bei niedrigoktanigen und 45 Vol.-% im hochoktanigen Motorenbenzin begrenzt.

In Bezug auf die Zugabe sauerstoffhaltiger Verbindungen ist derzeit kein eindeutiger Trend zu erkennen. Angesichts der bisherigen Entwicklungen der Normen und der oben erwähnten Trends kann man feststellen, dass sich die Qualitätsanforderungen an Kraftstoffe langsam an die Spezifikation der Kraftstoffe in entwickelten Industriestaaten annähern. In den Anlage 16 und 17 sind zum Vergleich die Anforderungen an Otto- und Dieselmotorenkraftstoffe in Deutschland zu finden.

C.3 Standortwahl

Im Abschnitt B.5.3 wurde kurz über die Optionen der Standortwahl für die Erdölverarbeitungsindustrie diskutiert, nämlich über einen rohstofforientierten und einen absatzorientierten Standort. Wenn für die Mongolei eine Erdölverarbeitungsanlage basierend auf eigenen Rohstoffen geplant wird, könnten ausschließlich absatzorientierte Standorte zur Auswahl anstehen. Der Grund dafür ist, dass sich die gegenwärtig bekannten und potentiellen Ölfelder (Tamsag Basin) über 700 km östlich vom Hauptabnehmermarkt Ulaanbaatar befinden. Der Transport einer Vielzahl an Fertigprodukten über diese Entfernung macht sowohl aus wirtschaftlichen als auch aus versorgungs- und verkehrstechnischen Gründen wenig Sinn. So muss der Transportweg des Rohöls zu Gunsten einer Verkürzung der Transportwege für Fertigprodukte verlängert werden. Für einen günstigen Transport der Fertigprodukte und der erforderlichen Einsatzstoffe für eine Raffinerie (z.B. Chemikalien) bietet sich die Nähe zur Transmongolischen Eisenbahnlinie an. Ortschaften mit direkter Anbindung an die Eisenbahnlinie und damit an die Hauptstadt sind: Baganaur, Choir und Sainshand. Wichtig für einen Raffineriestandort ist auch das Vorhandensein von Kühlwasser (Flußwasser oder Brunnen etc.). Der Bedarf ist nicht unerheblich [71].

Abbildung C.3.1 zeigt die direkten Entfernungen zwischen dem Tamsag-Ölfeld und den potentiellen Standorten. Die Entfernungen wurden mit Hilfe von Kartenmaterial der Software *National Geographic World Map* berechnet.

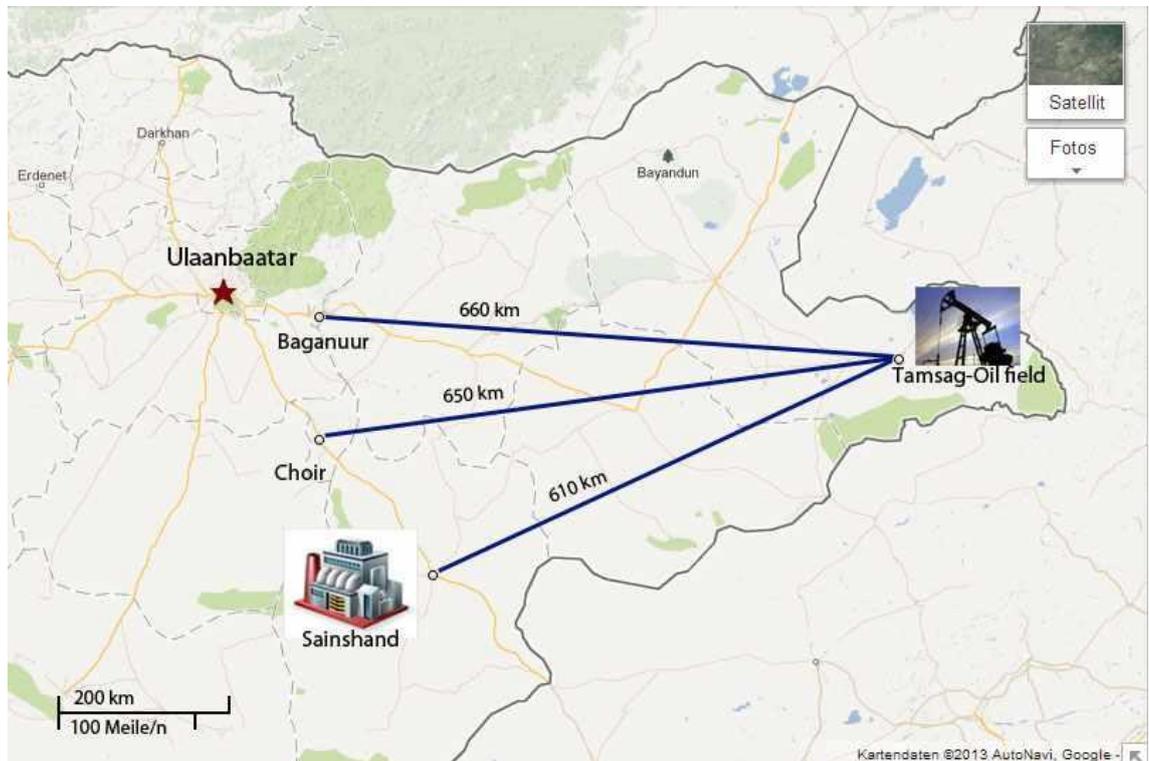


Abbildung C.3.1: Direkte Entfernungen vom Tamsag-Ölfeld bis zu den potentiellen Standorten

Baganuur

Baganuur, eine der drei Außenstadtbezirke der Hauptstadt, liegt etwa 130 Kilometer östlich von UB und ist eines der größten Industriezentren der Mongolei. Baganuur befindet sich im Einzugsgebiet vom Fluss Herlen. Baganuur ist zugleich der Endpunkt einer Seitenlinie der Transmongolischen Eisenbahn; die Stadt ist durch eine Asphaltstraße mit UB verbunden. Sie liefert seit 1978 für die Verstromung und für die Erzeugung von Heizwärme Kohle nach UB mittels eines Güterzugtransports für die Verstromung und Erzeugung von Heizwärme. Die Stadt Baganuur wurde im Zug der Eröffnung einer Kohle-Mine errichtet und hat heute etwa 30.000 Einwohner.

Choir

Die Stadt Choir ist Verwaltungsort des Gobi-Sumber-Aimags und liegt 250 km südöstlich von UB, an der Transmongolischen Eisenbahnstrecke und an einer Straßenverbindung von UB nach China. Choir liegt im Tschoirtal, ca. 500 m unter dem Umland, in der Gobi-Steppen-Region. Choir war ein sowjetischer Militärstützpunkt. Die Stadt ist eines der wichtigen Versorgungszentren für Mineralölprodukte, wie auch

Sainshand und Baganuur. Sie verfügt über Tanklager-Kapazitäten, die die Aimag's Omnogobi, Dundgovi, Sukhbaatar, Hentii versorgen können [142]. Eines der größten Braunkohlentagebau-Unternehmen, „Shivee-Ovoo“, liegt 20 km von Choir entfernt.

Choir hat kein Oberflächenwassersystem. Die Wasserversorgung findet ausschließlich durch Grundwasser statt. In *Lkhagvadorj et al.* sind, nach Auswertung von *Choirsuren* (1995), die Größen von zwei Hauptreservoirs in Choir und der Umgebung angegeben:

1. Choir-Reservoir mit $C2 = 5.875 \text{ m}^3$ (bestätigt 1993)
2. Shivee-Ovee-Reservoir mit $C2 = 9.504 \text{ m}^3$ (bestätigt 1995)

Choir ist eine von den potentiellen Lokalitäten, die bei der Standortauswahl für den Industrieaufbau zur Diskussion stehen.

Sainshand

Bei der Entscheidung über den Standort einer Erdölverarbeitungsindustrie für die Mongolei sollten die nationale Entwicklungspolitik, darunter geplante Infrastrukturvorhaben und künftige Ballungszentren mit industriellen Großprojekten zusätzlich berücksichtigt werden. Ein wichtiges Industrieprojekt der Mongolei ist der "Sainshand-Industriepark"(vgl. Abschnitt C.2.3).

Die Stadt Sainshand, Hauptstadt der Provinz Dornogovi Aimag, liegt in der östlichen Wüste Gobi, ca. 450 km von UB entfernt, an der Transmongolischen Eisenbahn.

Der Sainshand-Industriepark befindet sich zwischen den großen Kupfer- und Kohlelagerstätten Oyu Tolgoi und Tavan Tolgoi, und den Ölfeldern in den östlichen Provinzen. Für das Projekt wurde im September 2010 eine internationale Ausschreibung angekündigt [31]. Den Tender erhielt die amerikanische Bechtel Corp., das größte Bau- und Projektmanagement-Unternehmen der USA in den Bereichen Energie, Transport, Kommunikation, Bergbau und Rohstoffe (inkl. Öl und Gas). Das Unternehmen hat den Masterplan für das Projekt "Sainshand-Industriepark" entwickelt. Dieser wurde im Juni 2012 von der mongolischen Regierung genehmigt. Eine Koksfabrik, eine Kupferfabrik, eine Zementfabrik und eine Eisenerzfabrik mit einer kompletten Logistikanlage sollen gebaut werden, die die Produktion von Produkten mit Mehrwert erhöhen und damit zusätzlich die soziale und wirtschaftliche Entwicklung der Mongolei fördern.

C.4 Transport von Rohöl

Im Abschnitt B.5.4 wurden die Transportmittel von Rohöl und Mineralölprodukten nach unterschiedlichen Kriterien diskutiert, wonach die herausragende Stellung der Pipelines für die Mineralölwirtschaft begründet wurde. Dennoch sind die Pipelines eines von mehreren, technisch oft alternativ zur Verfügung stehenden Transportgefäßen, über deren Einsatz primär die Wirtschaftlichkeit entscheidet [146]. Für die Mongolei könnte der Eisenbahntransport alternativ zu Pipelines in Frage kommen. Derzeit existiert aber nur die Transmongolische Eisenbahnlinie, die die Hauptstadt Ulaanbaatar und weitere wichtige Zentren mit der Russischen Föderation und China verbindet. Die mongolische Regierung plant Projekte zum Ausbau der Bahnlinien in drei Phasen (s. Anlage 20) [117]. Im Fall der Bereitstellung der Infrastruktur von Bahnstrecken müssten jedoch größere, verkehrstechnische und logistische Probleme gelöst werden.

Beispiel: Die tägliche Produktion der TOTAL Raffinerie (Deutschland) mit einer Kapazität von 12 Mio. t/a beträgt rund 33.000 t Rohöl, welches 600 Kesselwagen entspricht [162]. Würde eine Raffinerie mit einer Kapazität von 3 Mio. t Rohöl gebaut, müssten zur Versorgung der Raffinerie, täglich 150 Kesselwagen abgefertigt werden.

Im Folgenden werden Kosten und Leistung des möglichen Pipelinebaus in der Mongolei grob skizziert.

C.4.1 Rohöltransport mittels Pipeline

Pipelines bestehen überwiegend aus aneinander geschweißten Stahlrohren. Die Durchmesser ergeben sich aus den vorgesehenen Durchsätzen und Strömungsgeschwindigkeiten. Für die Berechnung wird folgende Formel eingesetzt [105]:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot V}{\pi \cdot w}} \quad (C4-1)$$

wobei V den Durchsatz oder Förderstrom in m^3/s und w die Strömungsgeschwindigkeit in m/s (im Allgemeinen sind 0,8-1,5 m/s einzusetzen) ausweisen. Für die Bestimmung vom Durchsatz oder Förderstrom gilt folgende Formel [105]:

$$V = \frac{\text{Jahresfördermenge}}{8500\text{h} \cdot 3600\text{s} \cdot \text{Dichte}(\text{kg}/\text{m}^3)} \quad (C4-2)$$

Der Durchmesser der Pipeline für eine Fördermenge von 3 Mio. t/Jahr (Tamsag-Öl) lässt sich beispielweise wie folgt berechnen:

$$V = \frac{3 \cdot 10^9 \text{ kg}}{8500 \text{ h} \cdot 3600 \text{ s} \cdot 845 (\text{kg}/\text{m}^3)} = 0,116 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,116 \text{ m}^3/\text{s}}{3,14 \cdot 1,2 \text{ m/s}}} = 0,36 \text{ m}$$

Die endgültige Festlegung des Pipelinedurchmessers wird auch durch Überlegungen zu Fragen einer Kapazitätserhöhung beeinflusst [105].

Die Wandstärken ergeben sich nach den Betriebsdrücken und den anzuwendenden Sicherheitsbeiwerten (min. $S=1,6$, d.h. 1,6-fache Sicherheit) [116].

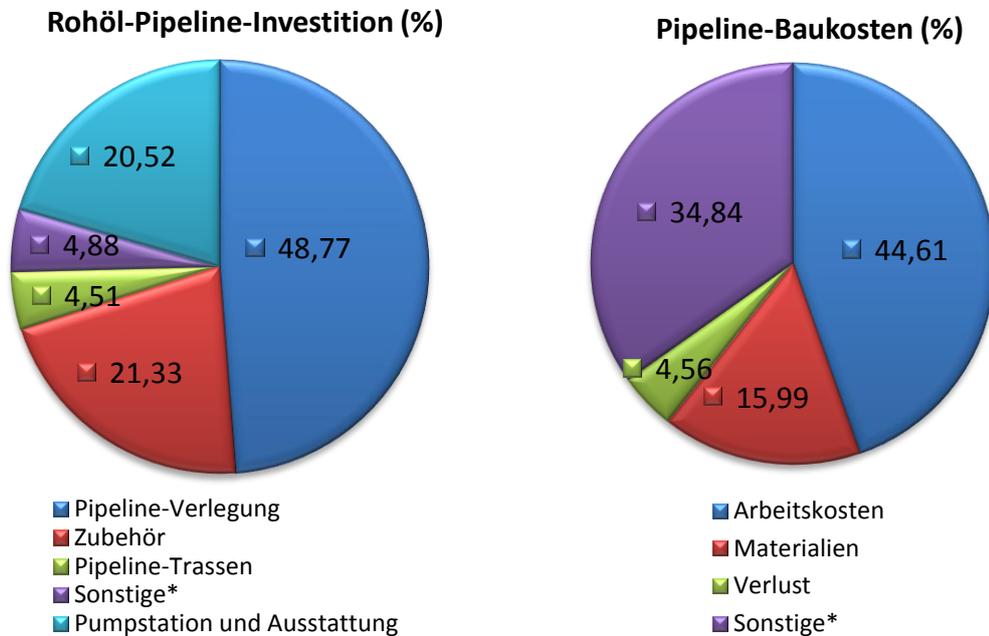
Das Rohöl wird aus Sammeltanklagern in die Kopfstation der Pipeline geführt und dann durch in der Regel elektrisch betriebene Pumpen durch die Pipeline zum Bestimmungsort befördert. Zur Kapazitätssicherung sind in Abhängigkeit der Topographie des Geländes und der Länge der Pipeline zusätzliche Zwischenstationen erforderlich [116].

Das Erdölunternehmen PetroChina Daqing Tamsag LLC erarbeitete 2009 eine Projektplanung für den Bau einer 264 km langen Pipeline vom Tamsag-Ölfeld bis zu einer kleinen Ortschaft Tsuogan in China. Die Pipeline wurde mit einem maximalen Druck von 6,3 und 10 MPa bzw. 63 oder 100 bar, und einer Übertragungstemperatur 70°C bzw. 20°C am Ende der Pipeline geplant. Sie sollte ein Mindestvolumen von 870.000 bis max. 1.650.000 t/Jahr übertragen. Im Projekt war in einem Abstand von 30 km jeweils eine Aufwärm- und Zwischenpumpstation vorgesehen [134].

C.4.2 Pipeline-Kosten

Der Kostenaufwand für Bau und Betrieb von Pipelines ist sehr unterschiedlich. Er hängt von vielen Variablen ab, wie Rohrdurchmesser, Pumpendruck, vorgesehener Förderleistung, Art des Antriebsmotors für die Pumpen, Energieaufwand für den Antrieb der Pumpen, mittlere jährliche Betriebszeit, Zähigkeit und Raumgewicht des Förderguts, Störanfälligkeit und Umweltauflagen ab [103]. Nicht zuletzt spielen die regionalen Unterschiede der Arbeitskosten eine wichtige Rolle, denn laut *Smith* machen die Arbeitskosten den größten Anteil an den Pipeline-Baukosten (s. Abbildung C.4.1, rechts) aus. *Smith* [158] hat auf Basis der Daten von 2011 aus den US-amerikanischen

Öl-Pipeline-Unternehmen (2011) Untersuchungen durchgeführt; die Ergebnisse wurden im *Oil & Gas Journal* vom Sept. 2012 publiziert. Beide Diagramme (Abbildung C.4.1) stammen aus dieser Publikation und zeigen die Strukturen der Investition und Baukosten für Rohöl-Pipelines.



* Lieferung, Kommunikation, Büroausstattungen, Autos, Arbeitsgeräte etc.

* Inspektionsarbeiten, Engineering, Bauaufsicht, Verwaltung und Leitung, Zuschläge, Rückstellungen

Abbildung C.4.1: Investitions- und Kostenstruktur von Rohöl-Pipelines

Laut Untersuchungen zu den Hauptkostenkomponenten von 2003 bis 2012 stellte *Smith* fest, dass die Materialkosten innerhalb von 3 Jahren seit 2009 mehr als um das 2-fache sanken, während die Arbeitskosten in diesem Zeitraum mehr oder weniger stabil blieben.

Laut PAM-Abschätzungen der Pipelinebaukosten (2009) betragen die Kosten der Pipeline für dieselbe Strecke, die in diese Arbeit einbezogen ist, ca. 0,28 Mio. USD pro km [8].

C.4.3 Sicherheit des Pipelinetransports

Das Wichtigste für dieses effiziente Massentransportmittel ist die Sicherheit von Mensch und Umwelt entlang der Pipeline. Wenn sie beispielsweise durch geologisch aktive Regionen geführt werden soll, müsste sie so konstruiert werden, dass sie sich im Fall eines Erdbebens flexibel an die Bodenbewegungen anpassen kann [45]. Das gesamte Netz ist durch Prozessleitsysteme voll automatisiert, eine fehlerhafte

Bedienung ist nahezu ausgeschlossen. Die Pipeline selbst wird durch Lecküberwachungssysteme und Molchläufe (Lecksuchmolche, Ultraschall-Molche, Rissuchmolche, Intelligente Molche, die auf Ultraschall- oder Magnetfeld-Technik basieren) regelmäßig auf Korrosion, Risse und Beulen untersucht; die Überwachung findet in kurzen Zeitabständen statt [123].

Trotz ständig steigender Betriebssicherheit und Zuverlässigkeit ist und bleibt ein Pipelinesystem ein hochkomplexes System. Die Anforderungen dafür sind sehr hoch und steigen stetig [97]. Es muss nur noch durch exzellent ausgebildetes Personal und über ausgefeilte Computerprogramme überwacht und bedient werden.

Teil D: Für die Mongolei relevante Raffineriekonzepte

D.1 Aufgabenstellung

Aufbauend auf den Ausführungen zu den technologischen Grundlagen sollen Varianten für eine grobe Anlagen-Konfiguration einer Raffinerie zur Verarbeitung des mongolischen Rohöls „Tamsag“ erarbeitet werden. Für jede Variante ist ein Block-Schema mit " einer "vorläufigen Massenbilanz " zu erarbeiten und die erforderliche Kapazität der einzelnen Anlagen zu ermitteln sowie eine grobe Einschätzung der Investitionskosten für die jeweiligen ISBL-Anlagen durchzuführen. In den Block-Schemata werden nur die zur Verarbeitung des Rohöles unmittelbar erforderlichen Anlagen angegeben. Die OSBL-Anlagen und sonstige Ausstattungen, die zu einer vollständigen Raffinerie erforderlich sind, wurden im Abschnitt B.4 von ihren Prinzipien her ausführlicher behandelt.

D.2 Inputdaten

D.2.1 Rohstoff

Als Rohstoff soll das mongolische Rohöl Tamsag eingesetzt werden. Im Abschnitt C.1 wurden im Rahmen der zur Verfügung stehenden Unterlagen die chemischen und physikalischen Eigenschaften des Tamsag-Öls näher erläutert.

Die Daten der verschiedenen Quellen beinhalten einige Widersprüche und sind nicht endgültig für die Auslegung der Prozessanlagen. Daher werden Annahmen zu den erwarteten Ausbeutemengen und den Produkteigenschaften getroffen, die hauptsächlich auf Daten aus dem Crude Assay U2 (SGC, Shanghai Oil, Gas & Chemical Testing Center, 2010) basieren, da es die umfangreichsten Daten zu den erwarteten Produkten enthält.

Für eine genauere Anlagen-Konfiguration zur Auslegung einer Raffinerie ist ein vollständiger Crude Assay erforderlich, d.h. die Rohstoffe müssen einer umfangreichen und auf Fehler geprüften Laboruntersuchung unterzogen werden, die alle Ausgangsdaten liefert, die die Lizenzgeber für die Auslegung der Prozessstufen benötigen.

D.2.2 Verarbeitungskapazität

Ausgehend von dem Verbrauch an Mineralölprodukten für 2010 und 2011 und der Bedarfsprognose wurde eine Verarbeitungskapazität von 3 Mio. t/a Rohöl angenommen. Wenn der Bedarf an Treibstoffen in der Mongolei jährlich um etwa 10% steigt (laut PAM Prognose [8]) wird der Verbrauch im Jahr 2020 bereits 2 Mio. t/a überschreiten.

Aus der Rohölmenge von 3 Mio. t lassen sich dann bei tieferer Verarbeitung des Rückstandes ungefähr 2,25 Mio. t/a Kraftstoffe (Diesel und Motorenbenzin) herstellen. Der Schwerpunkt liegt auf der Produktion von Diesel. Dennoch werden in dieser Arbeit drei unterschiedliche Varianten für eine mögliche Raffineriestruktur entwickelt:

- Variante 1: Erzeugung der maximalen Menge an Dieseldieselkraftstoff
- Variante 2: Erzeugung der maximalen Menge an Benzin
- Variante 3: Minimaler Investitionsaufwand

Neben den Hauptprodukten Benzin und Diesel fallen zwangsweise Koppelprodukte wie Destillationsrückstände (Schweres Heizöl) oder Heizgas (Fuel Gas) und Flüssiggas (LPG) an. Heizgas wird in den Öfen der Prozessanlagen benötigt und damit intern verbraucht. Das Flüssiggas ist ein übliches Verkaufsprodukt.

Für die Raffineriekonzepte wurde eine Betriebsstundenzahl von 8.500 zu Grunde gelegt. Hierzu wurde eine Abstellungsperiode von ca. 30 Tagen über einen Zeitraum von 3 Jahren berechnet.

Angepasst an die derzeitige Bedarfsstruktur (vgl. Abschnitt C.2.1) werden als Zielprodukte somit 84,7 t/h Benzin und 150,6 t/h Diesel erwartet.

D.2.3 Produktspektrum

D.2.3.1 Hauptprodukte

Durch einfache **atmosphärische Destillation** können etwa 1 Ma-% Flüssiggas (LPG), 17 Ma-% Benzin und 30 Ma-% Diesel gewonnen werden.

- Das Benzin besitzt eine niedrige Oktanzahl von $RON \approx 50$ und muss weiter veredelt werden.
- Der Diesel zeigt eine gute Cetanzahl (Zündfähigkeit) von $CN > 55$, hat aber schlechte Fließeigenschaften bei niedrigen Temperaturen. Nur die Fraktion leichter Diesel

(Ausbeute etwa 12 Ma-%) ist unterhalb von 0 °C noch flüssig und ohne weitere Verarbeitung als Sommerdieselmotorkraftstoff geeignet. Die Fraktion schwerer Diesel (Ausbeute etwa 18 Ma-%) erstarrt schon oberhalb von +10 °C und muss in ihren Kälteeigenschaften verbessert werden.

- Der verbleibende Rest von etwa 50 Ma-% kann durch tiefere Verarbeitung (thermisches, katalytisches Cracken oder Hydrocracken) teils in Gas, Benzin und Diesel konvertiert, teils als schweres Heizöl verwendet werden.

Eine detaillierte Spezifikation der Endprodukte ist zum gegenwärtigen Stand der Bearbeitung nicht möglich. Es wird von typischen Raffineriequalitäten für Benzin und Diesel, die ein Betreiben moderner Kraftwagen und Antriebsmaschinen ermöglichen, ausgegangen:

Benzin : RON = 85, 92, 95, (98)

Diesel : CN \geq 51, Sommer- und Winterqualität

Die Erzeugung von Benzin mit RON = 98 ist wahrscheinlich nur in geringen Mengen oder bei Zukauf von hochoktanigen Mischkomponenten möglich.

Entsprechend der Herstellungstechnologie wird es bestimmte Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung der Endprodukte der verschiedenen Varianten geben. Da Kraftstoffe und andere Produkte, deren Eigenschaften in Normen spezifiziert wurden, sind bei Einhaltung dieses Standards die Produkte der 3 Varianten gleichwertig und vergleichbar. Die Einhaltung der gesetzlichen Grenzwerte für Schadstoffe in den Produkten wird durch Auslegung und Fahrweise der Prozessanlagen gesichert.

D.2.3.2 Spezialprodukte

Die Herstellung von Spezialprodukten wurde wegen der fehlenden Rohöl-daten nicht betrachtet. Folgende Spezialprodukte wären dabei möglich:

- Lösemittelbenzine für die Nahrungsmittelindustrie,
- Wachse und Weißöle für die Nahrungsmittel- und pharmazeutische Industrie,
- Basisöle für die Schmierölproduktion.

Schmieröle werden aus unterschiedlichen Basisölen hergestellt, die wiederum über ihre Siedelage charakterisiert sind. Wie bereits im Abschnitt C.1 erwähnt, ist das Tamsag-Öl (abgeleitet aus der Grundzusammensetzung) eigentlich für die Schmierölproduktion

sehr gut geeignet. Aus den vorliegenden Rohöldataen lassen sich leider keine Ausbeutekoeffizienten für einzelne Grundöle ableiten. Die Herstellung von Schmierölen verringert aber die Ausbeute an Benzin und Diesel, da diese Menge nicht mehr als Einsatz für Crackprozesse (z.B. *Hydrocracken*, *katalytisches Cracken*) zur Verfügung steht.

Wegen des stark paraffinischen Charakters und des sehr geringen Gehalts an Asphaltene und Harzen des Rohöls ist die Produktion folgender typischer Raffinerieprodukte nicht sinnvoll:

- Flugturbinenkraftstoff (Jet Fuel)
- Bitumen

Für **Flugturbinenkraftstoff** müssen sehr niedrige Erstarrungstemperaturen ≤ -47 °C garantiert werden. Dies ist mit naphthenbasierten Rohstoffen einfach möglich. Im Ventech-Assay wird eine Erstarrungstemperatur von 32 °C angegeben. Vielleicht ist es möglich, durch eine Isomerisierung und Dewaxing auch für paraffinbasierte Rohstoffe diese Temperaturen zu erreichen. Eine genaue Aussage kann nur der Lizenzgeber nach Kenntnis der chemischen Zusammensetzung und/oder durch Laboruntersuchungen geben. Jet Fuel ist gemessen am gesamten Verbrauch an Mineralölprodukten eine eher geringe Menge und könnte deshalb aus besser geeigneten Rohstoffen billiger produziert werden.

Die Eignung eines Rohöls für die Herstellung von **Bitumen** hängt von der Zusammensetzung der Kohlenwasserstoffe ab. Maßgebend sind Gehalte an Harzen, Asphaltene und Aromaten. Diese Komponenten sind im Tamsag-Öl nur in geringen Mengen enthalten. Das Öl ist daher nur bedingt für die Bitumenherstellung geeignet.

Grundsätzlich könnten durch eine gezielte „Alterung“ (partielle Oxidation) einige Eigenschaften der Bitumina verbessert bzw. modifiziert werden. Bei paraffinbasierten Ölen, wie das Tamsag-Öl, führen diese Maßnahmen jedoch meist nicht zum Erfolg. Eine endgültige Aussage trifft der Lizenzgeber auf der Basis der chemischen Zusammensetzung.

D.3 Raffineriekonzepte

D.3.1 Allgemeines zur Anlagenstruktur

Eine Raffinerie lässt sich entsprechend dem gegebenen Rohöl und den gewünschten Endprodukten aus den Bausteinen von raffinerietypischen Prozessanlagen zusammensetzen. Beim gegenwärtigen Stand der Bearbeitung wurden die geringen Unterschiede zwischen den verschiedenen möglichen Anbietern einer Prozessanlage vernachlässigt und mit mittleren zu erwartenden Ausbeuten, Umwandlungsgraden usw. gerechnet. Diese Angaben basieren auf Daten aus dem „Refining Processes Handbook“, zusätzlich aus den Büchern von *Gary et al.* [72], *Jones et al.* [95], *Meyers* [111], etc. Die Daten aus den Literaturquellen sind für bestimmte Rohöle gegeben und es wurden Mittelwerte geschätzt.

Die ISBL-Anlagen bzw. die Prozesstechniken werden mit den Varianten beschrieben. Die eingesetzten Prozesstechniken und beschriebenen Blockfließbilder unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich des Weges der tieferen Verarbeitung.

D.3.2 Prozessteil – Standard für alle drei Varianten

Alle hier in diesem Abschnitt genannten Verfahren sind Standard für alle drei Varianten der Raffinerie.

Die Aufarbeitung von Rohöl beginnt mit der Entfernung von Salzen und Feststoffen im Entsalzer und der destillativen Auftrennung in einzelne Fraktionen. Der Entsalzer ist dabei meist in die atmosphärische Destillation integriert. Die Destillate aus der Primärzerlegung sind noch nicht als Kraftstoffe geeignet. Die durch atmosphärische Destillation gewonnenen Benzine müssen stabilisiert und in ihrer Oktanzahl wesentlich verbessert werden. Unter **Stabilisierung** versteht man die Abtrennung der Gase (C_1 , C_2) und der Flüssiggase Propan und Butan vom Benzin, damit wird die Einstellung des Dampfdruckes des Benzins auf etwa 0,6 bar (Reid Vapor Pressure, RVP, bei 37,5 °C) umgesetzt. Die abgetrennten Gasfraktionen durchlaufen anschließend eine Gas- bzw. LPG-Wäsche, zur Abtrennung von CO_2 , H_2S und Mercaptanen aus den Gasgemischen.

Oktanzahlerhöhung

Zur Oktanzahlerhöhung bilden folgende Prozessschritte in allen Varianten die feste Abfolge:

- Tiefe Entschwefelung der gesamten Benzinfraktion, weil die in den Verfahren zur Erhöhung der RON zu verwendenden Edelmetall-Katalysatoren durch kleinste Mengen an Schwefel vergiftet werden.
- Auftrennung in Leicht- und Schwerbenzin (Naphtha Splitter)
- Auswahl eines technologischen Prozesses zur Erhöhung der RON

Nach der Abtrennung der Gasfraktionen wird der Naphtha-Schnitt in einer *Naphtha Hydro-Desulfurierungsanlage* tief entschwefelt, bevor die Auftrennung in die Leicht- und Schwerbenzinfraktionen in dem *Naphtha Splitter* erfolgt.

Für die **Leichtbenzinfraktion** mit Kettenlängen von 5 bis 6 Kohlenstoffatomen wird, wie im Abschnitt B.2.2.3 dargelegt, zur Verbesserung der RON das Verfahren der *Isomerisierung (NHI)* verwendet. Dabei werden unverzweigte Kohlenstoffketten (niedrige RON) in verzweigte Kohlenstoffketten gleicher Kohlenstoffzahl (RON des Isomerates etwa 90) umgewandelt.

Für die **Schwerbenzinfraktion** mit Kettenlängen von 7 und mehr Kohlenstoffatomen wird zur Verbesserung der RON das Verfahren des *kontinuierlichen katalytischen Reformings (CCR)* verwendet. Die Prozessbedingungen und Reaktionen wurden im Abschnitt B.2.2.2 ausführlich dargestellt.

Eine unerwünschte Nebenreaktion beim CCR ist die Koksbildung, die zu einer Deaktivierung des Katalysators führt. Durch kontinuierliche Regeneration des Katalysators kann eine hohe Oktanzahl (RON des Reformates etwa 100) bei langer Laufzeit der Anlage erreicht werden.

Schwefelentfernung

Der im Benzin oder Diesel gebundene Schwefel wird durch Hydrierung in Hydrotreating-Anlagen entfernt (vgl. B.2.2.1). Dabei werden die Bindungen des Schwefels zum Kohlenstoff aufgebrochen und mit Wasserstoff abgesättigt. Der Schwefel liegt dann als gasförmiger Schwefelwasserstoff (H_2S) vor und kann vom flüssigen Produkt abgetrennt werden. H_2S ist giftig und muss aus allen Produkten entfernt werden. Er reichert sich in den Gasen und im LPG an und wird dort durch *Amin-Wäschen* entfernt. Die dabei verwendete Amin-Lauge wird in der Amin-Regeneration vom H_2S befreit und wieder in den Wäschen eingesetzt. Das Produkt der Amin-Regeneration ist ein fast ausschließlich aus H_2S bestehendes Sauggas. Beim

Einsatz des Tamsag-Öls fallen wegen seines extrem schwefelarmen Charakters nur 50 – 60 kg/h H₂S an.

D.3.3 Variante 1: Erzeugung der maximalen Menge Dieselkraftstoff

Das Rohöl wird mittels atmosphärischer *Destillation* in Fraktionen aufgetrennt und die Benzinfraktionen werden wie oben beschrieben verarbeitet. Die leichte Dieselfraktion (Light Diesel, LD) wird direkt dem *Diesel-Pool* zugeführt.

Die schwere Dieselfraktion (Heavy Diesel, HD) aus der atmosphärischen Destillation wird zusammen mit weiteren Fraktionen aus den nachgeschalteten Weiterverarbeitungsanlagen einer hydrierenden Behandlung (*Diesel Hydro-Dewaxing*, DHDW) unterzogen. In der hier ausgewählten DHDW-Anlage wird einerseits der Schwefelgehalt reduziert und andererseits werden langkettige n-Alkane (Paraffine) selektiv gespalten (mildes selektives Hydrocracken), was zu einer Verbesserung der Kälteeigenschaften führt. An die atmosphärische Destillation schließt sich die *Vakuumdestillation* für den atmosphärischen Rückstand an. Hier werden die Fraktionen leichtes Vakuum-Gasöl (Light Vacuum Gas Oil, LVGO) und schweres Vakuum-Gasöl (Heavy Vacuum Gas Oil, HVGO) abgetrennt. LVGO ist mit der schweren Dieselfraktion vergleichbar und wird zur weiteren Verarbeitung (o.a. DHDW-Anlage) dem HD zugemischt. HVGO ist der Einsatz für die tiefere Spaltung (s. Blockschemata Variante 1). Der Vakuumrückstand wird noch einmal thermisch gespalten.

Für die ersten zwei Varianten wurde das milde, thermische Verfahren *Visbreaking* vorgeschlagen, da Visbreaking ein effektives und kostengünstiges Verfahren zur Erzeugung von leichten Produkten aus schweren Rückständen ist (vgl. B.2.3.1). Heutzutage verwendet man dieses Verfahren auch, um Einsatzprodukte für Crackanlagen zu gewinnen und die Produktion von schwerem Heizöl zu reduzieren [109].

Der Visbreaker besteht prinzipiell aus dem Ofen und dem Soaker zur thermischen Spaltung der schweren Rückstände. In der nachfolgenden Destillation erfolgt die Auftrennung der Spaltprodukte. Anlage 23 enthält die Darstellung eines Visbreakers. Es entstehen Visbreaker-Gasöl (Visbreaker Gas Oil, VB-GO) und Visbreaker Vakuum-Gasöl (Visbreaker Vacuum Gas Oil, VB-VGO), also ähnliche Fraktionen wie bei der Destillation des natürlichen Rohöles. Sie werden zusammen mit den jeweiligen

Rohölfraktionen weiter verarbeitet. Das VB-GO wird zur weiteren hydrierenden Behandlung (DHDW) den Fraktionen HD und LVGO zugemischt. VB-VGO ist wieder Einsatz für die tiefere Spaltung.

Thermische Spaltprodukte enthalten Olefine, die im natürlichen Rohöl nicht enthalten sind und die Alterungsbeständigkeit der Endprodukte verschlechtern. Deshalb werden die enthaltenen instabilen Verbindungen der Spaltprodukte in den hydrierenden Prozessen mit Wasserstoff abgesättigt.

Der Visbreakerrückstand kann als Brennstoff im Kraftwerk eingesetzt werden.

Wie bereits erwähnt, bilden das HVGO und das VB-VGO den Einsatz für die tiefere Spaltung von langen Kohlenstoffketten zu Diesel. Die Spaltung erfolgt in einer *Hydrocracking-Anlage* (HC) bei hohen Temperaturen (380 bis 420 °C) und sehr hohen Drücken (80 bis 120 bar) an einem Katalysator unter Wasserstoffatmosphäre. Anlage 24 visualisiert das Prozessschema eines Hydrocrackers. Eine HC-Anlage stellt hohe Anforderungen an die Konstruktion, Werkstoffe, Ausrüstungen und die sichere Beherrschung des Prozesses. Der benötigte Wasserstoff muss in einer speziellen Anlage (z.B. aus Destillationsrückständen) hergestellt werden. Die Hauptaufgaben des HC ist somit die Spaltung der zu langen Ketten in spezifische Dieselfraktionen und die Tiefentschwefelung, damit der Katalysator der nachfolgenden Wachs Hydro-Isomerisierung nicht vergiftet wird. Die Absättigung der Olefine ist eine erwünschte, die Spaltung zu Benzin und Gas eine eher unerwünschte Nebenreaktion. Da die Spaltreaktionen nicht mit 100%-igen Umsatz ablaufen, bleibt auch nicht gespaltener Einsatz übrig. Dieses „Unconverted Oil“ (UCO) wird zum größten Teil wieder dem Einsatz zugemischt.

Das entstandene Spaltbenzin hat eine niedrige RON und ist als Kraftstoff nicht direkt geeignet. Es wird vor dem Naphtha Splitter dem entschwefelten Rohbenzinstrom zugespeist. Der HC-Diesel hat sehr gute Verbrennungseigenschaften (CN etwa 60), aber schlechte Fließeigenschaften bei tiefen Temperaturen, da in diesem Prozeß auch Paraffine gebildet werden.

In der nachfolgenden Isomerisierungsanlage (*Wax Hydro-Isomerization*, WHI) werden bei hoher Temperatur und hohem Druck an einem Edelmetall-Katalysator unter Wasserstoffatmosphäre unverzweigte Kohlenstoffketten in verzweigte Kohlenstoffketten mit der gleichen Anzahl Kohlenstoffatome umgewandelt, damit die

Fließeigenschaften verbessert werden. Der Wasserstoff muss von außen zugeführt werden.

Als Nebenprodukte werden Gas und Benzin abgespalten. Durch die Isomerisierung sinkt die Erstarrungstemperatur auf unter $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Die WHI ist insbesondere für die Erzeugung von Winterdiesel von Bedeutung. Der Isomerisierung wird oft eine HC-Anlage vorgeschaltet.

Tabelle D.3.1 Massenbilanz – Variante1:

Produkte	Ziel (t/h)	Produktion (t/h)	Differenz (t/h)
Benzin	84,7	69,7	-15
Diesel	150,6	211,9	+61,3

Wie aus der Massenbilanz (Tabelle D.3.1) ersichtlich werden $69,7\text{ t/h}$ Benzine und $211,9\text{ t/h}$ Diesel produziert. Das sind $15,0\text{ t/h}$ Benzin weniger, aber $61,3\text{ t/h}$ Diesel mehr als angestrebt. Die Dieselmenge kann leicht durch Reduzierung der Einsatzmenge in die HC-Anlage angepasst werden. Der Überschuss HVGO und VB-VGO geht dann in das schwere Heizöl. Da das Benzin als Koppelprodukt erzeugt wird, reduziert sich auch die Benzinmenge weiter. Es besteht nur eine eingeschränkte Flexibilität in der HC-Anlage mehr Spaltbenzin zu erzeugen. Da dieses Benzin in der RON erheblich verbessert werden muss, ist dieser Weg eher unwirtschaftlich.

Die in Variante 1 entworfene Struktur ist typisch für asphaltenreiche Rohöle. Durch Vakuumdestillation und Thermische Spaltung wird ein asphaltenfreier Einsatz für die tiefere Spaltung gewonnen. Der besondere paraffinische Charakter des Rohöles Tamsag und sehr geringer Gehalt an Asphaltene ermöglichen unter Umständen die direkte Verwendung des atmosphärischen Rückstandes als Einsatz in die HC-Anlage und das Einsparen von Vakuumdestillation und Visbreaker. Diese Frage kann aber nur vom Lizenzgeber der HC-Anlage in Verbindung mit Laborversuchen entschieden werden.

D.3.4 Variante 2: Erzeugung der maximalen Menge an Benzin

Die Variante 2 ist weitgehend identisch zur Variante 1. Wie bei der vorigen Variante bilden das HVGO und das VB-VGO den Einsatz für die tiefere Spaltung. Als Verfahren zur tieferen Spaltung wird hier das *Fluid Catalytic Cracking* (FCC) vorgeschlagen. Zu den Prozessbedingungen dieses Verfahrens wurde im Abschnitt B.2.3.2 näher eingegangen. In Anlage 25 befindet sich das Prozessschema einer FCC-Anlage.

Bei FCC-Anlagen wird der Katalysator in eine Wirbelschicht eingeführt und kontinuierlich aus dem Reaktor abgezogen, um den abgelagerten Koks zu entfernen. Dann wird der Katalysator im Regenerator bei einer Temperatur von 700 °C abgebrannt und wieder dem Prozess zurückgeführt. Der heiße Katalysator dient damit auch als Wärmeträger, mit dem die erforderliche Energie für die Aufheizung, Verdampfung und die endothermen Reaktionen zugeführt werden kann. Sowohl der Reaktor als auch der Regenerator benötigen eine feuerfeste Auskleidung.

Vorrangige Spaltprodukte aus diesem Prozess sind im Flüssiggas und Benzin. Sie werden destillativ in die üblichen Fraktionen Gas, Benzin, Diesel und Rückstand getrennt. Der Anteil an Spaltgasen bei der FCC ist relativ hoch. Das LPG enthält einen hohen Anteil an Olefinen. Die Benzine sind wegen des stark aromatischen Charakters mit einer RON>90 direkt für den *Benzin-Pool* geeignet. Es entsteht auch eine geringe Menge an Diesel als Light Cycle Oil (LCO) mit schlechten Verbrennungseigenschaften (CN<50), aber guter Fließfähigkeit bei tieferen Temperaturen. Aufgrund des sehr niedrigen Schwefelgehaltes des Rohöles Tamsag wurde hier angenommen, dass keine Entschwefelung der Einsatzstoffe für HVGO und VB-VGO notwendig ist.

Die Fraktionen HD, LVGO, VB-GO werden in der *Diesel Hydro-Desulfurierungs* (DHDS)-Anlage weiterbehandelt. Diese Anlage übernimmt die Entschwefelung und nebenbei die Absättigung der Olefine. In der nachgeschalteten *Wachs-Hydro-Isomerisierungs* (WHI)-Anlage wird die erforderliche Absenkung der Erstarrungstemperatur erreicht (s. Blockschemata Variante 2).

Die Spaltgase enthalten hohe Anteile an Propen (Propylen) und Butenen. Daher sind die FCC-Anlagen häufig mit einer *Alkylierungs- bzw. ETBE-Anlage* gekoppelt, die diese Gasbestandteile zu hochoktanigem Alkylatbenzin bzw. ETBE verarbeitet können (vgl. B.2.2.3). In einigen petrochemisch ausgerichteten Raffinerien erfolgt die Gewinnung von Propylen als Rohstoff zur Produktion von Polypropylen. In der hier vorgeschlagenen Variante erfolgt die Gasverarbeitung nur in Form der Abtrennung des Flüssiggases ohne spezielle Nutzung der Olefine.

Tabelle D.3.2 Massenbilanz – Variante 2:

Produkte	Ziel (t/h)	Produktion (t/h)	Differenz (t/h)
Benzin	84,7	112,3	+27,6
Diesel	150,6	139,4	-11,2

Wie aus der Massenbilanz (Tabelle D.3.2) ersichtlich werden 112,3 t/h Benzin und 139,4 t/h Diesel produziert. Das sind 27,6 t/h Benzin mehr, aber 11,2 t/h Diesel weniger als angestrebt. Die Benzinmenge kann durch Reduzierung der Einsatzmenge zur FCC-Anlage angepasst werden. Da der Diesel als Koppelprodukt erzeugt wird, reduziert sich auch die Dieselmenge weiter. Aktuelle Entwicklungen führen zu einem modifizierten Betrieb von FCC-Anlagen, um das Produktspektrum zu Gunsten der Mitteldestillate (Dieselkomponenten) zu verschieben.

Eine Raffinerie, die das Produktspektrum sehr flexibel zwischen Benzin und Diesel variieren muss, benötigt sowohl eine HC- als auch eine FCC-Anlage. Das ist jedoch nur für größere Raffinerien wirtschaftlich.

Der besondere paraffinische Charakter des Rohöles Tamsag und der sehr geringe Gehalt an Asphaltene ermöglichen unter Umständen die direkte Verwendung des atmosphärischen Rückstandes als Einsatz in die FCC-Anlage und das Einsparen von Vakuumdestillation und Visbreaker. Diese Frage kann aber nur vom Lizenzgeber der FCC-Anlage in Verbindung mit Laborversuchen entschieden werden.

D.3.5 Variante 3: Minimaler Investitionsaufwand

HC- und/oder FCC-Anlagen sind die aufwendigsten Anlagen der Raffinerie. Es wurde in Variante 3 untersucht, ob diese Anlagen durch eine *Thermische Crackanlage* (TC) ersetzt werden können.

Der Rückstand der atmosphärischen Destillation kann in den Cracker eingespeist werden. Die Vakuumdestillation ist Bestandteil der Crackanlage.

TC unterscheidet sich von VB durch einen höheren Umsatz und einen zweiten Spaltreaktor zur weiteren thermischen Spaltung des VGO. Aus der TC-Anlage werden nur Gase, Benzin, atmosphärisches Gasöl und Rückstand abgegeben.

(s. Blockschemata Variante 3). Der TC-Rückstand kann, wie der VB-Rückstand in den Varianten 1 und 2, als schweres Heizöl im Kraftwerk verbrannt werden. Der Anteil an Spaltgasen ist relativ hoch.

Die Spaltprodukte des TC sind den VB-Produkten sehr ähnlich und für die Weiterverarbeitung gelten die Ausführungen in den Varianten 1 und 2. Alle Spaltprodukte, außer Gas, Flüssiggas und Rückstand, durchlaufen eine *Hydrierung*, in der auch die Olefine abgesättigt werden.

Tabelle D.3.3 Massenbilanz – Variante 3:

Produkte	Ziel (t/h)	Produktion (t/h)	Differenz (t/h)
Benzin	84,7	84,5	-0,2
Diesel	150,6	171,3	+20,7

Wie aus der Massenbilanz (Tabelle D.3.3) ersichtlich werden 84,5 t/h Benzine und 171,3 t/h Diesel produziert. Das ist ungefähr die angestrebte Menge an Benzin und 20,7 t/h Diesel mehr als angestrebt. Die Dieselmenge kann durch Reduzierung der Einsatzmenge zum zweiten Spaltreaktor der TC-Anlage relativ leicht angepasst werden. Der Überschuss TC-VGO geht dann in das schwere Heizöl. Da Benzin als Koppelprodukt erzeugt wird, reduziert sich auch die Benzinmenge. Es besteht jedoch keine Möglichkeit, in der TC-Anlage weniger Diesel unabhängig vom Benzin zu erzeugen.

D.4 Massenbilanzen und Nennkapazitäten der Raffinerie-Konzepte

Im Abschnitt D.3 wurden verschiedene technologische Varianten zur Errichtung einer Raffinerie in der Mongolei als Block-Schaltbild entwickelt und kurz diskutiert.

Mit der Tabelle D.4.1 werden die Massenbilanzen der Ausbeutestruktur der drei Varianten gegenübergestellt.

Tabelle D.4.1 Ausbeutestruktur der verschiedenen technologischen Varianten

	Variante 1 (VB+HC)		Variante 2 (VB+FCC)		Variante 3 (therm. Cracken)	
	t/h	t/Jahr	t/h	t/Jahr	t/h	t/Jahr
Heizgas	20,7	175.950	21,0	178.500	30,2	256.700
Flüssiggas	4,0	34.000	18,0	153.000	5,6	47.600
Motorenbenzin	69,7	592.450	112,3	954.550	84,5	718.250
Dieselmotorenkraftstoff	211,9	1.801.150	139,4	1.184.900	171,3	1.456.050
Schweres Heizöl	51,6	438.600	56,6	481.100	61,3	521.050
Summe der Kraftstoffe	281,6	2.393.600	251,7	2.139.450	255,8	2.174.300
Gesamtproduktmenge	357,9	3.042.150	347,3	2.952.050	352,9	2.999.650
Kraftstoffanteil		79%		72%		72%

Bei der Variante 1 mit tieferer Spaltung mittels einer HC-Anlage ist der Kraftstoffanteil mit 79% am größten. Insbesondere fällt Dieselmotorenkraftstoff (1,8 Mio. t/a) in relativ großer Menge an. Aus der Variante 2 mit FCC fallen erheblich mehr Motorenbenzin (0,95 Mio. t) und Flüssiggase an. Hier ist aber die derzeitige Struktur und Prognose des

Kraftstoffbedarfs in der Mongolei in Erwägung zu berücksichtigen, die davon ausgeht, dass der Verbrauch an Dieselmotorkraftstoff doppelt so hoch wie von Motorenbenzin (vgl. C.2.1) ist. Aus der Ausbeutestruktur der Variante 3 ist ersichtlich, dass das Verhältnis der Kraftstoffprodukte der derzeitigen Bedarfsstruktur insofern entspricht, aber eine bedeutende Menge an schweren Heizöl von 0,52 Mio. t/a anfällt, über dessen potentiellen Bedarf noch keine Informationen zur Verfügung stehen. Welche der drei Varianten als eine geeignete Alternative zu wählen ist, hängt auch u.a. von dem jeweiligen Investitionsaufwand für die Prozessanlagen ab. Im nächsten Abschnitt wird eine Aufstellung der überschlägigen Investitionskosten in Bezug auf die Nenn-Kapazitäten der Prozessanlagen durchgeführt. In Tabelle D.4.2 sind die Nenn-Kapazitäten der einzelnen Prozessanlagen aufgelistet. In die Kapazität sind 10% Reserve eingerechnet.

Tabelle D.4.2 Nenn-Kapazität der Prozessanlagen

Nenn-Kapazität in kt/a	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Atmosphärische Destillation	3300	3300	3300
Vakuum Destillation	1750	1750	--
Gaswäsche	195	200	285
LPG-Wäsche	40	170	55
Aminlaugeregeneration	235	440	335
Naphtha Stabilisierung	630	630	875
Naphtha Hydro-Desulfurierung	590	590	820
Naphtha Splitter	730	630	890
Naphtha Hydro-Isomerisierung	185	160	225
Kont. Katalytisches Reforming	550	470	665
Visbreaker/Thermal Cracker	785	785	1750
Diesel Hydro-Dewaxing	835		
Diesel Hydro-Desulfurierung		835	
Selektive Hydro-Cracking	985	--	--
Wax Hydro-Isomerisierung	820	800	1265
Diesel Hydrotreating			1325
Fluid Catalytic Cracking	--	985	--
Wasserstoff-Erzeugung in Nm ³ /h	64500	6600	8600

Die Frage der Wasserstoffbilanz lässt sich auf der Basis der vorliegenden Daten nur sehr grob beantworten. Die in der CCR-Anlage anfallende Menge wird durch den Lizenzgeber der CCR-Anlage auf der Basis einer genauen chemischen Analyse des

Schwerbenzins ermittelt. Die Abschätzung der Kapazität der Wasserstoff-Anlage ist sehr unsicher.

D.5 Abschätzung der Investitionskosten

Um die Investitionskosten der drei Varianten zu vergleichen, werden im Folgenden die Kosten der ISBL-Anlagen für das jeweilige Raffinerie-Konzept überschlägig berechnet (s. Tabelle D.5.2, D.5.3 und D.5.4). Die Kosten für die Anlagen wurden je nach der Verfügbarkeit teils auf Basis der Kosten- und Kapazitätsdaten von 1991 (s. Anlage 10), angepasst auf den aktuellen Zeitpunkt nach NFRCI (*Oil & Gas Journal*), sowie nach den Angaben der *Refining Processes Handbook* 2011 [86] berechnet, teils durch freundliche Mitteilung der Spezialisten aus der EDL Anlagenbaufirma beigelegt.

Wie bereits im Abschnitt B.5.2.1 dargestellt, wurden die Kosten verschiedener Anlagen durch die Kombination der Gleichungen B5-2 und B5-3 abgeschätzt.

Beispiel für ADU mit einer Kapazität von 3.300 kt/a für das Jahr 2012:

Im Jahr 1991 hat eine atmosphärische Destillationsanlage mit einer Kapazität von 5.000 kt/a durchschnittlich 38,0 Mio. USD gekostet. Im Jahr 1991 betrug der NFRCI 1253 und 2012 stieg er auf 2467:

$$CAPEX_{ADU} = 38,0 \text{ Mio. USD} \cdot \left(\frac{3300}{5000}\right)^{0,7} \cdot \frac{2467}{1253} = 55,93 \text{ Mio. USD}$$

Das Beispiel zeigt, dass die Kosten für eine atmosphärische Destillationsanlage in den 20 Jahren auf etwa das 1,5-fache gestiegen sind.

Zu den Kosten einiger Prozeßeinheiten (z.B. DHDW und DHDS) gibt es in den Quellen sehr widersprüchliche Angaben. Daher muss betont werden, daß diese Abschätzungen mit hohen Unsicherheiten behaftet sind (bis +/- 30%).

Anlage 26 enthält Rechenbeispiele einiger Prozessanlagen und Umrechnungen der Einheiten zum Wasserstoffbedarf (der Wasserstoffbedarf wird in Nm³/h berechnet) in einer Excel-Tabelle. Naphtha Stabilisierung und der Naphtha Splitter sind in den Quellen entweder separat oder zusammen berechnet. Die Abschätzungen der Kosten für Wasserstoffanlagen sind realitätsnah.

In der Mineralölwirtschaft werden meist spezifische Kosten bezogen auf 1 bbl zu 159 l angegeben. Bei der Umrechnung auf Masseangaben müssen die schwankenden Dichten der Einsatzstoffe in Betracht gezogen werden.

Eine Tonne Tamsag-Öl ist mit seiner Dichte von 845 kg/m^3 gleich 1.183 l.

Beim Einsatz von 3 Mio. t Tamsag-Öl werden die Mengeneinheiten folgendermaßen umgerechnet:

Tabelle D.5.1 Umrechnungsbeispiel

Tonnen/Jahr	Liter/Jahr	Barrel/Jahr	Barrel/Tag	Tonnen/Tag
3.000.000	3.550.295.858	22.328.905	63.076	8.475

Aus den Betriebsstunden von 8.500 ergeben sich 354 Tage. Pro Tag sind 8.475 t bzw. 63.076 bbl Rohöl zu verarbeiten.

Tabelle D.5.2 Variante 1: Tiefe Verarbeitung durch Visbreaking und Hydrocracken

	Anlagen	Nenn-Kapazität in kt/a	Bezugsgrößen von 1991		Scale Exponent	CAPEX ₂₀₁₂
			Kapazität in kt/a	CAPEX (Mio.USD)		
1	Atmosphärische Destillation	3300	5000	38	0,7	55,9
2	Vakuum Destillation	1750	3000	30	0,7	40,5
3	Gas-Wäsche	195			0,6	7,2
4	LPG-Wäsche	40			0,6	2,6
5	Aminlauge-Regeneration	235	100 (mm SCFD)	15	0,6	9,3
6	Naphtha-Stabilisierung	630			0,6	5,2
7	Naphtha Hydro-Desulfurierung	590	1500	16	0,6	18,0
8	Naphtha-Splitter	730			0,6	6,5
9	Naphtha Hydro-Isomerisierung	185	500	17	0,6	18,4
10	Kont. Katalytisches Reforming	550	1500	45	0,6	48,5
11	Visbreaker / Thermal Cracker	785	1250	24	0,6	35,7
12	Diesel-Hydro-Dewaxing	835	1500	25	0,6	34,6
13	Selektive Hydro-Cracking	985	1500	95	0,65	142,3
14	Wax Hydro-Isomerisierung	820			0,6	25,5
15	Wasserstoff-Erzeugung in Nm ³ /h	64500	100 (mm SCFD)	60	0,6	70,6
Gesamt						521,0

Bemerkung: Die Anlagekosten für Gas- und LPG-Wäsche, Naphtha-Splitter, Naphtha-Stabilisierung und Wax Hydro-Isomerisierung sind entweder nach Angaben der *Refining Processes Handbook* 2011 [86] berechnet oder durch Mitteilung der Spezialisten aus der EDL Anlagenbaufirma beige stellt. Daher enthalten einige Zellen der Spalte "Bezugsgrößen von 1991" keinen Wert.

Tabelle D.5.3 Variante 2: Tiefe Verarbeitung durch Visbreaking und FCC

	Anlagen	Nenn-Kapazität in kt/a	Bezugsgrößen von 1991		Scale Exponent	CAPEX ₂₀₁₂
			Kapazität in kt/a	CAPEX (Mio.USD)		
1	Atmosphärische Destillation	3300	5000	38	0,7	55,9
2	Vakuum Destillation	1750	3000	30	0,7	40,5
3	Gas-Wäsche	200			0,6	7,4
4	LPG-Wäsche	170			0,6	5,8
5	Aminlauge-Regeneration	440	100 (mm SCFD)	15	0,6	13,6
6	Naphtha-Stabilisierung	630			0,6	5,2
7	Naphtha Hydro-Desulfurierung	590	1500	16	0,6	18,0
8	Naphtha-Splitter	630			0,6	6,1
9	Naphtha Hydro-Isomerisierung	160	500	17	0,6	16,9
10	Kont. Katalytisches Reforming	470	1500	45	0,6	44,2
11	Visbreaker / Thermal Cracker	785	1250	24	0,6	35,7
12	Diesel-Hydro-Desulfurierung	835	1500	25	0,6	34,6
13	Fluid Catalytic Cracking	985	2500	86	0,65	92,4
14	Wax Hydro-Isomerisierung	800			0,6	25,1
15	Wasserstoff-Erzeugung in Nm ³ /h	6600	100 (mm SCFD)	60	0,6	18,0
Gesamt						419,5

Tabelle D.5.4 Variante 3: Tiefe Verarbeitung durch thermisches Cracken des schweren Gasöles

	Anlagen	Nenn-Kapazität in kt/a	Bezugsgrößen von 1991		Scale Exponent	CAPEX ₂₀₁₂
			Kapazität in kt/a	CAPEX (Mio.USD)		
1	Atmosphärische Destillation	3300	5000	38	0,7	55,9
2	Gas-Wäsche	285			0,6	9,7
3	LPG-Wäsche	55			0,6	3,1
4	Aminlauge-Regeneration	335	100 (mm SCFD)	15	0,6	11,5
5	Naphtha-Stabilisierung	875			0,6	6,1
6	Naphtha Hydro-Desulfurierung	820	1500	16	0,6	21,9
7	Naphtha-Splitter	890			0,6	7,5
8	Naphtha Hydro-Isomerisierung	225	500	17	0,6	20,7
9	Kont. Katalytisches Reforming	665	1500	45	0,6	54,4
10	Visbreaker / Thermal Cracker	1750	1250	24	0,6	57,8
11	Diesel-Hydrotreater	1325	1500	25	0,6	45,7
12	Wax Hydro-Isomerisierung	1265			0,6	33,1
13	Wasserstoff-Erzeugung in Nm ³ /h	8600	100 (mm SCFD)	60	0,6	21,1
Gesamt						348,5

D.6 Cashflow

Im Folgenden wird eine Cashflow-Rechnung durchgeführt, um die Ertrags- und Finanzkraft eines in dieser Arbeit konzipierten Raffineriebetriebs sowie die Amortisationszeit, auch Payback period genannt, (Zeitraum, innerhalb dessen das in einer Investition gebundene Kapital zurückgeflossen ist) zu ermitteln, welche vor allem für Kreditgeber und potenzielle Investoren sowie Aktieninhaber von großer Bedeutung ist. Für die Rechnung wurde die kostenaufwändigste Raffinerie (Variante 1) ausgewählt, um einen größeren Spielraum für die Kosten - Erlös - Relationen zu schaffen.

Der Cashflow ist eine aus dem Jahresabschluss abgeleitete Rechnung. Er entspricht also dem Saldo der Einzahlungen und Auszahlungen einer Periode (z.B. eines Geschäftsjahres) [193]. Bei der Berechnung des Cashflows werden alle Positionen, die keine tatsächliche Zahlung verursacht haben, nicht berücksichtigt. Dazu zählen Abschreibungen (der Wertminderung des abnutzbaren Anlagevermögens) und Rückstellungen (die voraussichtlich zu zahlenden Beträge, über die es noch keine Rechnung gibt) [194].

Der Cashflow lässt sich mittels der direkten Methode (Ausnahmefall) oder mittels der indirekten Methode (Regelfall) berechnen. Beide Vorgehensweisen müssen zum gleichen Ergebnis führen, wenn einheitliche Ermittlungs- und Abgrenzungskriterien angewendet werden.

Mit der direkten Methode stellt man die Einzahlungen (z.B. Umsatzerlöse, Subventionen, etc.) und den Auszahlungen (z.B. Materialkosten, Löhne/Gehälter, etc.) gegenüber und ermittelt daraus als Saldo den Cashflow [195].

Mittels der indirekten Methode ermittelt man den Cashflow, indem man dem Gewinn (Jahresüberschuss nach Steuern) die auszahlungslosen Aufwendungen hinzufügt und die einzahlungslosen Erträge abzieht. Da Unternehmensexterne bei einer direkten Ermittlung des Cashflows meist über keine ausreichenden Daten verfügen, hat sich die indirekte Methode in der Praxis durchgesetzt [196].

Die Division Investitionskosten durch Cashflow ergibt die Amortisationsdauer bzw. Payback period (Anzahl der Jahre), also die Dauer, die notwendig ist, um die Investitionssumme mit den Cashflows zurückzuzahlen.

Der vorliegende Cashflow ist nach indirekter Methode ermittelt und nur exemplarisch zu betrachten. Für eine Planung der größeren Projekte (z.B. in dieser Arbeit konzipierte Raffinerien) mit langen Laufzeiten werden üblicherweise, andere Rechenverfahren, wie z. B. der so genannte Discounted Cashflow angewendet. Der diskontierte Gegenwartswert (Present Value) ist von wichtiger Bedeutung, besonders wenn man über Projekte wie Raffinerien spricht, die einen Lebenszyklus von mehreren Jahrzehnten haben.

Da mit dieser Arbeit nicht die Planung einer Erdölraffinerie bezweckt wird, werden die wirtschaftlichen Messgrößen, wie Net Present Value (NPV), statischer und dynamischer Internal rate of return (IRR), statische und dynamische Payback period, etc. die der Discounted Cashflow enthält, nicht detaillierter ermittelt.

In einer detaillierten Betrachtung sind die Sondereffekte, wie z.B. geringere Auslastungen in den ersten 2-3 Jahren, Kosten- und Preisschwankungen über die Jahre, notwendige Ersatzinvestitionen über den betrachteten Zeitraum, Währungseffekte etc., notwendig zu berücksichtigen. Diese sind nach derzeitigem Kenntnisstand nicht vorhersehbar oder hätten nur geringe Auswirkungen auf die Wertschöpfung bei einem Lebenszyklus von 20 oder 30 Jahren (bevor wesentliche Ersatzinvestitionen nötig sind) gehabt und deshalb wurde hier auf eine periodische Betrachtung verzichtet.

Stattdessen wurde ein Referenzjahr mit typischen Umsatzerlösen und Kosten zugrundegelegt.

Aus den Berechnungen ergaben sich folgende ISBL-Investitionskosten (die bei Anschaffung von ISBL-Anlagen getätigten Ausgaben) der drei Varianten für eine grobe Anlagen-Konfiguration einer Raffinerie:

- Variante 1: 521,0 Mio. USD (s. Tabelle D.5.2)
- Variante 2: 419,5 Mio. USD (s. Tabelle D.5.3)
- Variante 3: 348,5 Mio. USD (s. Tabelle D.5.4)

Investitionskosten: Die ISBL-Investitionskosten des kostenaufwändigsten Raffinerie-Konzepts (Variante 1) betragen 521,0 Mio. USD (s. Tabelle D.5.2). Bezogen auf diese Investitionskosten ergibt sich nach Anlage 12 der Gesamtinvestitionskosten für diese Variante von ca. 1.220 Mio. USD (ISBL- Investitionskosten macht etwa 45% der Gesamtinvestition der Raffinerie aus).

Rohölkosten: Eine der maßgebenden Größen für die Cashflow Berechnung für eine Raffinerie sind die Rohölkosten. Dafür wurde der derzeitige Marktpreis von Rohöl von 100 USD/bbl angenommen.

Kosten für zusätzliche Rohstoffe: Hierzu wird ein empirisches Verhältnis von Rohölkosten zu den zusätzlichen Rohstoffen als 90:10 angenommen (s. Abschnitt B.5.2.3.) .

Betriebskosten: Hierzu wurde der Betriebskostenaufwand mit 67,2 USD/t angenommen. Die Berechnung liegt im Abschnitt B.5.2.3 vor.

Abschreibung: Bei der Abschreibung muß zwischen der finanziellen und der physischen Abschreibung unterschieden werden. Finanziell sollten Raffinerien in einem Zeitraum von weniger als 20 Jahren finanziell abgeschrieben sein (Cashflow). Praktisch werden die Raffinerien jedoch länger betrieben (in dieser Arbeit wurde eine Lebensdauer von 40 Jahre angenommen), eigentlich bis sich Revampmaßnahmen nicht mehr lohnen, d.h. wenn die Revampmaßnahmen (beinhaltet den technischen und den moralischen Verschleiß) einen derartigen Umfang erreichen, daß ein Neubau oder eine Neubeschaffung der Anlagen ernsthaft in Betracht gezogen werden muss.

Produktmarktpreis: Erlöse aus Produktpreisen sind eine bedeutende Größe für den Cashflow. Die Rechnung basiert auf den aktuellen Tankstellenpreise in der Mongolei (Tabelle D.6.1).

Tabelle D.6.1 Gesamterlös aus den Raffinerieprodukten

	Preis (\$/l)	t/Jahr	l/Jahr	Umsatz (Mio.\$)
Benzin	1,11	592.450	800.608.108	892
Dieselmotorkraftstoff	1,18	1.801.150	2.144.226.190	2.527
Schweres Heizöl	0,61	438.600	510.000.000	310
Flüssiggas (m ³)	*	34.000	62.962.963	39
Total				3.768

* Flüssiggas (gemischt, Dichte = 580 kg/m³): 617 USD/m³

Tabelle D.6.2 Cashflow-Rechnung

Gesamtinvestitionskosten (Mio. USD)	1.220
	Mio. USD/Jahr
Zahlungswirksame Erträge (Total revenues)	3.768
Rohstoffkosten	
Rohölkosten	2.233
Kosten für zusätzliche Rohstoffe	230
Bruttogewinnmarge	1.305
Betriebskosten (Operating costs)	202
Gesamtproduktionskosten	2.665
Nettogewinnmarge (Operating Income)	1.103
Abschreibung (Depreciation)	61
Gewinn vor Steuern (Taxable Income)	1.042
Steuer (30%)	313
Jahresüberschuss nach Steuern (Net Income)	729
Abschreibung (Add Back Depreciation)	61
Cashflow-Überschuss	790

Aus der Cashflow-Rechnung für eine Periode ist ersichtlich, dass die Größen "Zahlungswirksame Erträge" und "Rohstoffkosten" beim Cashflow-Überschuss bedeutenderen Einfluss haben. Der Gesamterlös (zahlungswirksame Erträge) wurde so berechnet, dass die gesamten Erzeugnisse im Inland zu derzeitigen Preisen abgesetzt wurden.

Die Cashflow-Rechnung zeigt, dass der vorgesehene Raffineriebetrieb sehr ertragreich sein wird und einen signifikanten Payback period bzw. Return-On-Investment (ROI) von unter 3 Jahren (wenn der Deckungsbeitrag für die Kosten des Infrastrukturaufbaus mit einbezogen werden muss) erreichen kann.

Für die Staatseinnahmen ist ein beträchtlicher Zuwachs zu betrachten. Allein durch Steuern (u.a. Gewerbesteuer) könnten die Staatseinnahmen jährlich um mindestens 300 Mio. USD gesteigert werden. Im Fall eines staatlichen Mehrheitsanteils von etwa 51% an der Raffinerie könnte diese Summe mehr als verdoppelt werden.

Sensitivitätsanalyse

Im Folgenden wird mit einer Sensitivitätsanalyse das Verhalten des Cashflow-Überschusses (CFÜ) bei Annahme verschiedener Preis- und Kostenänderungen analysiert. Dazu wurden die ausschlaggebenden Größen (Preis für Dieselkraftstoff, Rohölkosten und Gesamtinvestitionskosten) variiert:

Zu untersuchende Annahme 1 - Marktpreis für Dieselkraftstoff erhöht sich bzw. sinkt um jeweils 10% bzw. 20%:

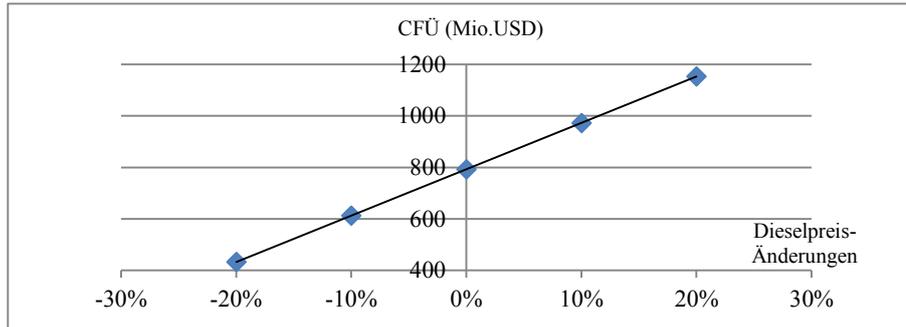


Abbildung D.6.1: Verhalten des CFÜ bei der Änderung des Dieselpreises

Die Grafik in Abbildung D.6.1 zeigt, dass die Änderung des Dieselpreises einen bedeutenden Einfluss auf den CFÜ aufweist. Bei 10% Preisänderung ergibt sich eine Änderung des CFÜ von 22,5%. Bei 20% Preiserhöhung steigert sich der CFÜ, auf Grund des ungefähr linearen Zusammenhangs, um 45,4%. Dies heißt es erfolgt eine absolute Steigerung von 793 Mio. USD auf 1.153 Mio. USD. Bei einer 20% Preissenkung nimmt demgegenüber der CFÜ von 793 Mio. USD auf 432 Mio. USD ab.

Zu untersuchende Annahme 2 - Marktpreise für Dieselkraftstoff und Rohöl erhöhen sich bzw. sinken parallel um jeweils 10% bzw. 20%:

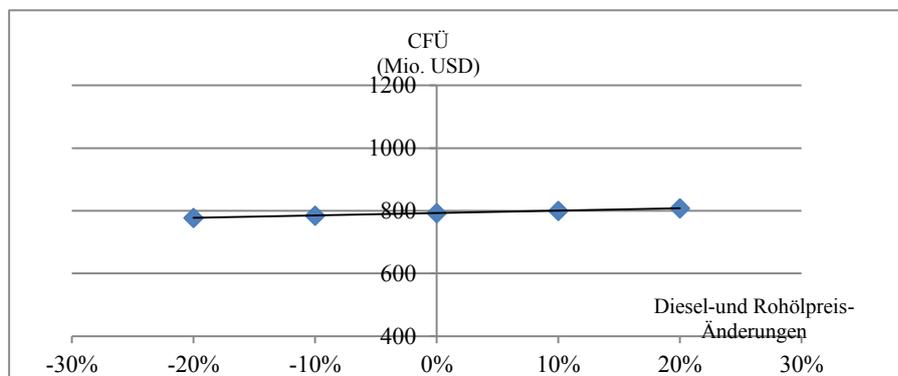


Abbildung D.6.2: Verhalten des CFÜ bei der Änderung von Diesel- und Rohölpreisen

Aus Abbildung D.6.2 ist ersichtlich, dass die parallelen Änderungen von Diesel- und Rohölpreisen einen geringen Einfluss auf den CFÜ aufweisen. Bei 20% Preiserhöhung ergibt sich nur eine Änderung des CFÜ um 1,9 %. Dies heißt in absoluten Zahlen steigt der CFÜ von 793 Mio. USD auf 808 Mio. USD.

Zu untersuchende Annahme 3 - die Gesamtinvestitionskosten erhöhen sich bzw. sinken um 20% bzw. 40%:

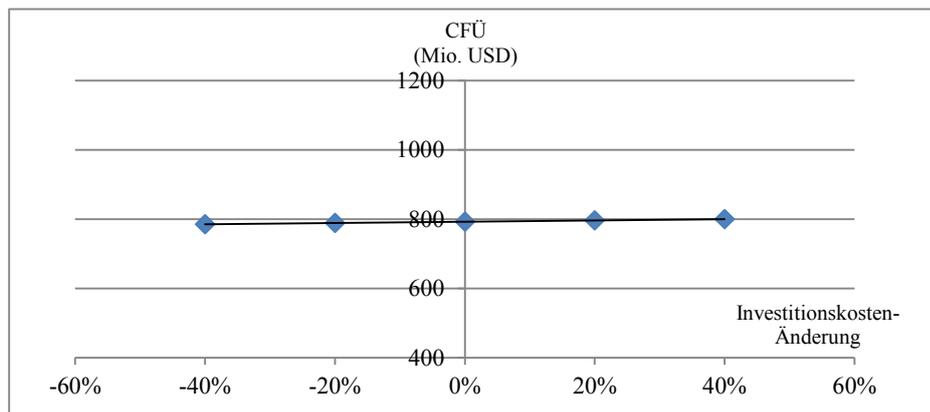


Abbildung D.6.3: Verhalten des CFÜ bei der Änderung von Investitionskosten

Die Grafik zeigt, dass die angenommene erhebliche Schwankung der Investitionskosten kaum einen Einfluss auf den CFÜ aufweist. Bei 40% Änderung der Gesamtinvestitionskosten wird der CFÜ gerade um ca. 1% beeinflusst. Dies bestätigt die bereits erwähnte geringe Bedeutung der ISBL-Investitionskosten für den CFÜ, die sich aus der Abschreibung begründen.

Insgesamt kann abgeleitet werden, dass im Fall einer einheimischen Erdöl-Raffinerie immer noch die Möglichkeit bestehen wird, die Kraftstoffpreise gezielt zu steuern (reduzieren).

Teil E: Gesamtwirtschaftliches Bewertungsmodell

Das Ziel dieser Arbeit ist es auf die Frage zu beantworten, ob der Aufbau einer Erdölverarbeitungsanlage auf der Grundlage der existierenden Erdölreserven in der Mongolei zielführend ist.

Es ist daher herauszuarbeiten, welche technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen hierfür erfüllt sein müssen. Diese Aspekte werden in den Teilen C und D beleuchtet. Zu diesem Zweck wurden unterschiedliche Varianten für eine überschlägige Anlagen-Konfiguration einer Raffinerie zur Verarbeitung des mongolischen Rohöls Tamsag erarbeitet. Weiterhin wurden eine grobe Abschätzung der Investitionskosten und eine Cashflow-Rechnung durchgeführt.

In diesem Abschnitt werden nun anhand eines ausgewählten Verfahrens gesamtwirtschaftliche Relevanz und Rentabilität des Aufbaus einer solchen Industrie für die Mongolei geprüft.

Gesamtwirtschaftliche Betrachtungsweise heißt auch, dass ein Vorhaben nicht allein aus der Perspektive eines Unternehmens, Projektentwicklers oder Investors zu untersuchen ist, sondern alle grundsätzlichen Wirkungen auf die "Gesellschaft" einbezogen werden müssen. [122]. Die gängigen Instrumente für die gesamtwirtschaftliche Bewertung sind:

- Kosten-Nutzen-Analyse
- Nutzwertanalyse
- Kosten-Wirksamkeits-Analyse [172].

E.1 Auswahl geeigneter Bewertungsverfahren

Die oben genannten Verfahren aus dem Bereich der Entscheidungstheorie sind für alle Maßnahmen mit erheblichen gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen geeignet, wie etwa die Investitionen in die Infrastruktur oder die Vorbereitung politischer Entscheidungen [14]. Sie unterscheiden sich in ihren qualitativen und quantitativen Methoden. Die quantitativen bzw. monetären Verfahren rechnen in Geldeinheiten, die qualitativen bzw. nichtmonetären Verfahren vergleichen anhand von Bewertungspunkten. Die Bewertung ist dann einfach, wenn bei allen Alternativen eindeutig messbare Unterschiede verglichen werden müssen, wobei die Bewertung dann anhand von quantitativen

Methoden erfolgen kann. Voraussetzung für die Anwendung quantitativer Bewertungsverfahren ist das Vorhandensein möglichst exakter monetärer Daten der zu vergleichenden Alternativen. Wenn neben quantitativen auch nicht direkt messbare bzw. intangible Aspekte (z.B. Sicherheit, Qualität) in die Bewertung einzubeziehen sind, wird die Entscheidung komplexer: dann sind qualitative Methoden gefragt. [104].

Kosten-Nutzen Analyse (KNA) ist ein Bewertungsverfahren, bei dem die Kosten und der Nutzen einer Alternative monetär bewertet werden können. Zweck der Analyse ist es, aus einer Vielzahl verschiedener Alternativen (Maßnahmen, Prozessen) diejenige mit dem günstigsten Verhältnis aus Kosten und Nutzen herauszufinden [52]. Die hauptsächlichen Anwendungsbereiche sind Investitionsplanungen der öffentlichen Verwaltung und des Gesundheitswesens [89].

Nutzwertanalyse (NWA) stellt eine Analyse- oder Planungsmethode zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Entwicklungs- und Investitionsvorhaben dar [101], wobei die Alternativen "auch an solchen Bewertungskriterien gemessen "werden, die nicht in Geldeinheiten ausdrückbar sind [183]. Die NWA wird insbesondere dann eingesetzt, wenn die einzelnen Entscheidungskriterien nur schwer miteinander zu vergleichen sind [89] und bei Entscheidungen die Präferenzen des technischen und politischen Entscheidungsträgers (Ingenieure, Behördenvertreter, Interessenvertreter) berücksichtigt werden sollen [92].

Kosten-Wirksamkeits-Analyse (KWA) ist ein Verfahren zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Alternativen. Sie wird insbesondere dann eingesetzt, wenn zwar eine monetäre Bewertung der Kosten einer Alternativen möglich ist, der Nutzen jedoch nicht monetär gemessen werden kann [89].

In der Literatur werden die Stärken und Schwächen der oben genannten drei Verfahren unterschiedlich beurteilt. Um die Entscheidung über die geeignete Methode für die gesamtwirtschaftliche Bewertung zur Auswahl der Alternativen für diese Arbeit zu treffen, werden Vor- und Nachteile der einzelnen Bewertungsverfahren miteinander verglichen (Tabelle E.1.1).

Tabelle E.1.1 Vor- und Nachteile ausgewählter Bewertungsverfahren

Art der Analyse	Vorteile	Nachteile
Kosten-Nutzen-Analyse (KNA)	<ul style="list-style-type: none"> • die verschiedenen Alternativen sind hinsichtlich ihrer Effektivität direkt miteinander vergleichbar (im Gegensatz zur KWA) • quantitative und qualitative Entscheidungskriterien werden in einem Rechenmodell verarbeitet • das Rechenmodell ist transparent und nachvollziehbar [52] • alle Folgewirkungen werden einbezogen [140] 	<ul style="list-style-type: none"> • Monetarisierung aller Faktoren und die Erfassung aller Rahmenbedingungen sind oft schwierig [89] • nicht-monetär bewertbare Indikatoren werden geringer oder gar nicht gewichtet [89] • es können nur Kostenwerte miteinander verglichen werden [52] • erfordert relativ hohen Aufwand (Beauftragung spezialisierter Analytiker notwendig) • die Wahl der Diskontierungsrate ist vielfach nicht nachziehbar [140]
Nutzwertanalyse (NWA)	<ul style="list-style-type: none"> • Berücksichtigung auch nicht monetärer Größen bzw. nichtquantifizierbarer Ziele [88] • mehrere, miteinander schwer vergleichbare Alternativen können direkt verglichen werden • sehr transparent und das Ergebnis ist leicht nachvollziehbar [89] • Berücksichtigung der Präferenzen des Handlungsträgers [175] • Flexibilität des Zielsystems [89] • direkte Vergleichbarkeit der Kriterien 	<ul style="list-style-type: none"> • es ist schwierig, die Gewichtung sowohl auf der Ebene der Ziele bzw. Anforderungen als auch bei den Erfüllungsgraden der alternativen Projekte zu subjektivieren • es ist nicht sichergestellt, dass zwei Alternativen unter demselben Aspekt verglichen werden können [89]
Kosten-Wirksamkeits-Analyse (KWA)	<ul style="list-style-type: none"> • über die Wirksamkeit einer Alternative können auch nicht-monetär erfassbare Ziele bewertet werden, da nur das Ausmaß der Wirksamkeit angegeben werden muss [89] • gute Visualisierung der Ergebnisse im Kosten-Wirksamkeits-Diagramm [52] 	<ul style="list-style-type: none"> • ein Ausgleich der Wirksamkeit zwischen Kosten und Wirksamkeit ist zumindest rechnerisch wegen der unterschiedlichen Maßskalen nicht möglich [101] • keine absolute Aussage über die Vorteilhaftigkeit einer Alternative möglich [89] • kann lediglich als Entscheidungshilfe eingesetzt werden [89]

Methodik: Da für die Gesamtwirtschaft relevante Kriterien für den Nutzen bzw. die Wirkungen oft intangible bzw. nicht direkt messbare Aspekte (nationale Zielsetzungen wie „wirtschaftliche Unabhängigkeit“, „Versorgungssicherheit“) darstellen, kann die Anwendung der KNA ausgeschlossen werden, weil dabei nur monetär ausgedrückte Werte miteinander verglichen werden. Bei der Abschätzung des einzelnen Nutzens können Schwierigkeiten auftreten, weil nicht alle Nutzenanteile sinnvoll in Geldwerten gemessen werden können [52].

Da die tatsächlichen Wirkungen des Aufbaus einer Erdölverarbeitungsindustrie in der Mongolei auf die Gesamtwirtschaft (auch unter dem Aspekt Langfristigkeit) nicht vollständig in Geldwerten beziffert werden können, bietet sich die Anwendung nicht-

monetären Verfahren an: KWA und NWA. Mit der KWA können zwar die nicht-monetär erfassbaren Ziele bewertet werden, dennoch, wie *Hanusch* [81] anmerkt, ist der Anwendungsbereich des Kosten-Wirksamkeits-Verhältnisses dadurch stark eingeschränkt, dass der Analytiker zu seiner Berechnung auf ein eindimensionales Zielkriterium angewiesen ist. Die Kosten-Wirksamkeitsanalyse ist daher für die Bewertung von Alternativen nicht geeignet, weil sie verschiedene nicht messbare Kriterien nicht zu einer klaren Effizienzaussage zusammenführen kann und somit zu keinem eindeutigen Entscheidungskriterium führt [171].

Speziellen Literaturhinweisen zur Eignung der Verfahren und dem Vergleich der Vor- und Nachteile der jeweiligen Bewertungsverfahren folgend wird hier das Verfahren der NWA zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Alternativen für sinnvoll gehalten.

E.2 Die Nutzwertanalyse

E.2.1 Beschreibung der Nutzwertanalyse

Die NWA ist ein Bewertungsverfahren zur Entscheidungsfindung, bei der auch nicht-monetäre Größen in die Bewertung einfließen. Sie wurde unter der Bezeichnung "utility analysis" in den USA aus den Ingenieurwissenschaften heraus entwickelt [186] und begründet, um Probleme bei der Quantifizierung nicht-monetärer Bewertungselemente innerhalb der KNA zu überwinden [175]. In Deutschland wurde die NWA in den 1970er Jahren durch Christof Zangenmeister, Professor an der TU Berlin, bekannt. Diese Methode kann nach *Zangenmeister* [175] definiert werden, als eine „Analyse einer Menge komplexer Handlungsalternativen mit dem Zweck, die Elemente dieser Menge entsprechend den Präferenzen des Entscheidungsträgers bezüglich eines multidimensionalen Zielsystems zu ordnen“. Die Abbildung dieser Ordnung erfolgt durch die Angabe der Nutzwerte (Gesamtwerte) der Alternativen [104]. NWA erlaubt die Synthese unterschiedlich gemessener Handlungskonsequenzen durch deren Übertragung in ein Standardmaß – die durch subjektive Einschätzung ausgedrückte Wertvorstellung oder den Nutzen (Nutzwerte) – unter Berücksichtigung der Präferenzen der Urteilstpersonen bzw. durch Zielgewichtung [171]. Der Entscheidungsträger strebt nach Maximierung des Nutzens und wählt dabei die Alternative, die den größten aggregierten Nutzwert bietet. Die NWA führt nach *Blohm et al.* [23] abgesehen vom Vorteil der Nachvollziehbarkeit und damit Überprüfbarkeit, vor allem bei Entscheidungen mit zahlreichen Konsequenzen zu einem besser abgesicherten Urteil als

eine intuitive Globalbewertung. Da Investitionsprojekte stets auch finanzielle Folgen haben, sollte die Nutzwertanalyse auch immer als eine die Investitionsrechnung ergänzende, nicht aber sie ersetzende Analyse verstanden werden [88]. Im Gegensatz zu KNA, welche die Effizienz eines Projektes ermittelt, ist das Ziel der NWA, die Effektivität, also den Gesamtbeitrag im Erreichen gegebener Ziele zu bestimmen. Im Rahmen von NWA werden alle relevanten Projektwirkungen ("Wirksamkeiten") in Punktwerte umgerechnet, gewichtet und zusammengefasst.

E.2.2 Der Ablauf der Nutzwertanalyse

1. Definieren der Bewertungskriterien (Kriterienauswahl)

Zu Beginn müssen Bewertungskriterien (Zielkriterien, Anforderungen) für den Untersuchungsgegenstand bestimmt werden. Es sind dabei die wichtigsten und erfolgskritischsten Faktoren auszuwählen [76]. Damit alle Auswirkungen einer Variante bei der Entscheidungsfindung berücksichtigt werden, muss das Formulieren der Zielkriterien oder Anforderungen umfassend sein [183].

2. Bestimmung der Gewichtungsfaktoren (Kriteriengewichtung)

Die im 1. Schritt definierten Kriterien besitzen nicht alle denselben Einfluss auf die Entscheidung. Die Gewichtung ist anhand der Bedeutung für die Zielerreichung vorzunehmen [76]. Dabei wird durch eine hohe Gewichtung der bedeutsamen gegenüber einer niedrigen Gewichtung weniger bedeutsamen Kriterien Rechnung zu tragen. Eine relevante Methode hierzu ist ein paarweiser Vergleich [125]. Dazu stellt man in einer Matrix die einzelnen ausgewählten Kriterien spiegelbildlich einander gegenüber und legt fest, welches Kriterium jeweils wichtiger oder gleich wichtig ist. Da die Gewichtung subjektiven Charakter hat, ist es wichtig, dass sie das Meinungsspektrum der Interessengruppen berücksichtigt [183]. Die wertmäßige Bedeutung der Kriterien lässt sich folgendermaßen gewichten [32]:

100%: Kriterium A (Zeile) hat viel größere Bedeutung als Kriterium B (Spalte)

75%: Kriterium A (Zeile) hat größere Bedeutung als Kriterium B (Spalte)

50%: beide Kriterien haben gleiche Bedeutung

25%: Kriterium A (Zeile) hat geringere Bedeutung als Kriterium B (Spalte)

0%: Kriterium A (Zeile) hat viel geringere Bedeutung als Kriterium B (Spalte)

In zwei Spalten werden die ermittelten Gewichtungsfaktoren (GWF) summiert und auf 100% normiert, so dass gilt:

$$\sum_{i=1}^n GWF_i = 100\% \quad (E2-1)$$

wobei GWF_i das Gewicht des Kriteriums i aufweist.

Das Ergebnis ist eine Aufstellung von gewichteten Bewertungskriterien.

3. Ermittlung der Zielerreichungsfaktoren (Gewichtung der Erfüllungsgrade)

Für jede Alternative ist zu beurteilen, in welchem Maß die einzelnen Zielkriterien erreicht werden, d.h. wie gut oder schlecht die jeweilige Alternative die einzelnen Zielkriterien oder Anforderungen erfüllt bzw. nicht erfüllt. Dafür werden individuelle Zielerreichungsfaktoren für die verschiedenen Bewertungskriterien zugewiesen. Hierbei werden die abgeschätzten Auswirkungen für jede Alternative in Punktwerten (Noten) - Scalensystem (z.B. 1: sehr gut, bis 5: sehr schlecht) ausgedrückt. Es ist wichtig, dass die Zielerreichungsfaktoren möglichst von mehreren Personen unabhängig voneinander bestimmt werden, um so einen möglichst objektiven Durchschnittswert zu erhalten (164).

4. Bestimmung der Teilnutzwerte

Aus der Multiplikation der Gewichtungsfaktoren (GWF) mit dem entsprechenden Zielerreichungsfaktoren (ZEF) der jeweiligen Alternative ergeben sich einzelne Teilnutzwerte (TNW) für jedes Bewertungskriterium (K).

Wertsynthese:

$$TNW_i = GWF_i * ZEF_i \quad \text{mit } i = 1, n \text{ Teilkriterien} \quad (E2-2)$$

5. Ermittlung des Gesamtnutzwertes einer Alternative

Die Summe aller Teilnutzwerte einer Alternative ergibt den Gesamtnutzwert einer Alternative und die Höhe der einzelnen Gesamtnutzwerte bestimmt schließlich die Rangfolge der Alternative.

$$N_{\text{Alternative}} = \sum_{i=1}^n TNW_i \quad (E2-3)$$

Die Alternative mit dem höchsten Gesamtnutzwert wird dann nach der subjektiven Bewertung der Kriterien die sinnvollste.

Eine Schwierigkeit bei der NWA ist, eine Übereinstimmung bei der Bestimmung der Bewertungskriterien und deren Gewichtung zu finden, wenn mehrere Personen am Entscheidungsprozess beteiligt sind. Näher betrachtet birgt auch die Vergleichbarkeit der Alternativen Probleme, da nicht immer gewährleistet sein kann, dass zwei Alternativen in derselben Hinsicht verglichen werden können.

Trotz ihrer Schwächen ist die NWA nach *Götze* [76]. ein relativ handhabbares, nachvollziehbares, transparentes und gut interpretierbares Entscheidungsinstrument zur Evaluierung der Alternativen. Sie kann qualitative, quantitative monetäre und nicht-monetäre Kriterien einbeziehen. Quantitative (monetäre) Kriterien sind jedoch nur insoweit einzubeziehen, als es sich nicht um exakte Zahlungs-, Kosten/Ertragsgrößen handelt [104]. Um einerseits den Einfluss der subjektiven Gewichtung auf den Nutzwert der Alternativen beurteilen zu können, andererseits die Robustheit der Ergebnisse zu überprüfen, kann zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden. Sie zeigt, wie der Gesamtnutzwert einer bestimmten Alternative auf Änderungen von Gewichtungsfaktoren oder Parametern reagiert [185].

E.3 Anwendung der Nutzwertanalyse für die Bewertung

In diesem Abschnitt soll mit Hilfe einer Nutzwertanalyse untersucht werden, welche Option der Versorgung mit Mineralölprodukten für die Mongolei am sinnvollsten ist bzw. den größten Nutzen hat. Dafür werden folgende Alternativen einem Vergleich unterzogen:

Alternative 1: Versorgung durch Importprodukte (gegenwärtige Situation)

Alternative 2: Versorgung durch Erdölverarbeitung mit importiertem Rohöl

Alternative 3: Versorgung durch Erdölverarbeitung mit einheimischem Rohöl

Um für das Definieren von Bewertungskriterien und die Bestimmung der Gewichtungs- und Zielerreichungsfaktoren unter gegebenen Umständen ein möglichst breiteres und objektives Meinungsspektrum zu schaffen, wurde eine bestimmte Anzahl der Studenten aus der Mongolei an der TU-Bergakademie Freiberg nach ihren Meinungen befragt.

E.3.1 Definieren von Bewertungskriterien

Folgende Ziele und Anforderungen wurden als Bewertungskriterien für die NWA einbezogen:

1. Wirtschaftliche Unabhängigkeit

Der Bedarf an Mineralölprodukten der Mongolei wird derzeit ausschließlich durch Importe gedeckt. Bis zu 98% der Produkte werden von der Russischen Föderation bezogen, darunter allein von einem Mineralölkonzern Rosneft AG rund 95% (siehe C.2.1). Die enorme Importabhängigkeit der strategisch wichtigen Energieträger von einem Land, sogar von einem Unternehmen führt zur wirtschaftlichen Abhängigkeit. Damit stellt das Ziel der wirtschaftlichen Unabhängigkeit ein essentielles Bewertungskriterium dar.

2. Investitionsaufwand

Investitionen bedeuten hier kein Zielkriterium, sondern eine Anforderung. Die Entscheidung für die Erdölverarbeitungsindustrie in der Mongolei zeichnet sich wie alle anderen Großprojekte durch erhebliche finanzielle Aufwendungen aus. Im Falle der staatlichen Beteiligung, die unter gegebenen politischen Verhältnissen sehr wahrscheinlich wäre, wird der Staatshaushalt zusätzlich belastet.

3. Staatliche Regulierungsmöglichkeit

Wie bereits unter dem Abschnitt A.3 am Beispiel anderer Länder behandelt wurde, ist die staatliche Regulierungsmöglichkeit bei der Erdöl- und Energiepolitik und damit verbundene politische Maßnahmen ein wichtiger Faktor für eine Volkswirtschaft eines Landes.

4. Versorgungssicherheit der Mineralölprodukte

Die reibungslose Versorgung mit Mineralölprodukten stellt eine der wichtigsten Aufgaben der jeweiligen Regierung der Mongolei dar. Durch Monopolstellung der Treibstofflieferanten verursachte Versorgungsengpässe beeinflussen direkt die Marktpreisbildung negativ.

5. Umwelteinfluß

Für eine Erdölverarbeitungsindustrie werden große Mengen von Rohstoffen und Produkten gehandhabt und es besteht ein hoher Bedarf an Wasser, Brennstoffen und Chemikalien. Wie alle anderen Schwerindustrien wird die Umwelt in bestimmten

Maßen beeinträchtigt. Bei der gegenwärtigen Situation besteht für das Land natürlich kein solches Risiko. Hiermit wird der Faktor Umwelt als ein Vergleichskriterium angesehen.

6. Steigerung der Staatseinnahmen

Eine intakte inländische Erdölindustrie bedeutet erhöhtes Staatseinkommen (Steuern, Abgaben, ggf. Gewinneinnahmen im Falle der Staat als „Wirtschaftsakteur“). Damit entsteht bei sinnvoller Verwendung der zusätzlichen Staatseinnahmen eine bedeutende Quelle für die Weiterentwicklung der Gesellschaft durch Investitionen und Subventionen in andere Sektoren (Gesundheitswesen, Bildung, Umweltschutz, Sozialhilfe/soziale Sicherheit usw.).

7. Arbeitsplatzbeschaffung

Die Erdölverarbeitungsindustrie würde für die Mongolei einen neuen Wirtschaftszweig darstellen, der mit den anderen Branchen, die direkt und indirekt vernetzt sind, und einen wichtigen Beitrag zur Arbeitsplatzbeschaffung leisten. Zu den indirekten Wirkungen gehört auch, dass die Anforderungen an relevante (Aus-)Bildungsanstalten, den technisch und ökonomisch geschulten Nachwuchs "produzieren", steigern dürfte. Das bedeutet letztlich eine Leistungssteigerung der Wirtschaft.

8. Diversifizierung der Wirtschaft

Die Wirtschaft der Mongolei ist ohnehin vom Rohstoffsektor dominiert: Die Anteile des Bergbaus an BIP, Industrieproduktion und Export erreichten im Jahr 2012 jeweils 21,7% bzw. 60,7 bzw. und 95% [119]. Der Auf- und Ausbau einer nationalen Erdölindustrie würde einer längst überfälligen zunehmenden Diversifizierung der Wirtschaft entgegenkommen.

9. Wertschöpfung

Die mongolische Wirtschaftspolitik hat es bisher nicht geschafft, auf dem Bergbau-/Erdölsektor eine nennenswerte Wertschöpfungskette aufzubauen: die gewonnenen Rohstoffe werden bisher unverarbeitet exportiert. Der Aufbau einer erdölverarbeitenden Industrie würde dazu eine deutliche Wende bedeuten. Die Mongolei hat im Jahr 2011 ca. 1 Mio. t Mineralölprodukte im Wert von 1,16 Mrd. USD importiert. 70-85% der Tankstellenpreise decken die Beschaffungskosten der Produkte. In der Tat bedeutet die derzeitige Versorgung mit Mineralölprodukten so gut wie keine Wertschöpfung.

10. Preisstabilität

Die Mongolei verfügt auf dem (fossilen) Energiesektor über riesige Vorkommen (Kohle, Erdöl, Schieferöl), deren Abbau technisch günstiger vollzogen werden kann als in vielen anderen Ländern. Die Produktionskosten dürften sich im Gegensatz zu anderen Abbauländern daher auf lange Sicht nicht nach oben entwickeln, sondern recht stabil bleiben. Sobald eine heimische Erdölindustrie ihren Break-even- Punkt (Gewinnschwelle) erreicht hat, wird im internationalen Vergleich mit der Erhaltung eines stabilen nationalen Preisniveaus der Treibstoffe zu rechnen sein. Das wird auch auf inflationäre Effekte dämpfend wirken. Daher wird dieser Faktor auch als einer der wichtigen Kriterien in der gesamtwirtschaftlichen Bewertung angesehen.

E.3.2 Bestimmung der Gewichtungsfaktoren

Mit der Tabelle E.3.1 wurden die unter E.3.2 definierten Kriterien anhand der Methode „paarweiser Vergleich“ nach ihrer Bedeutung für die Zielerreichung und Anforderungen gewichtet. Wie im E.2.2 beschrieben, wurden die Kriterien in einer Matrix spiegelbildlich gegenüber gestellt und nach ihren wertmäßigen Bedeutungen gewichtet: Beispiel: Das Kriterium „wirtschaftliche Unabhängigkeit“ hat mit einem Wert von 75% größere Bedeutung als das Kriterium „Investitionsaufwand“, welches dann mit 25% gewichtet werden muss.

Tabelle E.3.1 Gewichtung der Bewertungskriterien

	wirtschaftliche Unabhängigkeit	Investitionsaufwand	staatliche Regulierungs- möglichkeit	Versorgungssicherheit der Mineralölprodukte	Umwelteinfluß	Steigerung der Staatseinnahmen	Arbeitsplatz- beschaffung	Diversifizierung der Wirtschaft	Wertschöpfung	Preisstabilität	Summe der Bewertungspunkte je Bewertungskriterien	Gewichtungsfaktoren (GWF)
wirtschaftliche Unabhängigkeit		75%	100%	50%	100%	75%	100%	75%	75%	75%	725%	16,1%
Investitionsaufwand	25%		25%	25%	75%	25%	50%	25%	25%	25%	300%	6,7%
staatliche Regulierungsmöglichkeit	0%	75%		25%	75%	50%	75%	25%	25%	25%	375%	8,3%
Versorgungssicherheit der Mineralölprodukte	50%	75%	75%		75%	75%	75%	50%	50%	75%	600%	13,3%
Umwelteinfluß	0%	25%	25%	25%		25%	25%	25%	25%	25%	200%	4,4%
Steigerung der Staatseinnahmen	25%	75%	50%	25%	75%		75%	50%	25%	50%	450%	10,0%
Arbeitsplatzbeschaffung	0%	50%	25%	25%	75%	25%		25%	25%	50%	300%	6,7%
Diversifizierung der Wirtschaft	25%	75%	75%	50%	75%	50%	75%		50%	75%	550%	12,2%
Wertschöpfung	25%	75%	75%	50%	75%	75%	75%	50%		50%	550%	12,2%
Preisstabilität	25%	75%	75%	25%	75%	50%	50%	25%	50%		450%	10,0%
Summe											4500%	100%

E.3.3 Bestimmung der Zielerreichungsfaktoren

Für jede Alternative ist zu beurteilen, wie gut oder schlecht diese die einzelnen Kriterien oder Anforderungen erfüllt bzw. nicht erfüllt. Dafür wurden die abgeschätzten Auswirkungen für jede Alternative in Noten (1: sehr gut, bis 5: sehr schlecht) ausgedrückt.

Tabelle E.3.2 Bestimmung der Zielerreichungsfaktoren

Bewertungskriterien	Alternative 1	Alternative 2	Alternative 3
	Versorgung mit Mineralölprodukten durch Import	Erdölverarbeitung mit importiertem Öl	Erdölverarbeitung mit einheimischem Öl
wirtschaftliche Unabhängigkeit	1	2	4
Investitionsaufwand	5	2	1
staatliche Regulierungsmöglichkeit	1	2	4
Versorgungssicherheit der Mineralölprodukte	2	3	4
Umwelteinfluß	5	3	3
Steigerung der Staatseinnahmen	1	3	5
Arbeitsplatzbeschaffung	1	3	4
Diversifizierung der Wirtschaft	1	2	3
Wertschöpfung	1	3	4
Preisstabilität	1	2	3

Beispiel: Bei der Alternative 1 wurde das Kriterium "Umwelteinfluss" mit einer Note "5" bewertet, weil beim Nichtvorhandensein von der Erdölverarbeitungsindustrie die Umwelt von Einflüssen solcher Industrie geschont. Bei den Alternativen 2 und 3 wurde dieses Kriterium aber mit einer "3" benotet, da die Umwelt durch Mineralölindustrie in gewissermaßen beeinträchtigt wird. Bezüglich der Wertschöpfung schneidet die Alternative 3 mit 4 Punkten am besten ab, da nicht nur allein durch den Raffineriebetrieb, sondern insbesondere auch durch Einbezug anderer Branchen wie

Erdölproduktion, Transport, Aufbau notwendiger Infrastruktur und Dienstleistungen derzeitige Wertschöpfungsverhältnisse definitiv verbessern würden.

E.3.4 Ermittlung der Nutzwerte der Alternativen

Aus der Multiplikation der Gewichtungsfaktoren (GWF) mit dem entsprechenden Zielerreichungsfaktoren (ZEF) der jeweiligen Alternative ergeben sich einzelne Teilnutzwerte (TNW) für jedes Bewertungskriterium und jede Alternative. Die Tabelle E.3.3 gibt die Ermittlung der Teilnutzwerte wieder. Die Summe aller Teilnutzwerte einer Alternative ergibt Gesamtnutzwert einer Alternative. Die Höhe der einzelnen Gesamtnutzwerte bestimmt schließlich die Rangfolge der Alternative.

Aus der Tabelle E.3.3 ist es ersichtlich, dass die Alternative 3 den höchsten Gesamtnutzwert aufweist und den ersten Rang belegt. Als nächstes soll anhand einer Sensitivitätsanalyse die Robustheit der Ergebnisse der durchgeführten gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Wirtschaftlichkeit überprüft. Es wird untersucht, inwiefern die Änderungen der Einflussfaktoren das Gesamtergebnis der wirtschaftlichen Bewertung beeinflussen.

Tabelle E.3.3 Ermittlung der Nutzwerte

		Alternative 1		Alternative 2		Alternative 3	
		Versorgung mit Mineralölprodukten durch Import		Erdölverarbeitung mit importiertem Öl		Erdölverarbeitung mit einheimischem Öl	
Bewertungskriterien	GWF	ZEF	TNW	ZEF	TNW	ZEF	TNW
wirtschaftliche Unabhängigkeit	16,1%	1	16,1%	2	32,2%	4	64,4%
Investitionsaufwand	6,7%	5	33,3%	2	13,3%	1	6,7%
staatliche Regulierungsmöglichkeit	8,3%	1	8,3%	2	16,7%	4	33,3%
Versorgungssicherheit der Mineralölprodukte	13,3%	2	26,7%	3	40,0%	4	53,3%
Umwelteinfluß	4,4%	5	22,2%	3	13,3%	3	13,3%
Steigerung der Staatseinnahmen	10,0%	1	10,0%	3	30,0%	5	50,0%
Arbeitsplatzbeschaffung	6,7%	1	6,7%	3	20,0%	4	26,7%
Diversifizierung der Wirtschaft	12,2%	1	12,2%	2	24,4%	3	36,7%
Wertschöpfung	12,2%	1	12,2%	3	36,7%	4	48,9%
Preisstabilität	10,0%	1	10,0%	2	20,0%	3	30,0%
Gesamtnutzwert (GNW)			158%		247%		363%

E.4 Sensibilitätsanalyse

In diesem Abschnitt wird mit Hilfe einer Sensibilitätsanalyse die Stabilität bzw. die Robustheit der Ergebnisse der im E.3 durchgeführten gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Wirtschaftlichkeit überprüft. Sie wird durchgeführt, um das Verhalten der Gesamtergebnisse im Fall von Veränderungen der zugrunde liegenden Faktoren (GWF und ZEF) zu untersuchen.

E.4.1 Änderung des Gewichtungsfaktors

Es werden die drei für das jeweilige Bewertungsergebnis ausschlaggebenden Bewertungskriterien ausgewählt; untersucht wird dann, inwiefern das Gesamtergebnis beeinflusst wird, unter der Annahme, dass die drei Gewichtungsfaktoren um jeweils 10%, 20%, 30%, 40% und 50% erhöht bzw. gesenkt werden. Es wird auch angenommen, dass die ZEF gleichbleibend sind und bei der Sensibilitätsanalyse die veränderten Werte auf 100% normiert werden.

1. Annahme: GWF für das Bewertungskriterium „Wirtschaftliche Unabhängigkeit“ mit einem Wert von 16,1% wird wie oben geschrieben geändert.

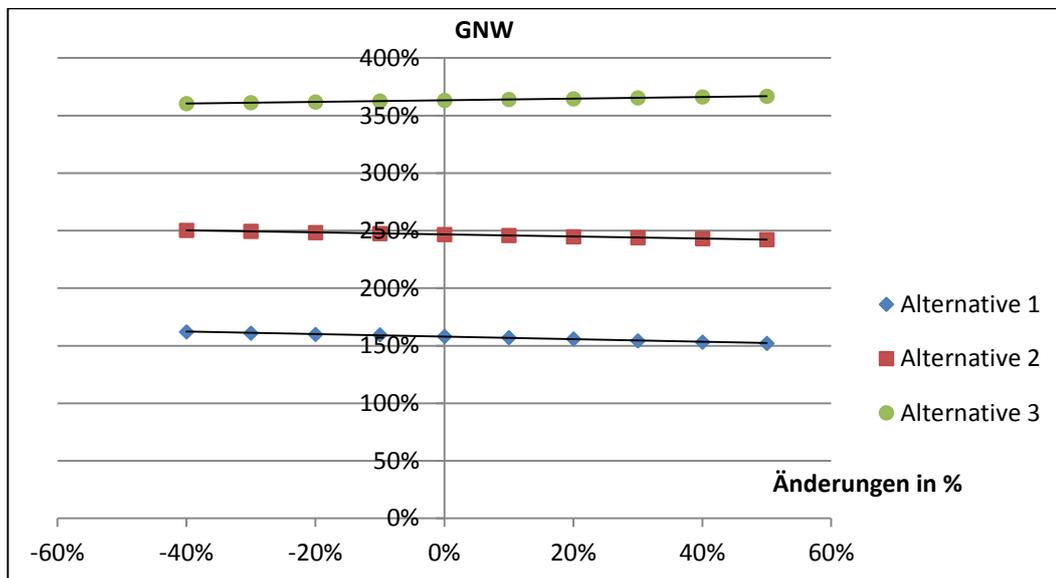


Abbildung E.4.1: Einfluss der GWF-Änderungen des Bewertungskriteriums „Wirtschaftliche Abhängigkeit“ auf das Gesamtergebnis

Die Abbildung E.4.1 zeigt, dass bei den Alternativen 1 und 2 bei ansteigender Gewichtung die Gesamtnutzwerte (GNW) leicht fallen. Dieser negative Anstieg der Regressionslinie ergibt sich, weil die GWF für die Kriterien wie Investitionsaufwand und Umwelteinfluss (mit jeweils höchstem ZEF von 5), die der Alternative 1 die

meisten Punkte bringen, durch Erhöhung der GWF anderer Kriterien sinken. Bei der Alternative 3 zeigt die Linie leicht steigende Tendenz, weil sie bei diesem Bewertungskriterium einen ZEF von 4 besitzt. Insgesamt zeigen die Grafiken, dass unter der Annahme der Änderungen des Bewertungskriteriums „Wirtschaftliche Abhängigkeit“ die Gesamtnutzwerte der jeweiligen Alternativen nur geringfügig beeinflusst werden. Während der GWF sich um 30% erhöht, gab es beim GNW für die Alternative 3 eine Änderung von etwa 0,55%.

2. Annahme: GWF für das Bewertungskriterium „Versorgungssicherheit der Mineralölprodukte“ mit einem Wert von 13,9% wird um jeweils 10%, 20%, 30%, 40% und 50% erhöht bzw. gesenkt.

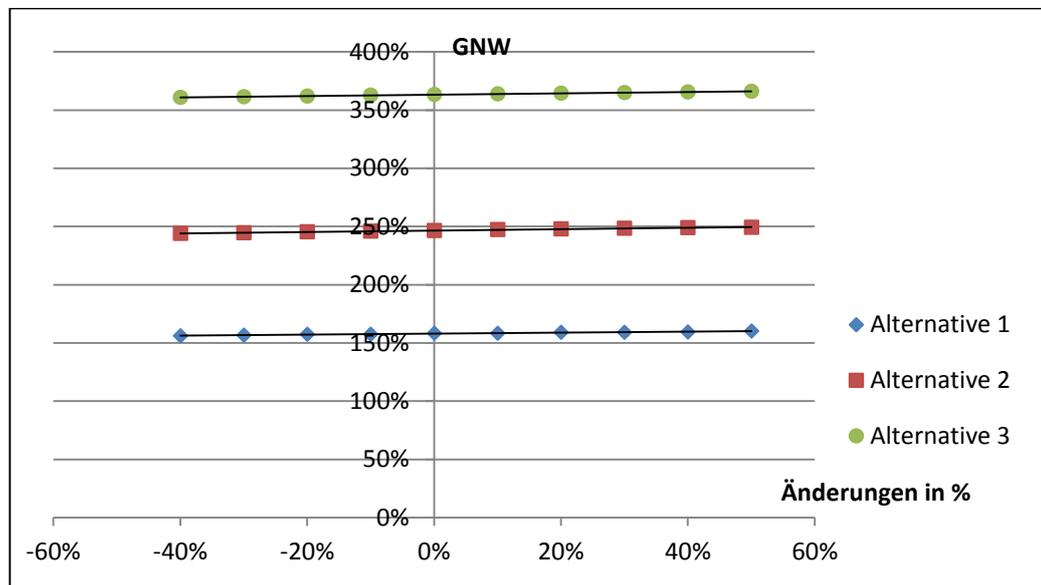


Abbildung E.4.2: Einfluss der GWF-Änderungen des Bewertungskriteriums „Versorgung der Mineralölprodukte“ auf das Gesamtergebnis

Die Linien auf der Abbildung E.4.2 zeigen, dass bei allen drei Alternativen bei steigenden Änderungen des GWF die GNW leicht ansteigen und dass die GNW insgesamt durch diese Annahme nur sehr geringfügig beeinflusst werden.

3. Annahme: GWF für das Bewertungskriterium „Wertschöpfung“ mit einem Wert von 12,2% wird wie oben beschrieben geändert.

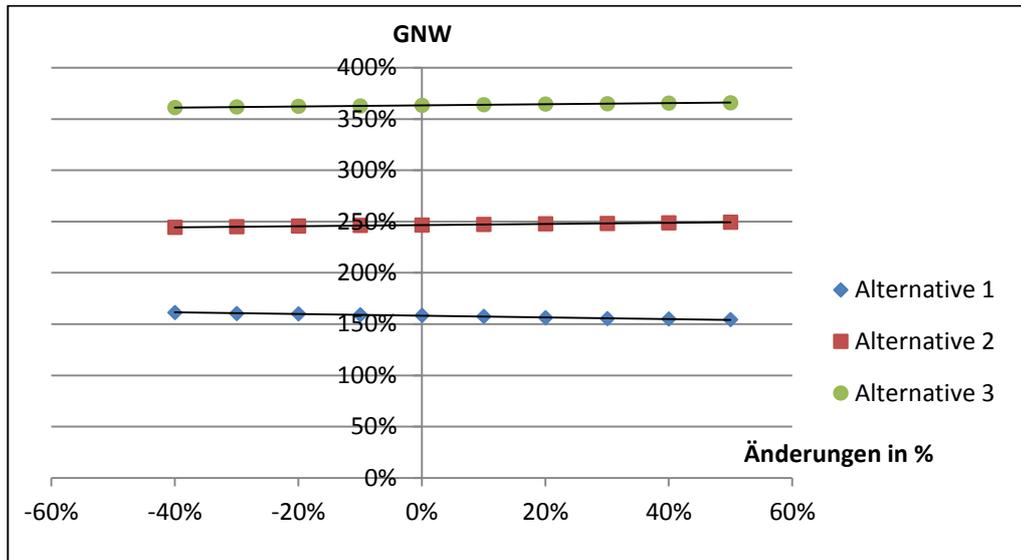


Abbildung E.4.3: Einfluss der GWF-Änderungen des Bewertungskriteriums „Wertschöpfung“ auf das Gesamtergebnis

Die Abbildung E.4.3 zeigt auch ähnliche Verläufe der Grafiken wie bei der 1. und 2. Annahme. Diese Änderungen dieser GWF haben erkennbar keinen bemerkenswerten Einfluss auf die Ergebnisse.

Da die Änderungen der jeweils drei ausschlaggebenden Gewichtungsfaktoren für die Gesamtergebnisse kaum Änderungen zur Folge haben, soll ein anderer Einflussfaktor gesucht werden, auf den das Ergebnis empfindlicher reagieren könnte. In diesem Fall kommt nur der Zielerreichungsfaktor (ZEF) in Frage, denn die Nutzwerte hängen schließlich von GWF und ZEF ab.

E.4.2 Änderung des Zielerreichungsfaktors

Untersucht wird, inwiefern die Gesamtergebnisse der Anwendung der NWA durch Änderung der Zielerreichungsfaktoren beeinflusst werden. Dazu wurden folgende Annahmen untersucht:

1. Alle ZEF der Alternative 1 werden um einen Punkt *erhöht*. Ausnahmen sind die Bewertungskriterien mit einer Note von 5.
2. Alle ZEF der Alternative 2 werden um einen Punkt *erhöht*. Es gibt keine Ausnahme, da bei dieser Alternative kein Kriterium mit 5 benotet wurde.

3. Alle ZEF der Alternative 3 werden um einen Punkt *gesenkt*. Ausnahme ist das Kriterium „Investitionskostenaufwand“, da es mit 1 benotet wurde.

Tabelle E.4.1 Gesamtnutzwerte durch Änderung der ZEF

	GNW der Bewertung durch NWA	Erhöhung aller ZEF der A1 um 1 Punkt außer dem Wert "5"	Erhöhung aller ZEF der A2 um 1 Punkt	Senkung aller ZEF der A3 um 1 Punkt außer dem Wert "1"
Alternative 1 (A1)	158	247	158	158
Alternative 2 (A2)	247	247	347	247
Alternative 3 (A3)	363	363	363	270
Alternative mit dem höchsten GNW		A3	A3	A3

Interpretation der Tabelle E.4.1 mit geänderten Annahmen:

1. Der GNW der Alternative 1 weist durch Erhöhung aller ihrer ZEF um einen Punkt den gleichen Wert von **247** wie Alternative 2 auf.
2. Der GNW der Alternative 2 steigt durch Erhöhung aller ihrer ZEF um einen Punkt um 100 Prozentpunkte und liegt bei **347**.
3. Der GNW der Alternative 3 schneidet durch Senkung aller ihrer ZEF um einen Punkt, trotz Senkung von 363 auf 270, immer noch besser als die Alternativen 1 und 2 ab.

E.4.3 Aussage der Sensibilitätsanalyse

Untersucht wurde, ob die Änderungen der Gewichtungsfaktoren und Zielerreichungsfaktoren der Bewertungskriterien einen Einfluss auf die Gesamtbewertung der drei verschiedenen Alternativen hatten. Die Analyse ergibt, dass einzelne Änderungen in den Gewichtungsfaktoren nur geringfügige Änderungen der Gesamtergebnisse mit sich bringen. Bei der Untersuchung der Einflüsse durch Änderung der Zielerreichungsfaktoren wurden beträchtliche Änderungen angenommen, in dem alle ZEF in eine Richtung verschoben wurden. Dennoch ergab sich, dass der Gesamtnutzwert der Alternative 3 nach allen Annahmen jeweils am größten ist (geänderte GNW in fetten Zahlen). Das deutet darauf hin, dass die Ergebnisse der durchgeführten NWA robust und stabil sind. Die Sensibilitätsanalyse besagt, dass die Gewichtungen nach ihrer Bedeutung für die Zielerreichung und Anforderungen relativ geringen Einfluss auf das Endergebnis haben und daher mit überschlägigen Methoden

abgeschätzt werden könnten. Aber die Zielerreichungsfaktoren mit Bewertungen zwischen 1 bis 5 müssen vorab fundiert ermittelt werden, weil sie das Gesamtergebnis in hohem Maß beeinflussen.

E.5 Zusammenfassung der gesamtwirtschaftlichen Bewertung

In diesem Abschnitt wurde mit Hilfe der Nutzwertanalyse, ein Verfahren zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Alternativen, untersucht, welche Option der Versorgung mit Mineralölprodukten für die Mongolei am sinnvollsten ist bzw. den größten Nutzen hat. Anhand von folgenden ausgewählten Kriterien (Ziele und Anforderungen) wurden die gesamtwirtschaftlichen Bewertungen durchgeführt:

1. Wirtschaftliche Unabhängigkeit
2. Investitionsaufwand
3. Staatliche Regulierungsmöglichkeit
4. Versorgungssicherheit der Mineralölprodukte
5. Umwelteinfluß
6. Steigerung der Staatseinnahmen
7. Arbeitsplatzbeschaffung
8. Diversifizierung der Wirtschaft
9. Wertschöpfung
10. Preisstabilität

Aus der Untersuchung ergibt sich, dass die Alternative 3 - Versorgung durch Erdölverarbeitung mit einheimischem Rohöl - den höchsten Gesamtnutzwert aufweist und den ersten Rang belegt. Die Robustheit und Stabilität der Ergebnisse der Analyse wurde anhand von einer Sensibilitätsanalyse überprüft.

Für das Land Mongolei, die über eine umfangreiche Kohlereserve verfügt, stellt sich natürlich die Frage, ob eine Kohleverflüssigungsanlage alternativ zur Erdölverarbeitung stehen könnte. Im Folgenden wird sich mit den Kohleverflüssigungsverfahren kurz befasst und dem Erdölverarbeitungsverfahren gegenübergestellt.

E.6 Kohleverflüssigung – Alternative zur Erölverarbeitung?

Kohleverflüssigung im Industriemaßstab begann in Deutschland in den 30er Jahren des vergangenen Jahrhunderts aus Mangel an Rohöl. Heute werden einige Länder in Anbetracht des Ölpreisniveaus und der kontinuierlich abnehmenden weltweiten Erdölreserven erneut auf dieses Thema aufmerksam. Der strategisch wichtige Energieträger Erdöl ist weltweit sehr ungleich verteilt; die großen Verbraucher, wie China, USA und Europa, haben relativ wenige eigene Ölvorkommen und sind daher von Lieferländern mehr oder weniger abhängig [187]. Die USA und China benötigen immense Mengen an Treibstoffen und Energie, um ihre Wirtschaften zu versorgen. Beide Länder verfügen aber über riesige Kohlelagerstätten, die aufgrund der natürlichen Gegebenheiten sehr kostengünstig abgebaut werden können [17]. Unter diesen Umständen bietet sich die Technologie der Kohleverflüssigung an.

E.6.1 Kurzer Abriss zur Kohleverflüssigung

Unter Kohleverflüssigung versteht man Verfahren, bei denen Kohle mit Wasserstoff umgesetzt wird (Hydrierung) [94]. Dabei wird die hochmolekulare Struktur der Kohlebausteine in Bruchstücke zerlegt und Wasserstoff an diese Bruchstücke angelagert [105]. Derzeit existieren zwei alternative Verfahren zur Konversion von Kohle in flüssigen Kraftstoff [35].

1. Direkte Kohleverflüssigung

Beim Verfahren der direkten Kohle-Hochdruckhydrierung (KHH, erfunden 1913 von Friedrich Bergius, daher auch „Bergius-Verfahren“ genannt) wird feingemahlene Kohle in Schweröl suspendiert. Die Suspension wird mit Wasserstoff bei hohen Temperaturen von 450-475 °C und hohem Druck von 200-300 bar unter Einsatz von Katalysatoren (z.B. Eisenoxid) umgesetzt [17]. Dabei entstehen diverse gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe sowie schwere Rückstände wie Asphalt und Reste der Kohle. Aus den gewonnenen flüssigen Kohlenwasserstoffen werden Kraftstoffe hergestellt [133]. Abbildung E.6.1 visualisiert das Prozessschema der Kraftstoffherzeugung durch katalytische Hochdruckhydrierung von Braunkohle [56].

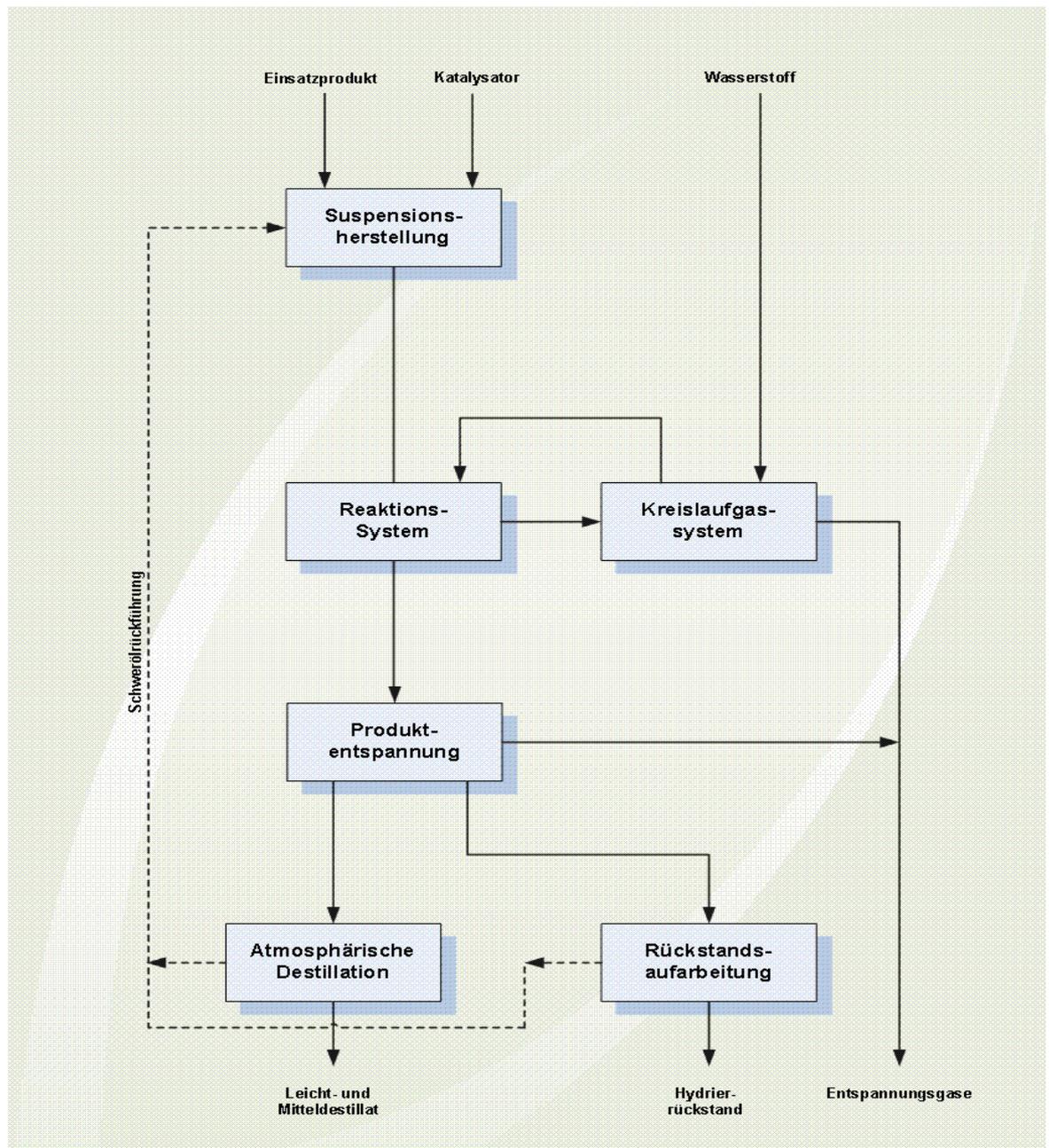


Abbildung E.6.1: Kraftstofferzeugung durch katalytische Hochdruckhydrierung von Braunkohle [56]

Das primäre Kohle-Öl enthält große Mengen von Aromaten, sowie Schwefel- und Stickstoffverbindungen. Der Aufwand der Raffination für die Aufarbeitung zu Kraftstoff ist sehr hoch. Außerdem ist nicht jede Kohle ein geeigneter Rohstoff.

2. Indirekte Kohleverflüssigung (Fischer-Tropsch-Synthese):

Bei diesem Verfahren wird die Kohle nicht direkt hydriert, sondern zunächst mit Wasserdampf und Sauerstoff vergast. Das Synthesegas wird gereinigt und dann unter Einsatz eines Katalysators zu Kohlenwasserstoff und Wasserdampf umgesetzt [133].

Dabei werden Treibstoffe und Chemikalien hergestellt. In der Abbildung E.6.2 wurde der Ablauf der indirekten Kohleverflüssigung skizziert.

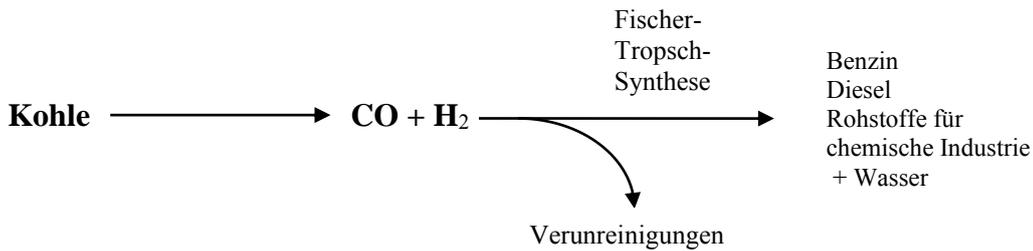


Abbildung E.6.2: Schema der Kohleverflüssigung [187]

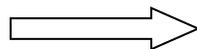
Die indirekte Kohleverflüssigung ist weniger stark von einer bestimmten Kohlequalität abhängig. Ein Nachteil dieses Verfahrens ist, dass seine Effizienz noch geringer als bei direkter Kohleverflüssigung ist, d.h. noch viel mehr Energie geht in den Verarbeitungsprozessen verloren (ca. 50-60%) [133]. Laut *ProcessNet* (deutsche Plattform für Verfahrenstechnik, Chemieingenieurwesen und Technische Chemie) besteht bei diesem Verfahren ständiger Innovations- bzw. Verbesserungsbedarf für Verbesserungen, insbesondere bei der Vergasungstechnologie inkl. Feststoffhandhabung und Entwicklung der selektiven Fischer-Tropsch-Katalysatoren [191].

E.6.2 Massenbilanz für Kohleverflüssigung

Das gewonnene synthetische Öl ist nicht so kostengünstig wie das Erdöl. Wenn aus einer Tonne Kohle z.B. 1,25 bbl Rohöl (ca. 171 kg Öl) gewonnen werden (laut Berichten der weltweit größten Kohleverflüssigungsanlagen: Sasol in Südafrika), entspricht die weltweite Ölförderung von 89 Mio. bbl/d (Stand 2012) einem Jahresverbrauch von 26 Mrd. t Kohle – deutlich mehr als das 3-fache der weltweiten Kohleproduktion [133]. Im Folgenden wird eine Massenbilanz der direkten KHH aufgeführt [105].

Beim Einsatz von 1 t wasser- und aschefreier Kohle (waf) mit folgender Elementaranalyse:

C	72,35
H	5,65
H/C	0,95
N	0,46
O	17,23
Sflüchtig	3,36



Ausbeuten daraus:

Gas: 0,269 t
 Reaktionswasser: 0,109 t

Zielprodukt: 0,539 t

Es wird ein Umsatz von 97% der wasser- und aschefreien Kohle angenommen. Bei grubenfeuchter Kohle als Eingang wird mit 30% Wasser und 15% Asche gerechnet.

Berechnung: $1 \text{ t} \times (1-0,3)=0,7 \text{ t}$
 $0,7 \text{ t} \times (1-0,15)=0,595 \text{ t};$

daraus ergibt sich: 1 t grubenfeuchte Kohle = 0,595 t waf - Kohle

Damit wird für 1 t Zielprodukt 3,12 t grubenfeuchte Kohle benötigt. Diese Relation ist für das Verfahren über den Weg der Vergasung und Fischer-Tropsch-Synthese noch höher, wobei aus 1 t Kohle 171 kg Ölprodukte hergestellt werden. Zusätzlicher Kohlebedarf entsteht für Kohletrocknung und Wasserstoffherzeugung. Anlage 21 enthält eine Massenbilanz der katalytischen Hochdruckhydrierung von Braunkohle (nach einer Studie der EDL Anlagenfirma GmbH, Leipzig) [56].

E.6.3 Umwelteinfluss

Das Problem bei den Kohle-Ölprodukten ist, dass während der Herstellung viele umweltschädliche Emissionen, u.a. klimaschädigenden Treibhausgase, entstehen - wie bei der Verbrennung der Produkte. Der Ausstoß von CO₂-Emissionen ist 2-3mal so hoch wie bei Erdöl [133]. Befürworter des Verfahrens der Kohleverflüssigung meinen, dass die Umwelt- bzw. Klimaschädlichkeit durch CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS-Verfahren) gemildert werden könnte. Jedoch verbraucht das CCS-Verfahren einen erheblichen Teil der gewonnenen Energie. Außerdem steht eine ausgereifte Technologie noch nicht zur Verfügung [187].

Kohleverflüssigung ist ein sehr wasserintensives Verfahren. Pro Barrel Treibstoff braucht es ca. 5-7 Barrel Wasser [197]. Aufgrund der höheren Konzentration an Schwefel und Sauerstoff in der Kohle entstehen im Prozess z.B. phenolische Verbindungen, die im Prozesswasser anfallen. Diese Verbindungen müssen vor Abgabe des Prozesswassers in biologischen Reinigungsstufen durch Extraktionsverfahren entfernt werden. Das Problem kommt aber im Raffineriebetrieb der Erdölverarbeitung nicht vor, weil im Einsatzmaterial Erdöl der Sauerstoffgehalt nur in niedriger Konzentration vorliegt [105].

Hinzu kommen diverse Umweltbelastungen durch die massive Kohleförderung. Aus diesen Gründen wäre der verstärkte Einsatz der Kohleverflüssigung hinsichtlich des Umweltschutzes und insbesondere des Klimaschutzes schädlich [133].

E.6.4 Energieverluste

Bei der Kohleverflüssigung geht ein erheblicher Teil der in der Kohle enthaltenen Energie verloren.

Für das Fischer-Tropsch-Verfahren liegt der energetische Wirkungsgrad nur bei 40-50%. Das resultiert daraus, dass das eingesetzte Synthesegas (CO-H₂-Gemisch) Sauerstoff im CO enthält, welcher bei der Reaktion in Wasser überführt wird. Daraus ergibt sich ein wesentlicher Energieverlust. Nach *Paschotta* ist die direkte Kohlehydrierung hinsichtlich dieses Aspekts effizienter [133]. Dennoch schätzen die Experten des Kohleforschungsinstituts in Peking anhand der Daten aus der in der Inneren Mongolei gebauten Kohleverflüssigungsanlage (direkt), dass der Prozess 55-56% der in der Kohle enthaltenen Energie nutzt (Wirkungsgrad) [189].

E.6.5 Prozessbedingung

Die Hydrierung bei der Kohleverflüssigung erfolgt unter hohem Druck (200 bis zu 300 bar) und hohen Temperaturen (je nach Verfahren bis zu 475 °C) [94]. Der Hauptbestandteil dieser Anlage, der Hochdruckteil, besteht aus Hochdruck-Plunger-Pumpen, Reaktoren, Wärmeübertragern, Abscheidern und Hochdruckverdichtern. Die Anforderungen an die Apparate sind durch hohen Druck, hohe Temperaturen und durch den Einsatz der zähen und abrasiven Kohle-Öl-Suspension sehr hoch [105]. Laut *Arnold et al.* [17] wurde der gesamte Bereich der Kohleverflüssigungsanlage in der Inneren Mongolei als „explosionsgefährdete Zone 1“ eingestuft.

Prozesstechnisch sind die beiden Verfahren der Kohleverflüssigung innovationsbedürftig [191]. Das Hauptproblem stellt neben der Umweltbeeinträchtigung der hohe Gehalt von S- und N-Verbindungen im erzeugten Rohöl dar.

Bei der Reaktorkonstruktion sind Forderungen der Verfahrenstechnik, wie geringe Wärmeverluste und Verhinderung von Ablagerungen der Kohle in Toträumen (Teile des Reaktors, die schlecht durchströmt werden), mit den Möglichkeiten des Anlagenbaus in Übereinstimmung zu bringen. Großreaktoren mit Innendurchmessern von 2.500 mm werden heute als Mehrschichtreaktoren ausgeführt. Im Vergleich dazu hatten die Reaktoren der IG Farben Innendurchmesser von 825 mm, Außendurchmesser von 1.200-1.400 mm und eine Höhe von 18 m. Daraus ergab sich ein Gewicht von 70 t. Sie wurden aus einem Stück geschmiedet.

Der Prozess der direkten Verflüssigung ist komplex und nur schwer zu beherrschen. Man benötigt dafür mehrere unabhängige Wärme- und Wasserstoffquellen, muss größere Mengen an Öl, Kohle und Hydrierrückstand (hochsiedende Öle, Asphaltene, nicht umgewandelte Kohle und die Asche der umgewandelten Kohle) durch die Anlage bewegen und die Parameter beim Prozess präzise einhalten [189].

E.6.6 Gegenüberstellung von Kohleverflüssigung und Erdölverarbeitung

Mit folgender Tabelle E.6.1 werden die beiden Verfahren zur Kohleverflüssigung und zur Erdölverarbeitung miteinander verglichen.

Tabelle E.6.1 Gegenüberstellung von Kohleverflüssigung und Erdölverarbeitung

	Kohleverflüssigung	Erdölverarbeitung
Materialeinsatz	<ul style="list-style-type: none"> • einen wesentlich höherer Materialeinsatz bezogen auf die fertigen Produktmenge (0,2-0,5), (bis auf die 5-fache Rohkohlemenge) • große Mengen an H₂ müssen verfügbar sein • hohe Energieverluste 	<ul style="list-style-type: none"> • durch hohe Energiedichte und hohe Energieeffizienz ist geringerer Materialeinsatz erforderlich • Erdöl ist ein wirkungsvollerer Brennstoff als Kohle und • besitzt weniger Heteroatome
Umwelteinfluss	<ul style="list-style-type: none"> • Treibhausgase • CO₂-Ausstoß sowohl während der Herstellung als auch bei der Verbrennung der Produkte • phenolische Verbindungen, die im Prozesswasser anfallen • Bei Tagebau: Inanspruchnahme von Flächen, später Rehabilitation und Sicherung erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> • CO₂-Ausstoß bei der Verbrennung • Umwelt wird überwiegend durch Folgen der Förderung beeinträchtigt. • Erdöl verbrennt sauberer als Kohle • langjährige Erfahrungen mit der Technologie in vielen Ländern
Prozessbedingung	<ul style="list-style-type: none"> • schwere Handhabung • hohe Anforderungen an die Konstruktionswerkstoffe und Ausrüstung • Raffination erfordert erheblichen Aufwand • hohe Drücke von 200-300 bar 	<ul style="list-style-type: none"> • leichtere Handhabung • Druck von 1-15 bar (Ausnahme: Hydrocracken mit 35-150 bar)
Wirtschaftlichkeit	<ul style="list-style-type: none"> • hohe Anlagekosten, bedingt durch das Reaktionssystem • hohe Verarbeitungskosten 	<ul style="list-style-type: none"> • geringerer Aufwand für Anlageninvestition • niedrigere Verarbeitungskosten • geringerer Materialeinsatz

Fazit: Die Kohleverflüssigung wird bei weiter steigenden Erdölpreisen verstärkt in den Fokus des Interesses rücken. Für Länder mit hohem Energiebedarf, die über preiswerte Kohle und über nur geringe eigene Erdölmengen (z.B. China) verfügen, ist diese Technologie bereits heute von Interesse. Über die Rentabilitätsschwelle der Kohleverflüssigung sind in den Quellen unterschiedliche Zahlen zu finden. Laut *Paschotta* [133] wird z.B. die Kohleverflüssigung mit Ölpreisen von mehr als 100 USD/bbl wieder wirtschaftlich interessant. Nach anderen Quellen rentiert sich die

Kohleverflüssigung ab einem durchschnittlichen Ölpreis von etwa 68 USD/bbl [188]. Paschotta behauptet auch, dass in Zeiten mit preisgünstigem Erdöl die Kohleverflüssigung auch nicht wirtschaftlich ist, selbst wenn die Kohle preisgünstig zur Verfügung steht. Laut *Krumsdorf* [105] wird das Verfahren zur Kohleverflüssigung ein relevanter Prozess für das Nach-Erdölzeitalter sein. Das setzt jedoch voraus, dass die Schwachstellen des Verfahrens, besonders die damit verbundenen Umweltprobleme, gelöst werden.

Weber stellt fest [169]: "[...] Erdöl ist nicht nur der heute meist verbrauchte Energierohstoff, sondern auch ein überaus praktischer (mit einem Hauptgrund, weshalb er sich durchgesetzt hat): beliebig lager- und leicht transportierbar, von hoher Energiedichte und bei einigermaßen sorgsamem Umgang auch ungefährlich. So rundherum praktisch wie Erdöl wäre keiner jener Energieträger, die als Erdöl-Nachfolger theoretisch in Frage kommen und im Gespräch sind, wie Flüssigkohle, Produkte der Kohlevergasung, Aluminium (das sich auch als Brennstoff verwenden lässt), elektrischer Strom und eben Wasserstoff.“

Teil F: Zusammenfassende Schlussfolgerungen und weiterer Handlungsbedarf

F.1 Zusammenfassende Schlussfolgerungen

Die Mongolei ist ein Land mit großem mineralischem Rohstoffpotential, darunter auch Erdöl. Die Wirtschaft der Mongolei ist vom Rohstoffsektor dominiert und hat bisher kaum eine nennenswerte Wertschöpfungskette auf dem Bergbau-/Erdölsektor aufgebaut.

In Bezug auf die Mineralölprodukte ist die Mongolei zurzeit völlig importabhängig und dies nicht nur von einem Land, sondern sogar von einem einzigen Erdölkonzern. Die enorme Importabhängigkeit und der Preisanstieg der Mineralölprodukte haben negative Auswirkungen auf die Entwicklung des Landes.

Im Zusammenhang mit den expandierenden Bergbauaktivitäten und der Urbanisierung steigt der Treibstoffverbrauch ständig. Laut Prognose der Agentur für Erdöl der Mongolei (PAM) wird der Bedarf an Mineralölprodukten weiterhin jährlich um mehr als 10% steigen.

Die aktuelle Entwicklung der Erdölaktivitäten in der Mongolei bietet allerdings die Möglichkeit, über den Aufbau einer eigenen Erdölverarbeitungsindustrie, basierend auf eigenen Ressourcen, nachzudenken.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Frage untersucht, ob die inländische Veredelung eigener Ölressourcen für die Mongolei zielführend ist.

Für die Prüfung der Relevanz und Rentabilität einer Erdölverarbeitungsindustrie, basierend auf eigenem Rohöl, mussten sowohl die technische als auch die wirtschaftliche Machbarkeit untersucht werden. Hierzu wurde als erstes eine Erdölraffinerie in ihrer Gesamtheit kompakt dargelegt - von den Verfahren der Rohölverarbeitung über erforderliche Hilfs- und Nebenanlagen bis hin zur Ökonomie des Raffineriebetriebs. Die wichtigsten Faktoren für die Planung einer völlig neuen erdölverarbeitenden Industrie für eine Volkswirtschaft wurden hier ebenfalls erörtert. Dies umfasst die Charakterisierung der zu verarbeitenden Rohöle, Marktuntersuchungen, Anforderungen an die Kraftstoffe, Fragen zur Auswahl des Raffinerie-Standorts, Transport von Rohöl und Mineralölprodukten, weitere wirtschaftliche Aspekte und Umweltauflagen.

Für die Einschätzung der technisch-wirtschaftlichen Machbarkeit für eine mögliche Erdölverarbeitungsanlage wurden die oben genannten Faktoren dann speziell anhand der Gegebenheiten in der Mongolei reflektierend angewandt.

Aufbauend auf den Ausführungen zu den Grundlagen wurden drei unterschiedliche Varianten einer groben Anlagen-Konfiguration für eine Raffinerie zur Verarbeitung des mongolischen Rohöls Tamsag erarbeitet. Nach den vorliegenden Daten führt das Tamsag-Öl zu ähnlichen Ausbeuten an leichten Produkten wie die von anderen marktgängigen Rohölsorten. Es ist durch einen geringeren Schwefelgehalt als die Brentölsorten und eine vergleichbare Dichte wie bei Qualitätsölsorten gekennzeichnet.

Die Raffinerie-Konzepte wurden entsprechend der jeweiligen gewählten Produktorientierung, hinsichtlich ihrer technologischen und wirtschaftlichen Anforderungen dargestellt.

Ausgehend aus den Annahmen, dass die Lebensdauer einer Raffinerie ca. 40 Jahre beträgt und der Verbrauch an Mineralölprodukten der Mongolei jährlich um etwa 10% steigt, wäre eine Raffinerie mit einer Kapazität von 3 Mio. t/a zu planen (laut PAM: Bedarfsprognose an Mineralölprodukten 2020 über 2 Mio. t)

Es wurden folgende drei Varianten für eine grobe Anlagen-Konfiguration einer Raffinerie erarbeitet:

- Variante 1: Erzeugung der maximalen Menge an Dieselkraftstoff
- Variante 2: Erzeugung der maximalen Menge an Benzin
- Variante 3: Minimaler Investitionsaufwand

Die Varianten unterscheiden sich im Wesentlichen hinsichtlich des Weges der tieferen Verarbeitung. Für jede Variante wurde ein Block-Schema mit einer vorläufigen Massenbilanz erarbeitet und die erforderliche Kapazität der einzelnen Anlagen ermittelt sowie eine grobe Einschätzung der Investitionskosten für die jeweiligen ISBL-Anlagen durchgeführt.

Bei der Variante 1 mit tieferer Spaltung mittels einer HC-Anlage ist der Kraftstoffanteil (Benzin und Dieselkraftstoff) mit 79% am größten. Insbesondere fällt Dieselkraftstoff (1,8 Mio. t) in außerordentlich großen Mengen an.

Aus der Variante 2 mit FCC fallen erheblich mehr Motorenbenzin (0,95 Mio. t) und Flüssiggase (0,15 Mio. t) an. Der Kraftstoffanteil beträgt 72%. Hier ist aber die

derzeitige Struktur und Prognose des Kraftstoffbedarfs in der Mongolei zu beachten, die davon ausgeht, dass der Verbrauch an Dieselmotorenkraftstoff doppelt so hoch ist wie der Motorenbenzin. Der Verbrauch der Flüssiggase in der Mongolei steigt zwar, aber mengenmäßig noch sehr gering. Derzeitiger Bedarf entspricht etwa 10% der bei der Variante 2 anfallenden Flüssiggasmenge.

Aus der Ausbeutestruktur der Variante 3 ist ersichtlich, dass das Verhältnis der Kraftstoffprodukte der derzeitigen Bedarfsstruktur insofern entspricht, aber eine bedeutende Menge an schweren Heizöl von 0,52 Mio. t anfällt, über dessen potentiellen Bedarf noch keine Informationen zur Verfügung stehen.

Um die Ertrags- und Finanzkraft eines in dieser Arbeit konzipierten Raffineriebetriebs sowie die Amortisationszeit, auch Payback period genannt, zu ermitteln, wurde anhand grober Abschätzungen zu den Jahreskosten und zur Massenbilanz der jeweiligen Raffineriekonzepte eine überschlägige Cashflow-Rechnung durchgeführt.

Die Anlageinvestition für Variante 1 ist am höchsten, beträgt 521 Mio. USD und für Variante 3 am niedrigsten mit 350 Mio. USD. Aus der Cashflow-Rechnung für eine Periode ist ersichtlich, dass die Größen "Zahlungswirksame Erträge" und "Rohstoffkosten" beim Cashflow-Überschuss bedeutenderen Einfluss haben.

Die Cashflow-Rechnung zeigt, dass der einheimische Raffineriebetrieb mit der vorgesehenen Kapazität sehr ertragsreich sein (hohe Finanz- und Ertragskraft) wird und einen signifikanten Return-On-Investment (ROI) bzw. Payback period von unter 3 Jahren erreichen kann. Dieser würde einen beträchtlichen Zuwachs von Staatseinnahmen bedeuten. Allein durch Steuern (u.a. Gewerbesteuer) könnten die Staatseinnahmen jährlich um mindestens 300 Mio. USD gesteigert werden. Im Fall eines staatlichen Mehrheitsanteils von etwa 51% an der Raffinerie könnte diese Summe mehr als verdoppelt werden, was 13% der Staatsausgaben des Haushaltsjahres 2012 entsprechen würde (6.310 Mrd. MNT oder 4,6 Mrd. USD [192]).

Zur Bewertung der Wertschöpfung sind die betriebswirtschaftlichen Meßgrößen, wie NPV und statischer, dynamischer IRR, statische und dynamische Payback period, etc. nicht entscheidend, sondern die volkswirtschaftliche Meßgrößen, wie Inlandsprodukt (inkl. Steuern), die Brutto-Inlandswertschöpfung (Inlandsprodukt (inkl. Steuern) abzgl. zugekaufter Materialien), die Investitionen (Summe der Investitionskosten ohne Zinsen), die Netto-Inlandswertschöpfung (Brutto-Inlandswertschöpfung abzgl.

Investitionen), die getätigten Transferkosten (Löhne, Dividenden, Zinsen etc. - also alle Kosten, die an Empfänger im Ausland gehen) und die daraus resultierende Netto-Nationale Wertschöpfung (Löhne, Steuern, Dividenden, Zinsen) spielen wichtige Rolle.

Ein wichtiger Aspekt ist der Transport des Rohöls und der Mineralölprodukte im Zusammenhang mit der Standortwahl. Aus den vergleichenden Untersuchungen ergibt sich, dass die Pipelines hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Versorgungs- und Verkehrssicherheit und Umweltfreundlichkeit als Massentransportmittel für Rohöl (bedingt durch zu fördernden Rohölmenge) in der Mongolei am geeignetsten sind.

Aus logistischen Gründen wurden drei mögliche Ortschaften entlang der Eisenbahnstrecke alternative zu Standorte (Choir, Baganuur und Sainshand) in Betracht gezogen.

Die Sensibilitätsanalyse für das Verhalten von CFÜ weist aus, dass eine heimische Kraftstoffproduktion die Chance eröffnet, die Treibstoffpreise an den Tankstellen (im Fall gezielter Maßnahmen) bedeutend reduzieren zu können. Damit wäre die Möglichkeit gegeben, dämpfend auf inflationäre Effekte einwirken zu können und somit auch die Wettbewerbsfähigkeit des Landes zu verbessern.

Mit einer intakten inländischen Erdölindustrie würde eine bedeutende Quelle für die Weiterentwicklung der Gesellschaft durch Investitionen und Subventionen in andere Sektoren (Gesundheitswesen, Bildung, Forschung, Umweltschutz, Sozialhilfe/soziale Sicherheit usw.) entstehen.

Die Erdölverarbeitungsindustrie würde für die Mongolei einen neuen Wirtschaftszweig darstellen, der mit den anderen Branchen, die mit ihm verknüpft sind, einen wichtigen Beitrag zur Arbeitsplatzbeschaffung leistet. Dies würde begleitet mit der Einführung neuer Technologien, neuer Geschäftsfelder, neuer Infrastruktur etc.

Zu bedenken ist, dass Raffineriekapazitäten sich nicht nur am Inlandsbedarf orientieren sollten: Die Mongolei könnte sich darüber hinaus durch Export von Erdöl und Mineralölprodukten auch auf dem internationalen Markt etablieren.

Es lässt sich zusammenfassen, dass eine solche Anlage neue Möglichkeiten wirtschaftlicher Entwicklung für die Mongolei eröffnet und die wirtschaftliche Unabhängigkeit stärken würde.

Auf Basis der Untersuchungen der technischen Machbarkeit und wirtschaftlichen Rentabilität wird das Primärziel der Arbeit geprüft. Es ist die Frage zu beantworten, ob der Aufbau einer Erdölverarbeitungsanlage auf der Grundlage der existierenden Erdölreserven in der Mongolei zielführend ist. Dabei wurden drei Optionen (Alternativen) zur Versorgung der Mongolei mit Mineralölprodukten anhand einer Bewertungsmethode gegenübergestellt, um herauszufinden, welche Alternative am sinnvollsten ist bzw. den größten Nutzen bietet:

- Versorgung durch Importprodukte (gegenwärtige Situation)
- Versorgung durch Erdölverarbeitung mit importiertem Rohöl
- Versorgung durch Erdölverarbeitung mit einheimischem Rohöl

Für die Untersuchung wurde die Nutzwertanalyse, ein gesamtwirtschaftliches Bewertungsverfahren angewendet. Die Ergebnisse der Bewertungen der Alternativen ergibt, dass alle wichtigen gesamtwirtschaftlichen Zielkriterien (Wertschöpfung, Arbeitsplatzbeschaffung, Diversifizierung der Wirtschaft, Steigerung der Staatseinnahmen etc.) für die Option der Versorgung durch Erdölverarbeitung mit einheimischem Rohöl sprechen.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden auch wirtschaftspolitische Aspekte und die Rolle des Staates in der Wirtschaft in Bezug auf die sinnvolle Nutzung einheimischer Ressourcen, insbesondere Erdöl, kurz behandelt. Für ein Land wie die Mongolei, deren Bedarf an Kraftstoffen durch einen einzigen Raffineriebetrieb mittlerer Größe gedeckt werden kann, sollte der Staat aus strategischen und wettbewerblichen Gründen an einem solchen Projekt einen Mehrheitsanteil besitzen. Raffinerien kleinerer Größe sind wirtschaftlich unrentabler; der Einsatz von Konversionsanlagen ist hier nur beschränkt möglich. Dennoch sind speziell für die Mongolei, einfach aus Redundanz-Gründen, kleinere Raffinerien nicht ganz auszuschließen.

Aus dem Erfolgsbeispiel für den Ressourcenumgang Norwegens ist *Löffler* [108] zu entnehmen: "Dass die Norweger überhaupt vom Ölboom profitieren, liegt an einer gezielt gesteuerten Ölpolitik. Nationale Interessen haben Vorrang vor einem freien Spiel des Marktes".

Letztendlich ist es eine Entscheidung der mongolischen Regierung, ob die Erdölverarbeitung mit einheimischem Rohöl im Interesse der nationalen Energieversorgung liegt, ob diese Anlage ökonomisch vertretbar ist und, ob der Staat

auf diesem strategisch wichtigen Wirtschaftssektor als wirtschaftlicher Akteur mitspielen wird.

Die Mongolei verfügt über extensive Kohlevorkommen. Daraus resultiert natürlich die Frage der Relevanz der Technologie der Kohleverflüssigung zur Versorgung mit Mineralölprodukten.

Aus den eigenen Untersuchungen und vergleichenden Beurteilungen ergibt sich, dass eine Einführung des Verfahrens der Kohleverflüssigung in der Mongolei nach den wichtigsten Aspekten (Materialeinsatz, Prozessbedingungen, Umwelteinfluss und Wirtschaftlichkeit) noch nicht sinnvoll scheint. Selbst die Verfahrenstechniker und Chemie-Ingenieure aus den Ländern mit hochentwickelten Technologien bestätigen die Unreife bzw. Schwachstellen des Verfahrens und deren Innovationsbedürftigkeit. Dies ist weiterhin vor den sich jetzt abzeichnenden mongolischen Ölreserven zu sehen. Wenn diese nicht vorhanden wären, würde sich die Frage zur Kohleverflüssigung oder anderer vergleichbarer Verfahren noch anders stellen.

F.2 Weiterer Handlungsbedarf

1. Vorbereitung der Fachkräfte

Um in der Zukunft die Ausbeutung der einheimischen Erdölressourcen autark bewerkstelligen und deren Verarbeitung selbständig handhaben zu können, muss das Land über einheimische, kompetente Ingenieure und technische Fachkräfte verfügen, die den Herausforderungen bei der Erschließung neuer Ölfelder und der Ölverarbeitung gewachsen sind. Daher muss eines der vornehmsten Ziele die Ausbildung und Förderung fähiger Arbeitskräfte sein.

Für den Aufbau einer Erdölverarbeitungsindustrie in der Mongolei werden qualifizierte Fachkräfte (Verfahrenstechniker, Chemieingenieure, Chemikant, Industriemechaniker, Elektroniker für Automatisierungstechnik) dringend benötigt. Da die Mongolei derzeit weder ausreichend Know-how noch genügend Fachpersonal besitzt, müssen am Anfang (zum Teil) für eine Raffinerie ausländische Fachkräfte angeworben werden.

In der Zeit bis zur Errichtung der Raffinerie können nach Erstellung eines gezielten Plans die bereits vorhandenen Hochschulabsolventen an den in- und ausländischen Universitäten und integrierten Unternehmen weiter- und neue Studenten an relevanten Universitäten ausgebildet werden.

2. Rohstoffsicherung

Die aufgezeigten Defizite in Technologie und Fachwissen, sowie unzureichende Entwicklung im Upstream Sektor beeinflussen zurzeit die Rohstoffsicherung für eine heimische Erdölverarbeitungsindustrie negativ.

Folgende Maßnahmen können ergriffen werden:

- Bereitstellung qualifizierter Fachkräfte zur wirtschaftlichen Bewertung der Lagerstätten, insbesondere auf die Reserveneinschätzung und -kalkulation der Ölfelder,
- Prüfung der Reservenangaben und -kalkulationen der Kontraktor-Unternehmen durch unabhängige Experten,
- Für eine genauere Anlagen-Konfiguration zur Auslegung einer Raffinerie wird ein vollständiger Crude Assay der Einsatzrohöl erforderlich. Die Rohöl müssen einer umfangreichen und auf Fehler geprüften Laboruntersuchung unterzogen werden.

3. Ausarbeitung eines Regulierungssystems

Für den Aufbau einer einheimischen Erdölverarbeitungsindustrie werden zahlreiche gesetzliche Vorschriften, Regelungen und Richtlinien sowie Normen und Standards benötigt. Das gesamte Regulierungssystem des Midstream- und Downstreambereichs der Erdölindustrie muss ausgearbeitet werden.

4. Verbesserung der Institutionalisierung und des Managementsystems

Es muss untersucht werden, welche Institutionalisierung für die Erdölpolitik der Mongolei am besten geeignet ist, die zur gesamtwirtschaftlichen Entwicklung erfolgreich beitragen kann. Für diesen Zweck könnte am Beispiel Norwegens und anderer Länder geprüft werden, ob der Aufbau eines staatseigenen Erdölunternehmens (umfasst sowohl Upstream, als auch Downstream) zielführend ist, das einerseits Regulierungs- und Kontrollmöglichkeit anbietet, andererseits zusätzliche finanzielle Gewinne für den Staat sichert. Ein funktionierendes staatseigenes Unternehmen (oder mit Staatsbeteiligung) kann dem wirtschaftlichen Wachstum des Landes, der Verbesserung des Lebensstandards und der gerechten Verteilung des Einkommens aus Naturressourcen dienen. Voraussetzung ist, wie schon angedeutet, auch ein hochprofessionelles Management.

5. Erforderliche kurzfristige Vorgehensweise für den Aufbau einer Raffinerie:

- Präzise Definition der Unternehmensphilosophie und des Unternehmungszwecks,
- Festlegung der Zuständigkeit für den Aufbau einer Erdölverarbeitungsindustrie,
- Erstellung von vollständigen Crude Assays der relevanten Rohöle,
- Rohstoffsicherungsmaßnahmen (Überprüfung der Verträge und zusätzlichen Vereinbarungen mit den Kontraktor-Unternehmen über die Öllieferung),
- Detaillierte Marktanalyse für die Mineralölprodukte,
- Vertiefung des Raffinerie-Konzepts auf der Basis eines Linearprogramms (LP) mit Wirtschaftlichkeitsberechnungen,
- Fixierung eines Konzeptes mit einer Werkslageplanung,
- Beginn mit dem Aufbau der Infrastruktur für Rohöl und Rohmaterialien,
- Ausschreibung eines Pre-Basic Engineering mit dem Ziel der Auswahl von Lizenzgebern,
- Ausschreibung eines Basic Engineering mit Einbeziehung der Lizenzgeber,
- Ausschreibung des Detail Engineering, mit Bau, Montage und IBN (Inbetriebnahme der Anlage) und
- Erstellung einer HAZOP-Studie (Hazard and Operability-Study), auch PAAG-Verfahren genannt (Prognose, Auffinden von Ursachen, Abschätzen der Auswirkungen, Gegenmaßnahmen). Dies ist ein Verfahren der Sicherheitstechnik und dient der Untersuchung der Sicherheit von technischen Anlagen.

Diese und andere Aufgaben sind, sortiert nach der bekannten unternehmerischen Entscheidungs-Hierarchie:

Ziele

Strategien und

Maßnahmen,

durchdacht festzulegen und in Angriff zu nehmen.

Literaturverzeichnis

- 1 Abdolvand, B. & Liesener, M. (2009): Was treibt den Ölpreis, Horizonte 21: Umwelt, Energie, Sicherheit, Bd. 1, (ffu, Universität Potsdam, WeltTrends), Universitätsverlag, Potsdam.
- 2 Agentur für Petroleum der Mongolei. (2006): "Petroleum exploration and production activities in Mongolia", Informationsbroshüre, Ulaanbaatar.
- 3 Agentur für Petroleum der Mongolei. (2011): Jahresbericht, Ulaanbaatar.
- 4 Agentur für Petroleum der Mongolei. (2010): Current Situation of Petroleum sector, Presentation, Ulaanbaatar.
- 5 Agentur für Petroleum der Mongolei. (2011): Prognose der Erdölproduktion in der Mongolei, Ulaanbaatar.
- 6 Agentur für Petroleum der Mongolei. (2002): Gesamtbericht der Erdölaktivitäten 1991-2002, Ulaanbaatar, Ulaanbaatar.
- 7 Agentur für Petroleum der Mongolei. (2011): Versorgung mit Mineralölprodukten, Präsentation, Ulaanbaatar.
- 8 Agentur für Petroleum der Mongolei. (2011, 2012 und 2013): „freundliche, persönliche Mitteilung zu internen Daten“, Ulaanbaatar.
- 9 Agentur für Standardisierung und Messwesen der Mongolei: Standards der Mongolei MNS 217: 2006 / MNS 216: 2006, Ulaanbaatar.
- 10 Agvaandorj, S. (1999): Demokratisierungschancen in der Mongolei, Dissertation, Tectum Verlag, Marburg.
- 11 Allendorf, H. (2007): Erdölpolitik in Norwegen: Vorbild für den Umgang mit Ölreichtum? Dirk Koentopp Verlag, Osnabrück.
- 12 Altmann, J. (2003): Volkswirtschaftslehre: einführende Theorie mit praktischen Bezügen, 6. Aufl., Lucius & Lucius Verlag, Stuttgart.
- 13 Altmann, J. (2007): Wirtschaftspolitik: Eine praxisorientierte Einführung, 8. Aufl., Lucius & Lucius Verlag, Stuttgart.
- 14 Andree, Ulrich F.H. (2011): Wirtschaftlichkeitsanalyse öffentlicher Investitionsprojekte: Investitionen sicher und zuverlässig planen, Haufe-Lexware, Freiburg im Breisgau.
- 15 Arab-german Chamber of Commerce and Industry e.V. (2010): Länderprofil Katar. Online verfügbar unter: http://www.ghorfa.de/fileadmin/inhalte/laenderprofile/ueberblick_Katar.pdf, zuletzt geprüft am 18.03.2013.
- 16 Aral Forschung: Raffinerie Verfahren: Das katalytische Cracken. Online verfügbar unter: <http://www.aral.de/aral/sectiongenericarticle.do?categoryId=4000017&contentId=56242>, zuletzt geprüft am 19.03.2013.

- 17 Arnold, T. & Class, H. (2008): Kohleverflüssigung: Comeback eines abgeschriebenen Energieträgers, Anwendungsberichte, in R. Stahl: Ex-Zeitschrift. Waldenburg.
- 18 Barthel, H. (1988): Mongolei – Land zwischen Taiga und Wüste, 2. Aufl., Hack Verlag, Gotha.
- 19 BAKS, Bundesakademie für Sicherheitspolitik, Energiesicherheit 2050, (2008): – Eine ressortübergreifende Herausforderung, Seminar für Sicherheitspolitik. Online verfügbar unter: http://www.baks.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/SueA/SueA2008.pdf?__blob=publicationFile, zuletzt geprüft am 18.03.2013.
- 20 Battushig, A. (2000): Wirtschaftliche Transformation in der Mongolei, Dissertation, Utz Verlag, München.
- 21 Bensberg, F. (2012): in Enzyklopädie der Wirtschaftsinformatik, Online-Lexikon (Hrsg.: Karl, K., Becker, J., Gronau, N., Sinz, E. & Suhl, L). Verfügbar unter: <http://www.enzyklopaedie-der-wirtschaftsinformatik.de/wi-enzyklopaedie/lexikon/is-management/Management-von-Anwendungssystemen/Beschaffung-von-Anwendungssoftware/Nutzwertanalyse>
- 22 Birkler, John L., Micklish, William. H. & Merrow, Edward. W. (1987): RAND Corporation, The Relative Cost Factor: A method of comparing petroleum refinery investment, Santa Monica, California.
- 23 Blohm, H., Lüder, K., & Schaefer, C. (1991): Investition, 7. Aufl. Vahlen Verlag, München.
- 24 B. Erdenebat. (2010): Ressourcenfluch und die Mongolei, Präsentation.
- 25 BP (2010): Plutonio: Crude Oi from Angola, Broschüre. Online verfügbar unter: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/bp_crudes/bp_crudes_global/STAGING/local_assets/downloads_pdfs/Plutonio_marketing_brochure_2010.pdf, zuletzt geprüft 05.09.2012.
- 26 BP Gelsenkirchen GmbH. (2011): Geprüfter Standortbericht 2010.
- 27 Braess H.-H. & Seiffert, U. (2005): Handbuch Kraftfahrzeugtechnik (ATZ/MTZ-Fachbuch), Vieweg & Sohn Verlag, Wiesbadaen.
- 28 Bräuninger, M., Leschus, L. & Matthies, K. (2010): Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Raffineriesektors in Deutschland, HWWI - Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut, Policy Report Nr. 14 des HWWI-Kompetenzbereiches, Wirtschaftliche Trends.
- 29 Browne, C. & Saito, K. (1996): Mongolia, IMF Economic Reviews 1996 No 1, IMF, Washington.
- 30 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, BGR. (2009): Energierohstoffe 2009: Reserven, Ressourcen, Verfügbarkeit – Erdöl, Erdgas, Kohle, Kernbrennstoffe, Geothermische Energie – Studie, Hannover.

- 31 Bundesverband mittelständische Wirtschaft, BVMW, Unternehmerverband Deutschlands e.V. (2012): Das "Sainshand Industriepark" - Projekt in der Mongolei. Publikation.
- 32 Burghardt, M. (2006): Projektmanagement: Leitfaden für die Planung, Überwachung und Steuerung von Entwicklungsprojekten; 7. Aufl., Publicis Corporate Publishing Verlag, Erlangen.
- 33 Butterwegge, C., Lösch, B. & Ptak, R. (2008): Kritik des Neoliberalismus, 2. Aufl., VS Verlag, Wiesbaden.
- 34 Chavaul, A., Fournier, G., & Raimbault C. (2003): Manual of Process Economic Evaluation, IFP – Publications, Editions Technip.
- 35 Chemische Energieforschung, Koordinierungskreis der Chemieorganisationen (2009): Energieversorgung der Zukunft – der Beitrag der Chemie -, eine quantitative Potentialanalyse, Positionspapier. Mülheim/Ruhr.
- 36 Ch. Khurelbaatar. (2010): 20 Jahre demokratische Entwicklung und in den künftigen 20 Jahren, Präsentation.
- 37 Ch. Khashchuluun. (2011): Development Policies of Mongolia: Incorporating mining as a growth engine, National Development an Innovation Commission, Government Agency of Mongolia.
- 38 Ch. Dashdavaa & Kozlov, V. P. (1996): Komintern ba Mongol: barimtyн emkhetgel, Mongol Ulsyn Arkhivyn Khereg Erkhlekh Gazar, Gosudarstvennaiya arkhivnaiya sluzhba Rossiiskoi Federatsii.
- 39 City Population (2013): The Principal Agglomerations of the World. Online verfügbar unter: <http://www.citypopulation.de/world/Agglomerations.html>, zuletzt geprüft am 22.03.2013.
- 40 Czada, R. & Lütz, S. (2000): Die politische Konstitution von Märkten, Westdeutscher Verlag, Wiesbaden. Online verfügbar unter: http://www.academia.edu/2179855/Die_politische_Konstitution_von_Markten, zuletzt geprüft am 05.01.2013.
- 41 D. Lkhagvadorj & P. Khohoo (2010): Hydrogeophysik, Ulaanbaatar.
- 42 Das Wirtschaftslexikon: Wertschöpfung. Online verfügbar unter: <http://www.daswirtschaftslexikon.com/d/wertschöpfung/wertschöpfung.htm>, zuletzt geprüft am 07.01.2012.
- 43 Dendev, B., Zilinskas, R. A. & Balint, P. J. (2003): Mongolia Today: Science, Cultur, Environment and Development (Central Asian Studies), Routledge Curzan Verlag.
- 44 DEinternational, AHK Deutsche Auslandshandelskammer, Delegation der Deutschen Wirtschaft in Saudi-Arabien, (GESALO), Saudi-Arabien Newsletter vom 07/2011. Online verfügbar unter: http://saudiarabien.ahk.de/uploads/media/Newsletter_July2011.pdf, zuletzt geprüft am 19.03.2013.
- 45 Deutsche BP AG. (2008): Erdöl bewegt die Welt - Von der Quelle bis zum Verbraucher, Broschüre.

- 46 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). (2011): Ungeliebt, aber unentbehrlich. Bedarf und Produktion von Mineralöl im künftigen Energiemix, Publikation.
- 47 Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (2006-1): Tagungsbericht, Autorenmanuskripte.
- 48 Dittmeyer, R., Keim, W., Kreysa, G & Oberholz, A. (2005): Winnacker-Küchler: Chemische Technik: Prozesse und Produkte. Bd. 4: Energieträger, Organische Grundstoffe, 5. Aufl., WILEY-VCH Verlag GmbH, Weinheim.
- 49 Dolinski, U. (1979): Untersuchung zu Fragen regional unterschiedlicher Energiepreise in der Bundesrepublik Deutschland, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Beiträge zur Strukturforchung, Heft 52, Duncker & Humblot, Berlin.
- 50 Dörmer, W. (2010): Kraftstoffe für den Straßenverkehr - Teil 1, Wochenschau, Deutsche Gesellschaft für Chemiker (DGCh).
- 51 Dreesmann, G. (2000): Beschaffungsoptimierung eines Erdölraffineriebetriebes unter Berücksichtigung von Risiken, Dissertation, Hamburg.
- 52 Drews, G. & Hillebrand, N. (2007): Lexikon der Projektmanagement-Methoden, 2. Aufl., Rudolf Haufe Verlag, München.
- 53 Dumaa, S. (2003): Amidral bodol, Ulaanbaatar.
- 54 Ecker, A. & Winter, B. (2000): Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie, Monographien Band 119, Umweltbundesamt, Wien.
- 55 EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH. (2012): Strukturvarianten für eine mongolische Erdöl-Raffinerie, Interner Bericht, Leipzig.
- 56 EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH. (2012): "interne Unterlagen", Leipzig.
- 57 Ehlers, K. (2006): Die Zukunft der Jurte: Kulturkampf in der Mongolei?, Mankau Verlag, Murnau.
- 58 Ehlers, K. (2002): Die Zukunft der Mongolei: zwischen Traditionen und Reformen, Artikel in Eurasisches Magazin von 20.12.2002. Online verfügbar unter: <http://www.eurasischesmagazin.de/artikel/Die-Zukunft-der-Mongolei-zwischen-Traditionen-und-Reformen/812>, zuletzt geprüft am 19.12.2012.
- 59 Energy Intelligence Research. (2001, 2007): *Top 100: Ranking the World's Oil Companies*, 2001 and 2007 editions.
- 60 Erdmann, G. & Zweifel, P. (2010): Energieökonomik: Theorie und Anwendung, 2. Aufl., Springer Verlag, Heidelberg
- 61 Erdöl Erdgas Kohle, 113, Jg. 1997, Heft 11, Urban Verlag, Hamburg/Wien.

- 62 ExxonMobil: Mineralölverarbeitung, Broschüre. Online verfügbar unter: http://www.exxonmobil.com/Germany-German/PA/Files/news_broschueren_mineraloelverarbeitung.pdf, zuletzt geprüft am 25.03.2012.
- 63 Fahim, A., Mohamed, Al-Sahhaf, A.Taher & Elkilani, A. (2010): Fundamentals of Petroleum Refining, Elsevier Verlag, Amsterdam.
- 64 Favennec, J.-P. (2001): Petroleum Refining, Vol. 5: Refinery Operation and Management (Publication IFP), Editions Technip, Paris.
- 65 Felderer, B. & Homburg, St. (2005): Makroökonomik und neue Makroökonomik, 9. Aufl., Springer Verlag, Berlin u.a.
- 66 Festel, G., Söllner, F. & Bamelis, P. (2001): Volkswirtschaftslehre für Chemiker: Eine praxisorientierte Einführung, Springer Verlag, Berlin u.a.
- 67 Financial Times Deutschland (2010): Deutscher Energiemarkt - Verstaatlichung ist wieder in Artikel vom 07.12.2010. Online verfügbar unter: <http://www.ftd.de/unternehmen/handel-dienstleister/:deutscher-energiemarkt-verstaatlichung-ist-wieder-in/50202662.html>, zuletzt geprüft am 05.09.2012.
- 68 FOCUS Magazin, Nr. 39, (2008): Brennpunkt Raffinerien. Online verfügbar: http://www.focus.de/wissen/natur/brennpunkt-raffinerien_aid_334731.html, zuletzt geprüft am 05.02.2013.
- 69 Forschungsverband Ost- und Südosteuropa, forost, Nr. 17. (2003): Wandel und Kontinuität in den Transformationsländern Ost- und Südosteuropas, Ergebnisbericht, München.
- 70 Friedrich Ebert Stiftung, Politische Akademie, Bonner Dialog, vom 03.04.2008 „Die Rolle des Staates im 21. Jahrhunderts“. Online verfügbar: <http://library.fes.de/pdf-files/akademie/05702.pdf>, zuletzt geprüft am 01.03.2013.
- 71 Gambert, R. (2012 und 2113): „freundliche, persönliche Mitteilung zu internen Daten“, EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH., Leipzig.
- 72 Gary, J. H., Handwerk, G. E. & Kaiser, M. J. (2007): Petroleum Refining: Technology and Economics, 5th ed., CRC Press, Boca Raton.
- 73 Germany Trade and Invest – Gesellschaft für Außenwirtschaft und Standortmarketing mbH, GTAI, Wirtschaftsentwicklung 2011 Kuwait, Artikel vom 15.08.2011
- 74 Gocht, W. (1983): Wirtschaftsgeologie und Rohstoffpolitik: Untersuchung, Erschließung, Bewertung, Verteilung und Nutzung mineralischer Rohstoffe, Springer Verlag, Berlin.
- 75 Goldhau, Andreas, (2013): Energiepolitik. Online verfügbar unter: <http://www.bpb.de/politik/wirtschaft/energiepolitik/152993/einleitung>, zuletzt geprüft am 18.03.2013.
- 76 Götze, U. (2008): Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben, 6. Aufl. Springer Verlag, Heidelberg.

- 77 Grunert, J. & Stolz, Ch. (2009): Mongolei, Exkursionsführer, Band1 – Ausarbeitungen zu den Referaten, Johannes Gutenberg-Universität Mainz – Geographisches Institut .
- 78 Grundkonzeptionen der Mineralölpolitik bis 2015 – Entwurf (2010)
- 79 Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut- HWWI, 2010, Michael Bräuninger, Leon Leschus, Klaus Mathies, „Die volkswirtschaftliche Bedeutung des Raffineriesektors in Deutschland“
- 80 Handels- und Industriekammer der Russischen Föderation: Neue Pipelines und Raffinerien in Russland verschaffen Anlagenbauern gute Aufträge, Artikel. <http://www.hik-russland.de/nachrichten/wirtschaft/neue-pipelines-und-raffinerien-in-russland-verschaffen-anlagenbauern-gute-auftraege-200802013123.html>, zuletzt geprüft am 05.03.2012.
- 81 Hanusch, H. (1994): Nutzen-Kosten-Analyse, 2. Aufl., Vahlen Verlag, München.
- 82 Hartwig, J. (2008): Die Vermarktung der Taiga: Zur Politischen Ökologie der Nutzung von Nicht-Holz-Waldprodukten in der Mongolei, Geographische Rundschau, Heft 12, Ausg. Dez. 2008.
- 83 Hegelheimer, A. (1969): Wirtschaftslenkung und Preisintervention, Volkswirtschaftliche Schriften, Heft 135. Duncker & Humblot Verlag, Berlin.
- 84 Hengsbach, S.J Friedhelm, Behnen J.& Emunds, B. (2002): Der IWF – Entwicklungshelfer oder Löschzugführer?, Impulse einer Fachkonferenz, Frankfurt am Main. Online verfügbar unter: http://www.sankt-georgen.de/nbi/fileadmin/redakteure/Dokumente/FAgsFs/FAgsF_36.pdf, zuletzt geprüft am 20.07.2013.
- 85 Herrmann, B. (2007): Strukturanpassungsprogramme-zur Politik des Internationalen Währungsfonds seit dem Ende des Systems von Bretton Woods, Hauptseminararbeit, Grin Verlag, München u.a.
- 86 Hydrocarbon Processing Magazine (2011): 2011 Refining Processes Handbook, Gulf Publishing Company.
- 87 Hirschberg, H. G. (1999): Handbuch Verfahrenstechnik und Anlagebau: Chemie, Technik und Wirtschaftlichkeit, 1. Aufl., Springer Verlag, Berlin u.a.
- 88 Huch, B., Behme, W. & Ohlendorf, T. (2004): Rechnungswesen - orientiertes Controlling: Ein Leitfaden für Studium und Praxis, 4. Aufl., Physica Verlag des Springer Verlags, Heidelberg.
- 89 Hüftle, M. (2006): Bewertungsverfahren: Entscheidungen in komplexen Systemen. Online verfügbar unter: <http://www.ivh.uni-hannover.de/optiv/Methoden/BewVerfa/index.htm?1>, zuletzt geprüft am 28.02.2013.

- 90 IFOK GmbH / Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (2012): Fossile Kraftstoffe, Diskussionspapier für den Fachdialog zur Erarbeitung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie vom 19.04.2012. Online verfügbar unter: <http://www.bmvbs.de/cae/servlet/contentblob/85058/publicationFile/60826/mks-diskussionspapier-faktenklaerung1-fossil.pdf>, zuletzt geprüft am 08.03.2013.
- 91 MAJLIS Spezial (2012/2013): Die Golfregion in Fokus. Online verfügbar unter: http://vae.ahk.de/fileadmin/ahk_vae/magazine/catalog_822014/catalog_822014/index.html#/22, zuletzt geprüft am 20.03.2013.
- 92 Infraconsult / Ingenieur- und Planungsbüro Bühlmann (2011): Variantenstudium zu Infrastrukturmassnahmen Verkehr, Grundlagenbericht für das Amt für Raumplanung und Amt für Verkehr und Tiefbau, Kanton Solothurn, Schweiz.
- 93 Institut himii nefii SO RAN: Povyschenie kachestva tejoylykh vysokoparafinystrykh neftey dlya polucheniya tovarnykh produktov (na primere neftey Mongolii)
- 94 Jeromin, G. (2006): Organische Chemie: Ein praxisbezogenes Lehrbuch, 2. Aufl., Harry Deutsch Verlag, Frankfurt.
- 95 Jones David S. J. & Pujadó P. R. (2006) Handbook of Petroleum Refining, 2006, Springer Verlag, The Netherlands.
- 96 Johnston, David & Johnston, Daniel (2006): Introduction To Oil Company Financial Analysis, PennWell Verlag, Tulsa, USA.
- 97 IDS Pipeline Automaten: Sichere und wirtschaftliche Lösungen, Broschüre. Ettlingen. Online verfügbar unter: http://www.ids.de/fileadmin/Produkte/Pipeline/flyer_pipeline_2011.pdf, zuletzt geprüft am 04.01.2013.
- 98 Kaiser M. J. & Gary J. H. (2007): Study updates refinery investment cost curve, Oil & Gas Journal, in April, 2007, Online verfügbar unter: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-105/issue-16/processing/study-updates-refinery-investment-cost-curves.html>
- 99 Kampe, A. (1997): Mongolei. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XII, BGR, Hannover.
- 100 Kapsa, K. (2010): Verfahren für die Systembewertung und Ableitung der Optimierungspotentiale für Entsorgungssysteme am Beispiel eines polnischen Zweckverbandes, Dissertation, Berlin.
- 101 Knapp, F. D. (1997): Kosten und Nutzen der Mobilität: Probleme bei der Messung der Wirkungen von Errichtung und Nutzung der Verkehrsinfrastruktur. Online verfügbar unter: <http://www.statistik.wiso.uni-erlangen.de/forschung/d0017.pdf>, zuletzt geprüft am 27.01.2013.
- 102 Keller, J., Wirtschaftshandbuch Asien-Pazifik 2010/2011, OAV, German Asia-Pacific Business Association.
- 103 Klatt, S. & Willms, M. (1975): Strukturwandel und makroökonomische Steuerung: Festschrift für Fritz Voigt, Duncker & Humblot, Berlin.

- 104 Koch, S. (2011): Einführung in das Management von Geschäftsprozessen: Six, Sigma, Kaizen und TQM, Springer Verlag, Berlin Heidelberg.
- 105 Krumsdorf, T. (2013): „freundliche, persönliche Mitteilung zu internen Daten“, EDL Anlagenbau Gesellschaft mbH., Leipzig.
- 106 Kuchling, T. (2011): Erdölverarbeitung, Vorlesungsskript, TU-Bergakademie Freiberg
- 107 Leprince, P. (2001): Petroleum Refining Vol. 3: Conversion Processes, (Publication IFP), Editions Technip, Paris.
- 108 Löffler, R. (2003): Mit dem Nordseeöl in die Zukunft. Die Politische Meinung (407/2003), Konrad-Adenauer-Stiftung, Fromm Verlag. Osnabrück.
- 109 Marples, Robert E., 2000, Petroleum Refinery Process Economic, 2nd ed., PennWell, Tulsa
- 110 Meyer, T. (2010): Was ist Politik?, Springer Verlag.
- 111 Meyers, R. A. (2003): Handbook of Petroleum Refining Processes, 3rd ed., McGraw-Hill, New York.
- 112 Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2001): Aus der Sprache des Öls, 12. Aufl, Broschüre, Hamburg.
- 113 Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2003): Mineralöl und Raffinerien, Broschüre, Hamburg.
- 114 Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2010): Jahresbericht - Mineralöl-Zahlen, Berlin.
- 115 Mineralölwirtschaftsverband e.V.(1999): Mineralöl und Umweltschutz, Broschüre, Hamburg.
- 116 Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2006): Mineralölversorgung mit Pipelines, Broschüre, Hamburg.
- 117 Ministry of Road, Transportation, Construction and Urban Development of Mongolia (2009): Building an Industrial Park in Sainshand, Presentation, Europe-Mongolia Invesor's Forum, London.
- 118 Mongol Bank Statistik (2011): Online verfügbar unter: <http://www.mongolbank.mn/liststatistic.aspx>, zuletzt geprüft am 02.02.2013.
- 119 Mongolian National Audit Office (2012): Staatsspolitik und Regulierung für den Export der Bergbauprodukte ist nachgelassen, Bericht über das Audit in die Staatspolitik für den Export der mineralischen Rohstoffe, ihre Reaslisierung und Ergebnisse
- 120 Mongolian Statistical Yearbook (2009), Ulaanbaatar.
- 121 Mongolian Statistical Yearbook (2011), Ulaanbaatar.

- 122 Mühlenkamp, H. (2011) Wirtschaftlichkeit und Wirtschaftlichkeitsuntersuchung im öffentlichen Sektor, Speyerer Arbeitsheft Nr. 204, DHV, Deutsche Hochschule für Verwaltungswissenschaften.
- 123 Müller, M. (2006): Mineralöl-Pipelines als Element der Infrastruktur in der Schriftenreihe aus dem Institut für Rohrleitungsbau Oldenburg, Bd. 30: Rohleitungen – Für eine sich wandelnde Gesellschaft, Vulkan Verlag, Essen.
- 124 Müller, M. (2005): Overview of the pipeline network in Germany, UNECE Workshop Berlin. Online verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/nachhaltige-produktion-anlagensicherheit/anlagen/pipeline/vortraege/vnd_mueller.pdf, zuletzt geprüft am 08.02.2012.
- 125 Müller-Herbers, S. (2007): Methoden zur Beurteilung von Varianten, Arbeitspapier 4. Aufl., Universität Stuttgart. Online verfügbar unter: http://www.igp.uni-stuttgart.de/lehre/1_Vorlesung/download/Reader/Methoden.pdf
- 126 National Development and Innovation Committee of Mongolia (2010): Sainshand Industrial Complex Task Force Team, Mongolia: Building a sustainable economic growth through downstream industries and infrastructure, Presentation.
- 127 Nelson, W.L.(1960): How to describe refining complexity, Publications, Oil & Gas Journal, in Mar. 14, Sept. 26 and June 19, 1960.
- 128 Nelson W.L.(1976): How the Nelson Refinery Construction-Cost indexes Evolved, Oil & Gas Journal, in Nov. 1976.
- 129 Nerheim G. (2005): Statoil: Norwegens staatliche Ölgesellschaft, Artikel im Begleitbuch, Hundert Jahre deutsch-norwegische Begegnungen, Berliner Wissenschafts-Verlag. Online verfügbar unter: http://www.oslo.diplo.de/contentblob/2753912/Daten/856411/14_DownloadDatei_D.pdf
- 130 Nutzinger, H. G. (1998): Alfred-Weber-Gesamtausgabe, Bd. 6 - „Schriften zur Industriellen Standorttheorie“, Metropolis Verlag.
- 131 Ochirpurev, G.(2008): Die wirtschaftliche und (Unter)Entwicklung der Mongolei nach 1990 im Lichte des Monetär-Keynesianismus und des Produktionsweisenansatzes, Dissertation, Berlin.
- 132 Ocic, O. (2005): Oil Refineries in the 21st Century: Energy Efficient, Cost Effective, Environmentally Benign, Wiley-VCH Verlag, Weinheim.
- 133 Paschotta, R.: Kohleverflüssigung, Fachartikel in RP-Energie-Lexikon. Online verfügbar unter: <http://www.energie-lexikon.info/kohleverfluessigung.html>, zuletzt geprüft am 28.03.2013.
- 134 PetroChina Daqing Tamsag, LLC (2009): Pipeline construction draft plan. Anlage zu Brief an PAM, 04.2009. Daqing.
- 135 Pirog, R. (2007): The Role of National Oil Companies in the International Oil Market, Congressional Research Service, Report for Congress, <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/RL34137.pdf>, zuletzt geprüft am 04.03.2013.

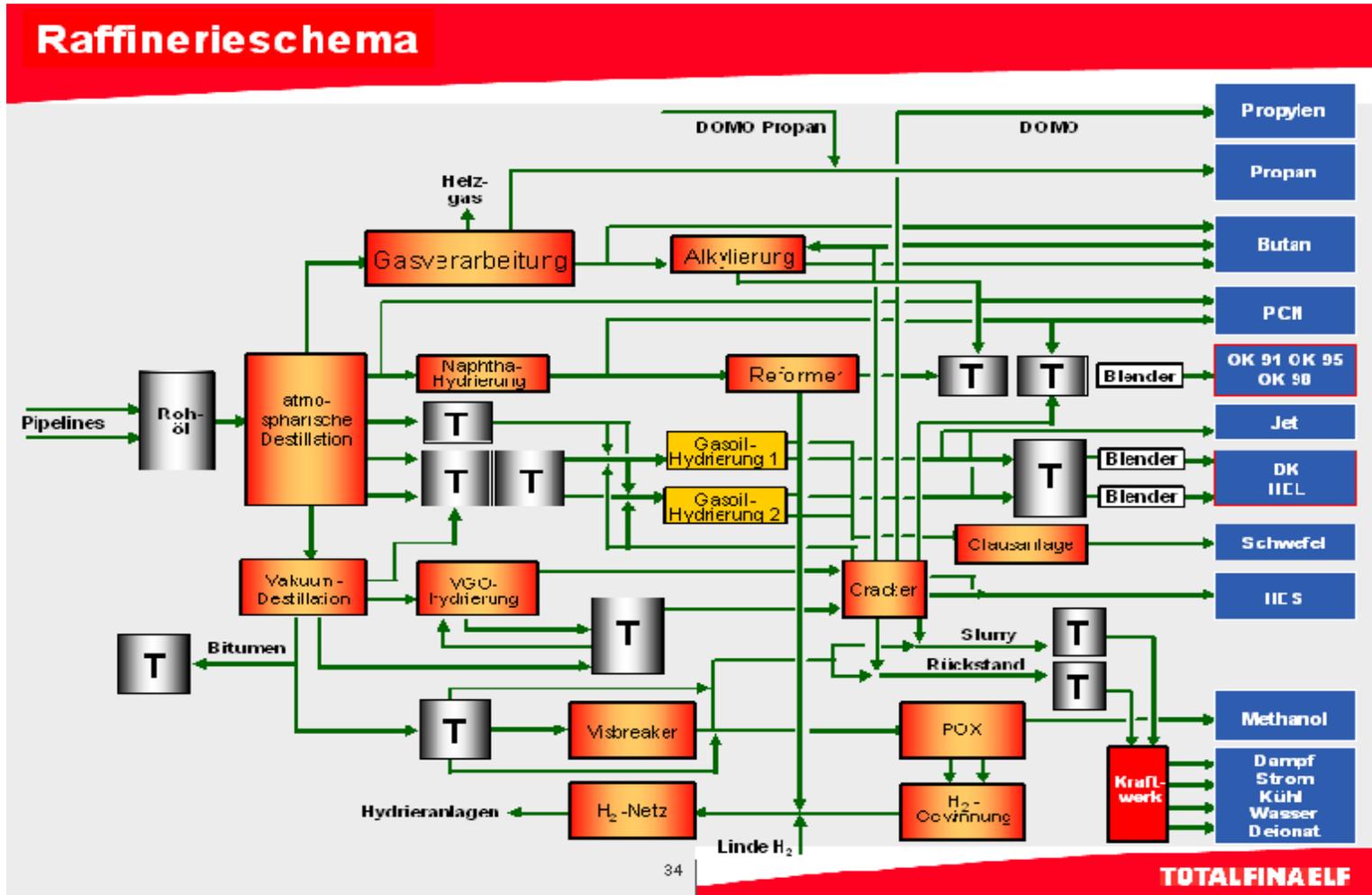
- 136 Pitprop Ltd. (2002): Downstream Petroleum Industry in Mongolia: Development of Refining Capacity towards Sustainable Economic Growth, Report for Petroleum Authority of Mongolia (PAM).
- 137 Posch, W. (2010): Ganzheitliches Energiemanagement für Industriebetriebe, Gabler Verlag, Wiesbaden.
- 138 Propfe, G. (1990): Kraftstoff – die treibende Kraft, BP Tankstellen, Hamburg.
- 139 Puntsagdash, L., Chuluundorj Kh. & Namsrai, B. (2012): Mongolia at the Market, LIT Verlag, Wien.
- 140 Rau, T. (2004): Planung, Statistik und Entscheidung: Betriebswirtschaftliche Instrumente für Kommunalverwaltung, Managementwissen für Studium und Praxis, Oldenbourg Verlag, München.
- 141 R+D Industrie Consult, 2006, “Activities for Accident Prevention - Pilot Project - Refineries”, Recommendation for Refineries
- 142 Regierungssekretariat der Mongolei (2003): Govisumber aimgiin XXI zuuny togtvortoi hogjliin hotolbor, Choir.
- 143 ResCap, 2011, Mongolia 101: Initiating country coverage on one of the last remaining mining frontiers
- 144 Reuters (2012): Mongolian coal group Tavan Tolgoi eyes 2013 market debut, Artikel vom 30.04.2012. Online verfügbar unter: <http://uk.reuters.com/article/2012/04/30/uk-tavantolgoi-ipo-idUKBRE83T0KN20120430>, zuletzt geprüft am 05.06.2012.
- 145 Riediger, B. (1971): Die Verarbeitung des Erdöles, Springer-Verlag Berlin,
- 146 Riffel, E. (1970): Mineralöl-Fernleitungen im Oberrheingebiet und in Bayern – Geographische Wirklichkeit und Planung, Forschungen zur deutschen Landeskunde, Dissertation, Mannheim.
- 147 Rowthorn, C. (2010): Japan. Lonely Planet, Melbourn.(Bei Erfolgsbeispiel gelenkter Wirtschaften einfügen
- 148 Samuelson, P. A. & William, N. D. (2007): Volkswirtschaftslehre: Das internationale Standardwerk der Makro- und Mikroökonomie, 3. Aufl., München.
- 149 Sandujav, D. (2009): Rolle des Staates in der Industrie: Bewertung in der Mongolei, Institut für Wirtschaftswissenschaft, Mongolische Staatsuniversität.
- 150 S. Otgonbayar (2010): Uniin hoorogdold bankuud buruutai, Interview in “Yarikltsakh tanhim” vom 19.08.2010. Online verfügbar unter: <http://economy.news.mn/content/25396.shtml>, zuletzt geprüft am 26.04.2012.
- 151 S. Bayartsogt (2008): Vortrag, Konferenz der Wirtschaftspolitik der Mongolei 2008, Minister für Finanzen der Mongolei.
- 152 Schewe, T. (2004): Makroökonomische Probleme des extensiven Rohstoffexports in einer entwickelten Volkswirtschaft - analysiert am Beispiel der norwegischen

- Erdölwirtschaft, Schriftenreihe des Promotionsschwerpunkts Globalisierung und Beschäftigung, Nr. 21/2004, Stuttgart-Hohenheim.
- 153 Schewe, T. (2007): Vollbeschäftigungspolitik in Norwegen als Erfolgsmodell?, Präsentation, Tagung der Keynes-Gesellschaft 2007, Düsseldorf.
 - 154 Schewe, T. (2011): Das skandinavische Modell heute – ein Beispiel moderner keynesianischer Wirtschaftspolitik?, Tagungsband "Ökonomie und Gesellschaft Jahrbuch 23 K", Metropolis Verlag.
 - 155 Schnökel, G. (2012): Wertschöpfung und Wertkette, Publikation in WSO - Work-System-Organisation im Internet. Online verfügbar unter: <http://www.wso.de/Download/files/Wertschoepfungskette.pdf>, zuletzt geprüft am 07.03.2013.
 - 156 Schubert, K. & Klein, M. (2011): Das Politiklexikon. 5. Aufl., Bundeszentrale für politische Bildung, Dietz Verlag, Bonn.
 - 157 SGS-CSTC Standards Technical Services (Shanghai) Co., Ltd. (2010): Crude Assay Report: Ventech Crude, Shanghai Oil, Gas & Chemical Testing Center.
 - 158 Smith, Ch. E. (2012): Pipeline Economics. Oil pipeline operators' 2011 profits soar to record, Special Reports. Oil & Gas Journal, in Sep. 2012.
 - 159 Steuernagel, K. (1931): Pipelines und Eisenbahnen der USA im Spiegel der Statistik; in Archiv für Eisenbahnwesen, 6/1942.
 - 160 Ströbele, W., Pfaffenberger, W. & Heuterkes M. (2012): Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik, 3. Aufl., Oldenbourg Verlag, München.
 - 161 Thiel, E. (1958): Die Mongolei: Land, Volk und Wirtschaft der Mongolischen Volksrepublik, München.
 - 162 TOTAL Raffinerie Mitteldeutschland (2011): Raffinerie für Mitteldeutschland Kurzportrait.
 - 163 Ts. Bagmid (2011): Moderne Prozesse und Technologien der Erdölverarbeitung zur Herstellung der Treibstoffe, Ulaanbaatar.
 - 164 Umweltbundesamt (1995): Stand der Abwassertechnik in verschiedenen Branchen. Reihe 4: Abwasserbehandlung in Erdöl-Raffinerien, Berlin.
 - 165 van Woenzel, S. (2012): The Oil Traders 'Word(S): Oil Trading Jargon AuthorHouse UK.
 - 166 Vietze, Hans-Peter, 2007, Mongolei Politik, <http://www.mongoleiservice.de>
 - 167 Weidemann Associates, Inc. (2010): Mongolian Economic Growth Assessment, Publication, prepared for Business Growth Initiative Project, submitted to USAID, Washington. Online verfügbar unter: http://pdf.usaid.gov/pdf_docs/PNADT981.pdf, zuletzt geprüft am 11.11.2012.

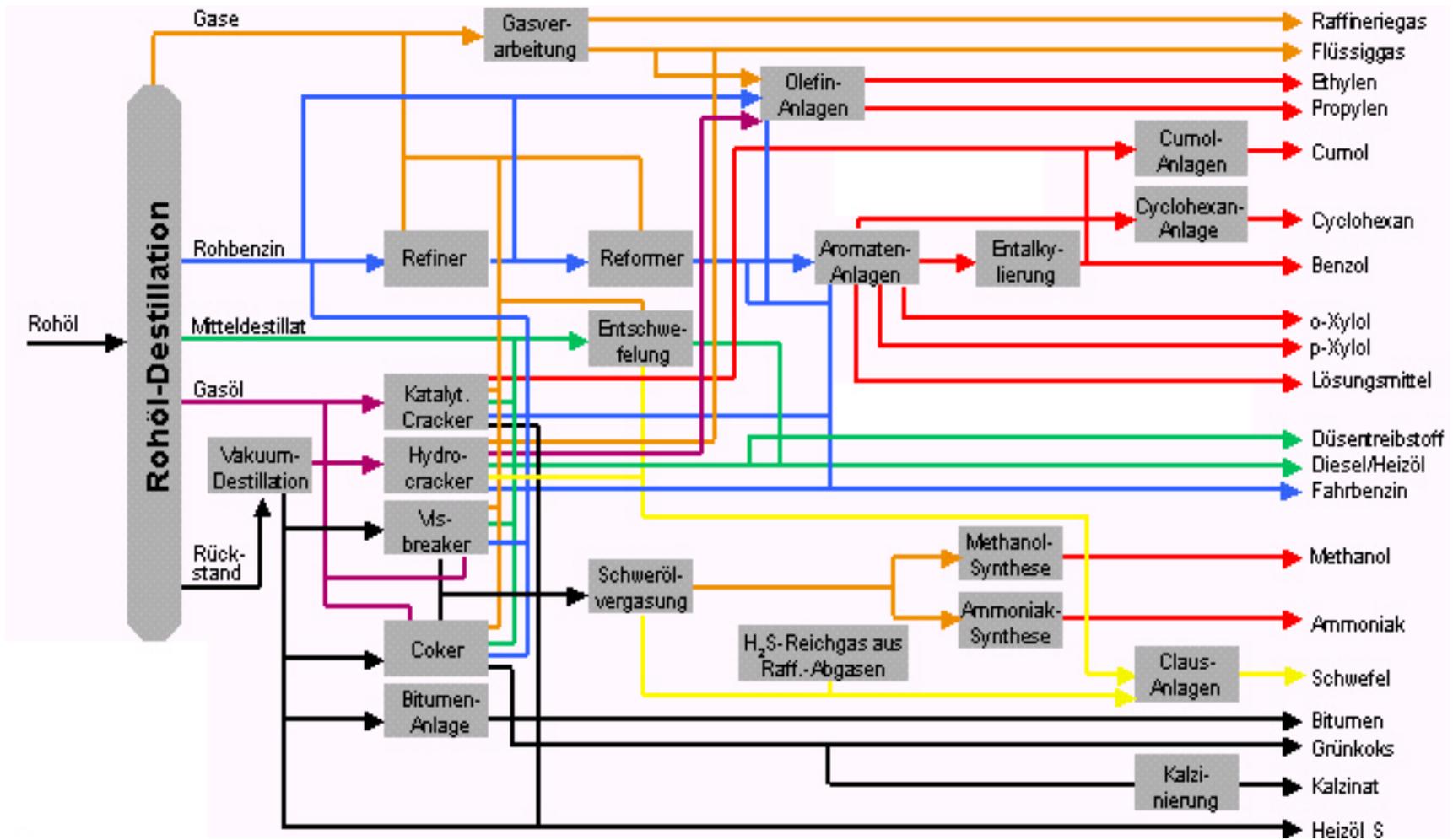
- 168 Wauquier, J.-P. (1995): Petroleum Refining, Vol. 1: Crude Oil, Petroleum Products, Process Flowsheets, (Publication IFP), Editions Technip, Paris.
- 169 Weber, R. (1991): Der sauberste Brennstoff: Der Weg zur Wasserstoff-Wirtschaft, 2. erweiterte Aufl., Olythus Verlag, Oberbözberg.
- 170 Weber, W. (1964): Die Verstaatlichung in Österreich, Berlin.
- 171 Weiß, M. & Preuschoff, C. (2004): Kosten und Effizienzanalysen im Bildungsbereich: Referenzpapier für das Projekt „Bildungssteuerung“, Deutsches Institut für Internationale Pädagogische Forschung, Frankfurt am Main.
- 172 Westerkamp, U. (2009): Ökonomische Bewertung von Systembündeln in der Fahrzeugsicherheit: Methodik und Bewertung am Beispiel ausgewählter Systeme, Books on Demand, Norderstedt.
- 173 Wisotzki, M., Käpelli, E. & von Waldenfels, E. (2010): Mongolei: Unterwegs im Land der Nomaden, Reiseführer. Trescher Verlag, Berlin.
- 174 World Bank (1992): Mongolia: Toward a Market Economy - World Bank Country Study.
- 175 Zangemeister, C. (1971): Nutzwertanalyse in der Systemtechnik - Eine Methodik zur multidimensionalen Bewertung und Auswahl von Projektalternativen. 2. Aufl., München.
- 176 http://www.nationmaster.com/graph/edu_lit_tot_pop-education-literacy-total-population
- 177 <http://library.fes.de/gmh/main/pdf-files/gmh/1966/1966-11-a-659.pdf>
- 178 http://www.norwegen.no/About_Norway/business/economy/mixed/, zuletzt geprüft am 20.03.2013
- 179 <http://www.boerse-go.de/nachricht/Statoil-profitert-2010-von-steigendem-OElpreis-Statoilhydro-ASA,a2461608.html>, zuletzt geprüft, 18.02.2013.
- 180 <http://www.financial.de/news/top-stories/topstory-mongolei-unterzeichnet-vertrag-uber-mine-oyu-tolgoi/>, zuletzt geprüft, 08.03.2013
- 181 http://www.petrostrategies.org/Learning_Center/oil_and_gas_value_chains.htm
- 182 <http://www.kfztech.de/kfztechnik/motor/abgas/kraftstoffe.htm>
- 183 <http://www.infraconsult.ch/projecttool/web/uploads/projects/6c4b9d0ceade7375bf65d6d30efa7b835ea4184f.pdf>
- 184 <http://www.rta.gov.mn/>
- 185 <http://www.controllingportal.de/Fachinfo/Grundlagen/Die-Nutzwertanalyse.html>, zuletzt geprüft am 19.02.2013.
- 186 <http://www.4managers.de/management/themen/nutzwertanalyse/>

- 187 [http://www.scilogs.de/wblogs/blog/fischblog/technik/2009-08-10/mit-kohleverfl-
ssigung-weg-vom-erd-l](http://www.scilogs.de/wblogs/blog/fischblog/technik/2009-08-10/mit-kohleverfl-
ssigung-weg-vom-erd-l)
- 188 [http://www.emfis.de/no_cache/global/global/kolumnen/beitrag/id/
Kohleverfluessigung_Alternative_zu_OEI_ID31117.html](http://www.emfis.de/no_cache/global/global/kolumnen/beitrag/id/
Kohleverfluessigung_Alternative_zu_OEI_ID31117.html)
- 189 [http://www.heise.de/newsticker/meldung/China-setzt-auf-Kohleverfluessigung-im-
grossen-Stil-134217.html](http://www.heise.de/newsticker/meldung/China-setzt-auf-Kohleverfluessigung-im-
grossen-Stil-134217.html)
- 190 [http://www.auswaertiges-
amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Norwegen/Wirtschaft_node.html](http://www.auswaertiges-
amt.de/DE/Aussenpolitik/Laender/Laenderinfos/Norwegen/Wirtschaft_node.html)
- 191 [http://www.processnet.org/index.php?id=688&suffix=pdf&nonactive=1&lang=
de&site=processnet_media](http://www.processnet.org/index.php?id=688&suffix=pdf&nonactive=1&lang=
de&site=processnet_media)
- 192 <http://www.iltod.gov.mn/?p=2268>
- 193 <http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/cash-flow/cash-flow.htm>
- 194 [http://www.controllingportal.de/Fachinfo/Kennzahlen/Cash-Flow-Einfuehrung-
und-Ueberblick-ueber-Cashflow-Berechnungsarten.html](http://www.controllingportal.de/Fachinfo/Kennzahlen/Cash-Flow-Einfuehrung-
und-Ueberblick-ueber-Cashflow-Berechnungsarten.html)
- 195 <http://www.welt-der-bwl.de/Cashflow>
- 196 [http://www.economics.phil.uni-erlangen.de/lehre/bwl
archiv/lehrbuch/kap2/cashflow/cashflow.PDF](http://www.economics.phil.uni-erlangen.de/lehre/bwl
archiv/lehrbuch/kap2/cashflow/cashflow.PDF)
- 197 [http://www.energiestiftung.ch/energiethemen/fossileenergien/kohle/kohle-
verfluessigung](http://www.energiestiftung.ch/energiethemen/fossileenergien/kohle/kohle-
verfluessigung)

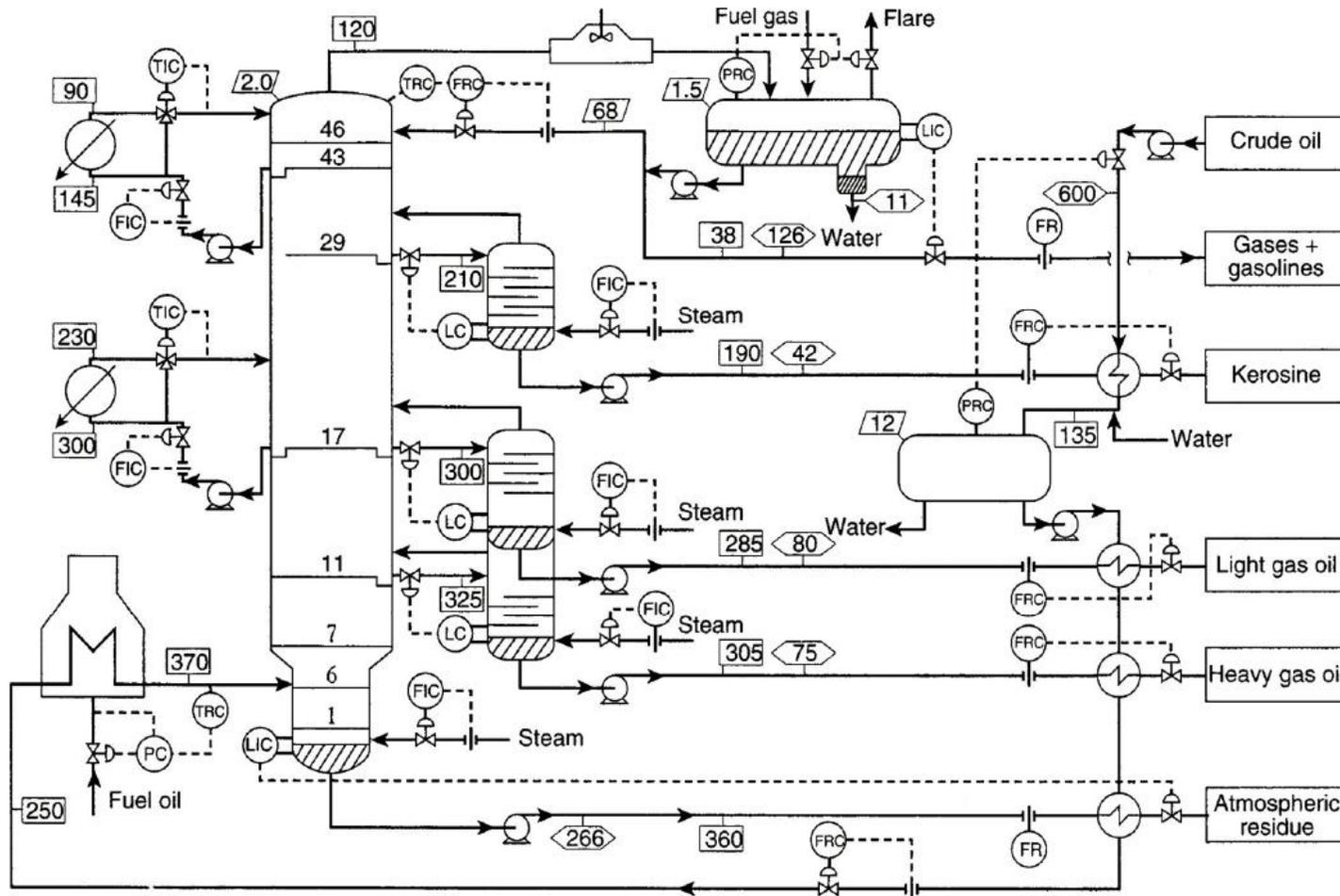
Anlagen



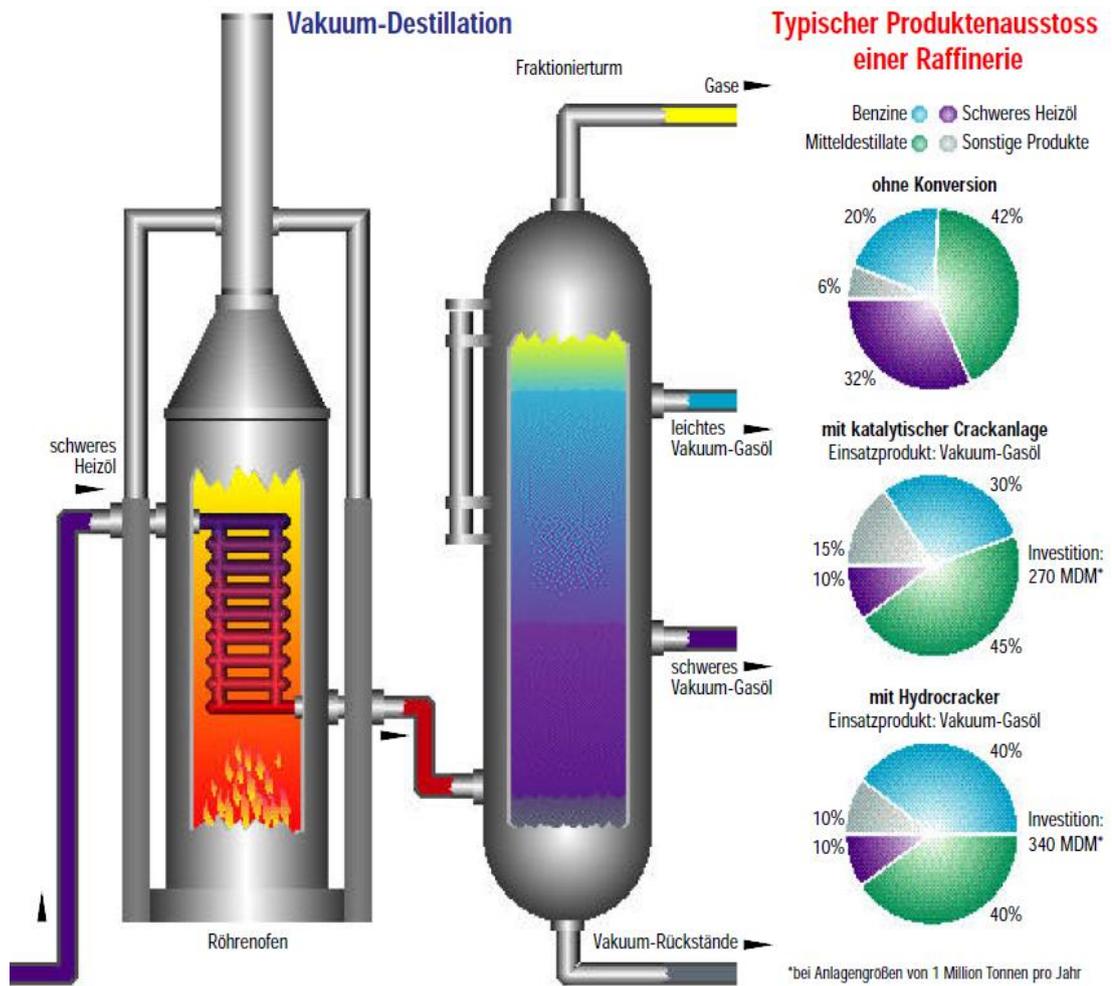
Anlage 2: Raffinerie Gilsenkirchen [106]



Anlage 3: Atmosphärische Destillation - Prozessschema [106]

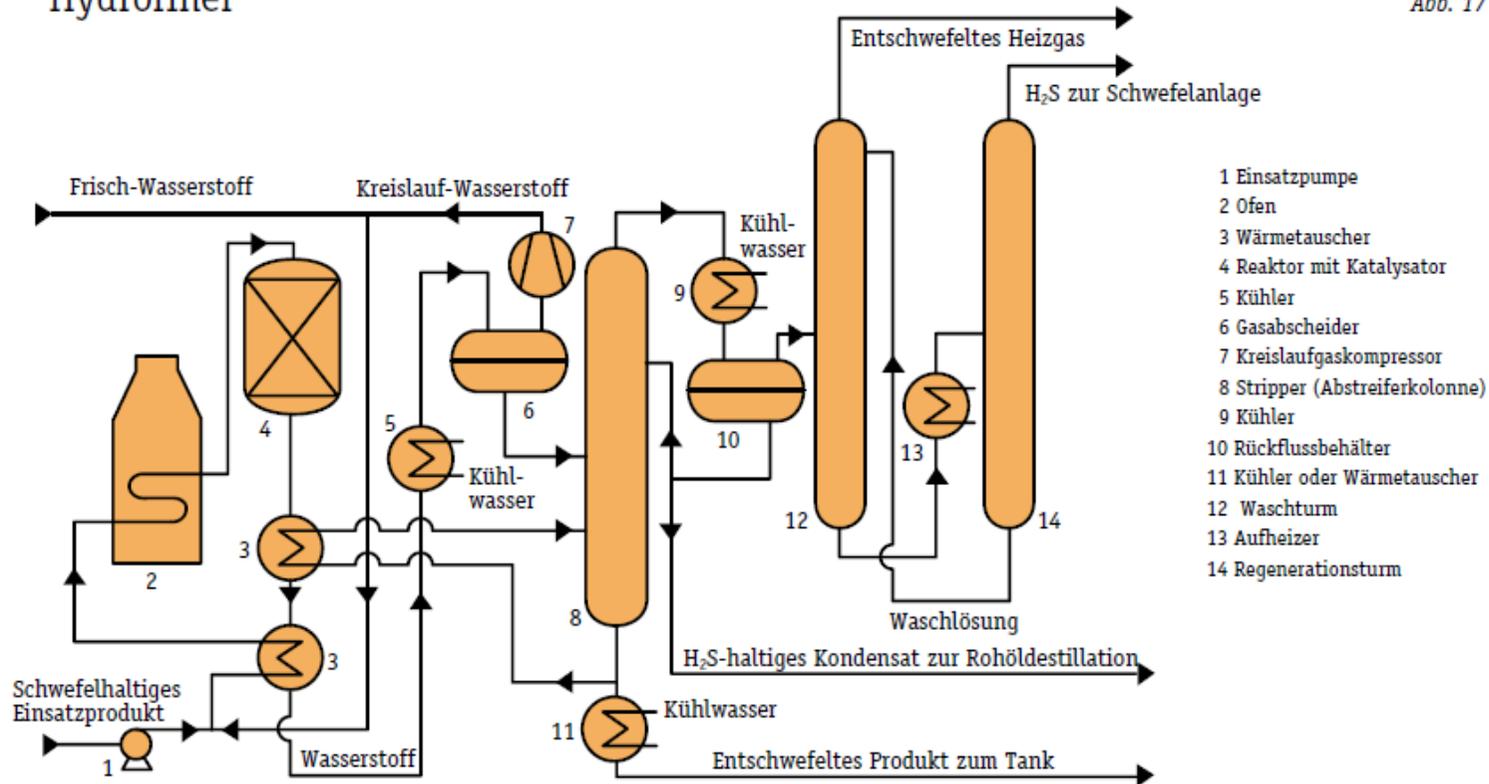


Anlage 4: Vakuum – Destillationsanlage [62]



Hydrofiner

Abb. 17



Einsatz: alle Destillatfraktionen (außer Chemiebenzin)

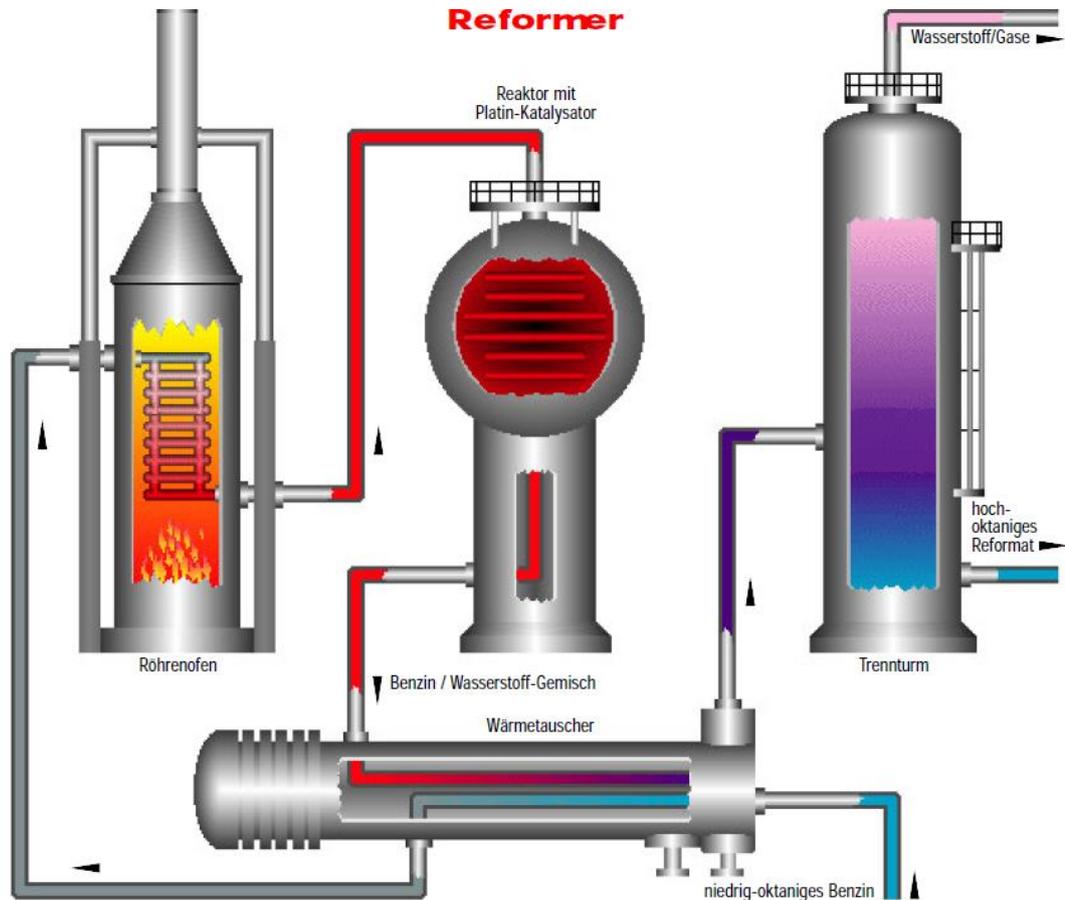
Ziel:

- Entschwefelung (HDS), Entstickung (HDN) und Sauerstoffentfernung (HDO) in H_2S , NH_3 , H_2O)
- Aufhydrierung ungesättigter Komponenten

Bedingungen:

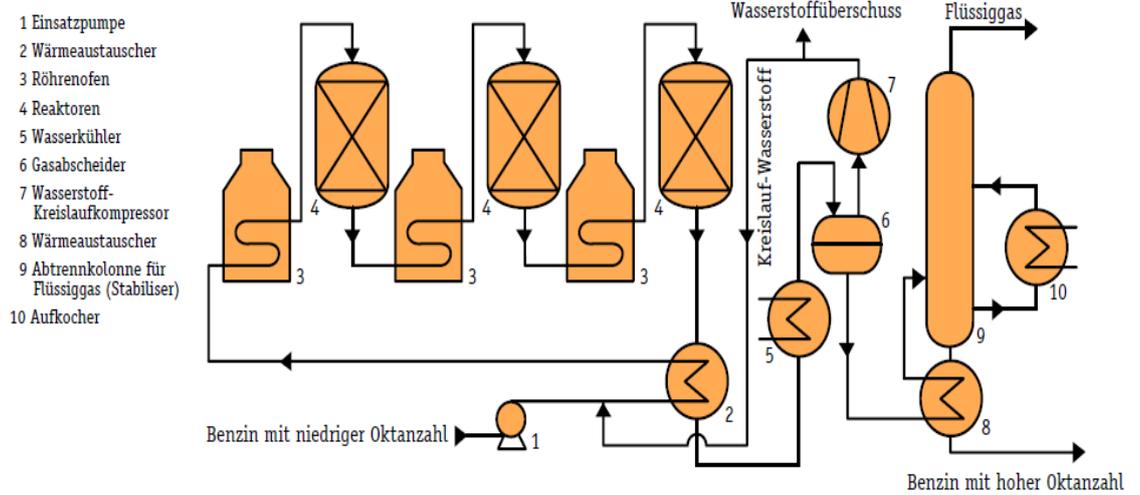
Einsatz	Druck	Temperatur
Benzin	25 bis 35 bar	250 bis 350 °C
Gasöle	30 bis 60 bar	315 bis 380 °C
VGO	50 - 100 bar	320 bis 400 °C

Anlage 6: Katalytisches Reforming [62] und [106]

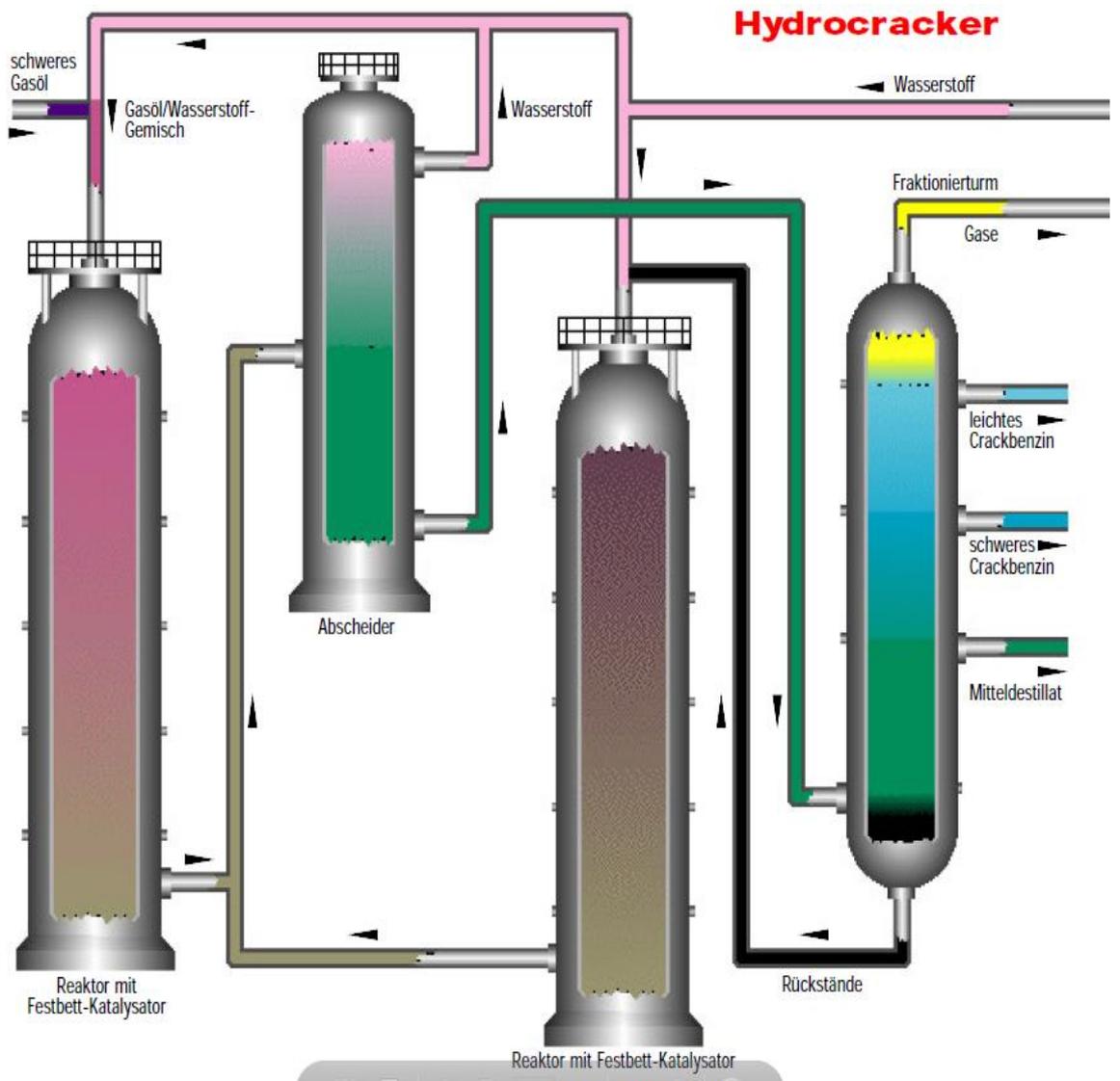


Reformer

Abb. 20



Anlage 7: Hydrocracking-Anlage [106]



Anlage 8: Tanklager



Kapazität:

Rohölversorgung mittels Pipeline:

Vorrat von 6-10 Tagen

mittels Tanker:

von 20-25 Tagen

Produkte:

von 1 bis 2 Monaten

Schwimmdachtanks für Rohöl und Flüssigprodukte (teilweise beheizt für schwere Komponenten)

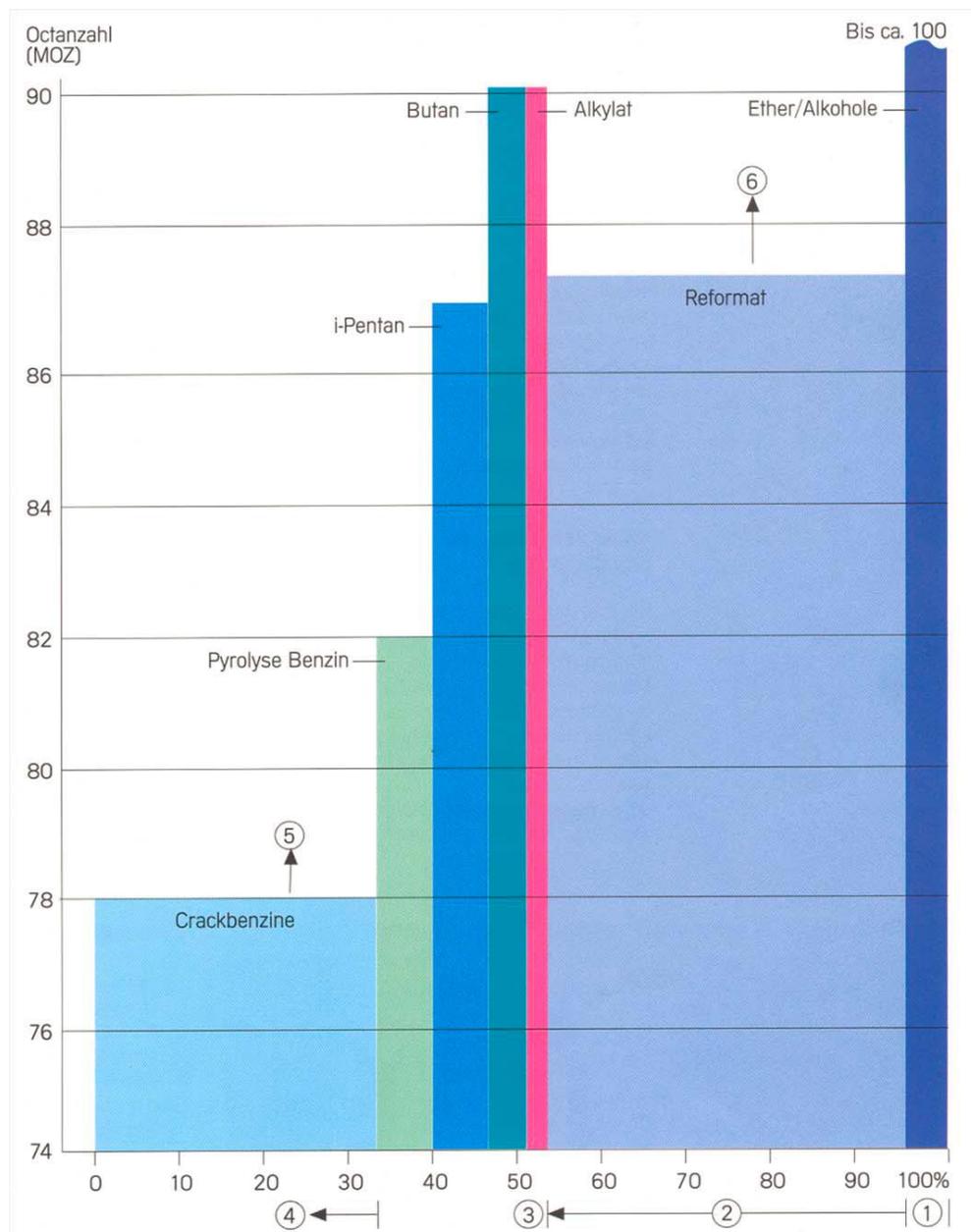


Kugeltanks



vergedeckte, liegende zylindrische Druckbehälter

Anlage 9: Erhöhung der Oktanzahl von Otto-Kraftstoffen



Maßnahmen:

- | | |
|---|---|
| 1. Einsatz sauerstoffhaltiger Komponenten (Alkohole, Ether) | 2. Erhöhung des Anteils an Reformatbenzin |
| 3. Einsatz von Alkylatbenzin | 4. Weniger Crackbenzine |
| 5. Crackbenzine mit höherer Octanzahl | 6. Erhöhung der Reformierschärfe (OZ der Reformats) |

Anlage 10: Capital cost summary, Scaling Exponents, and Complexity

Process	Base Capacity (BPSD)	Jan '91 Cost (Mio.)	Scale Exponent	Stream Factor	Unit Complexity
Atmospheric Distillation	100.000	38	0,7	0,95	1,00
Vacuum Distillation	60.000	30	0,7	0,95	0,85
Solvent Deasphalt	30.000	34	0,6	0,95	2,03
Visbreaker	25.000	24	0,6	0,95	2,03
Delayed Coker	20.000	46	0,6	0,9	1,52
Fluid Coker	20.000	46	0,7	0,9	2,74
Fluid Catalytic Cracker	50.000	86	0,6	0,93	2,79
Heavy Oil Cracker	30.000	93	0,7	0,9	0,00
Hydrocracker	30.000	95	0,65	0,9	0,00
Hydrotreater	-	-	-	0,95	-
Kerosene/Jet	30.000	25	0,6	-	2,19
Diesel	30.000	25	0,6	-	2,19
Gas Oil	30.000	16	0,6	-	1,4
Naphtha Hydrotreater	30.000	16	0,6	0,95	1,4
Catalytic Reformer	-	-	0,6	0,95	-
Semiregenerativ	-	-	-	-	-
Cont. Catalytic Regen.	30.000	45	-	-	3,95
Isomerizer	-	-	0,6	0,95	-
Butane	10.000	20	-	-	5,26
Naphtha-Once-through	10.000	7	-	-	1,84
Naphtha-Recycle	10.000	17	-	-	4,47
Alkylation	-	-	0,6	0,95	-
Hydrofluoric acid	10.000	25	-	-	6,58
Sulfuric acid	10.000	29	-	-	7,63
Catalytic Polymerization	-	-	0,6	0,9	-
Gasoline	3.000	14	-	-	12,28
Distillate	3.000	33,5	-	-	29,39
Dehydrogenation	(300.000T/Y)	50-65	0,7	-	-
Ethanol	(50 MM Gal/YR)	94	0,7	-	-
Methanol	(1.000 T/D)	85-90	0,7	-	-
MTBE	12.500	23	0,7	0,95	4,84
Amine Treater	(100 MM SCFD)	15	0,6	0,95	-
Sour Water Strupper	(1.000 gpm)	10-20	0,6	0,95	-
Sulfur Plant	(100 LT/D)	5	0,6	0,95	-
Scot Unit	(100 LT/D)	5	0,6	0,95	-
Hydrogen Plant	(100 MM SCFD)	60	0,6	0,95	-
Aromatics Extraction	10.000	6	0,6	0,95	1,58
Mercox	-	-	0,6	0,95	-
LPG	10.000	10.000	-	-	0,53
Jet Fuel	10.000	10.000	-	-	0,79
Catalytic Naphtha	10.000	10.000	-	-	0,79

Anlage 11: Komplexitätsindices der einzelnen Raffinerie-Prozesse

Raffinerie-Prozesse	Komplexitätsindices
Atmosphärische Destillation	1
Vakuum Destillation	2
Thermische Prozesse	6
Katalytisches Cracken	6
Katalytisches Reforming	5
Hydrocracken	6
Hydrorefining	3
Hydrotreating	2
Alkylation/Polemerisierung	10
Aromatics/Isomerisierung	15
Schmierölherstellung	60
Asphalt	1,5
Wasserstoffherzeugung (MCFD)*	1

Anlage 12: Anteilsmäßige Kosten nach Anlagegruppen

	Kostenanteile (%)	
	Anlagegruppe	vom Gesamt
1 Verarbeitungsanlagen (on-sites):		
Atmosphärische Destillation	22	
Reforming–Isomerisierung und zugehörige Anlagen	27	
Gasöl Hydrotreatment	5	
FCC, Visbreaker und zugehörige Anlagen	30	
Vakuumdestillation für FCC	8	
Schwefelanlage	5	
Sonstige Anlagen	3	
Anteil (Anlagengruppe 1)	100	44,5
2 Anlagen zur Bereitstellung des Betriebsmittels:		
Dampf- und Stromerzeugung	39,7	
Dampf- und Stromdistribution	38,3	
Kühlwassersystem	13,2	
Sonstige Betriebsmittel für Produktion und Distribution	8,8	
Anteil (Anlagengruppe 2)	100	15,2
3 Sicherheits- und Umweltschutzanlagen:		
Feuerwehrsysteem	22,6	
Fackel und Abwassersystem	77,4	
Anteil (Anlagengruppe 3)	100	6,9
4 Tanklager und Verladeeinrichtungen:		
Tanklager für Röhöl, flüssige Produkte und LPG	56,5	
Anteil (Anlagengruppe 4)	100	25,2
5 Infrastruktur:		
Vorbereitung des Standortes, Strassenbau und allgemeine Infrastrukturaufbau	54	
Gebäude	46	
Anteil (Anlagengruppe 5)	100	8,2
Gesamtsumme (1 bis 5)		100

Anlage 13: Baku-Tiflis-Ceyhan-Pipeline (BTC- oder Transkaukasische Pipeline) [45]



Die Lage der BTC-Pipeline



Beim Bau der BTC-Pipeline wurden die Rohrsegmente auf ihrer gesamten Länge etwa einen Meter unter der Erdoberfläche verlegt.



Für 1.768 km Länge BTC-Pipeline wurden rund 150.000 Rohrsegmente verlegt.

Anlage 14: Analyse des Tamsag-Rohöls von der Universität Peking, 2008

Fract. Nr.	Boiling point (°C)	Yield, wt (%)		Density, 20° (g/cm ³)		Viscosity (mm ² /s)			Refract. index (20 °C)	Con. P. (°C)	Ani. P. (°C)	Acid (mg/100ml)	CN Cacu .	K	BMCI	VGC
		Fract.	Accu.		API	20 °C	40 °C	100 °C								
1	IBP-60	0,46	0,46	0,6737	76,9									12,3	15,3	
2	60-80	3,43	3,89	0,7143	65,2									11,8	27,8	
3	80-90	1,54	7,34	0,7338	60,1									11,7	28,9	
4	90-100	2,42	10,73	0,7472	56,7									11,6	31,6	
5	100-120	2,00	11,04	0,7498	56,0									11,7	27,6	
6	120-140	1,62	11,47	0,7521	55,4									11,9	22,4	
7	140-160	1,69	13,15	0,7554	54,6									12,0	18,2	
8	160-180	2,46	15,61	0,7678	51,7	1,22	0,94		1,4282	<-60	62,6	2,16		12,0	18,9	
9	180-200	2,25	17,86	0,7811	48,6	1,53	1,15		1,4153	-54	52,5	2,42	46,3	12,0	20,4	
10	200-225	3,47	21,33	0,7992	44,6	2,00	1,47		1,4446	-45	52,0	4,26	48,3	11,9	24,1	
11	225-250	4,76	26,09	0,8077	42,7	2,93	2,01		1,4499	-22	59,2	2,42	53,4	12,0	23,2	
12	250-275	3,41	29,50	0,8168	40,8	3,67	2,47		1,4556	-12	60,7	2,47	56,5	12,0	23,0	
13	275-300	5,35	34,85	0,8143	41,3	5,77	3,52		1,4547	4	73,3	2,59	62,4	12,2	17,8	
14	300-325	6,62	41,47	0,8200	40,1	7,78	4,56		1,4581	13	76,7	3,22	64,0	12,3	16,8	
15	325-350	4,13	45,60	0,8277	38,6			1,98	1,4438	22	80,2	0,058	63,9	12,4	17,0	0,777
16	350-375	5,64	51,24	0,8287	38,4			2,52	1,4445	23	92,4	0,042	65,1	12,6	14,3	0,776
17	375-395	4,08	55,32	0,8401	36,1			2,99	1,4511	27		0,056		12,5	16,8	0,790
18	395-425	5,93	61,25	0,8494	34,3			3,86		32		0,067		12,6	18,5	0,799
19	425-450	4,21	65,46	0,8777	29,0			6,75		34		0,068		12,3	29,3	0,832
20	450-475	5,95	71,41	0,8805	28,5			7,63		37		0,052		12,4	28,3	0,834
21	475-500	4,47	75,88	0,8860	27,5			8,86		41		0,097		12,5	28,7	0,840
22	>500	23,65	99,53													

Anlage 15: Ventech Crude Assay Test [157]

Test Name		Test Method	Crude	Light Gases		MID GASO. C5-150 °C	HVY GASO. 150-193 °C	JET KERO. 193-246 °C	Diesel 246-343 °C	ATM RESID 343+	VAC RESID 565+	
Yield on crude	wt%		100%	1.00		9.65	5.46	7.90	17.79	41.58	16.61	
Yield on crude	vol%		100%	1.54		10.88	5.99	8.33	18.25	40.41	14.59	
Salt content	lb/1000	ASTM D3230	<3									
Density @ 20 °C	g/cm3	ASTM D4052	0.8452	0.5199		0.7169	0.7650	0.7960	0.8184	0.8925	0.9571	
API			35.2	137.1		64.6	52.4	45.4	40.6	31.6	15.8	
RVP	kPa	ASTM D323	19.85									
Sulfur	wt%	ASTM D2622/D5453	0.064	0.0003		0.018	0.047	0.016	0.017	0.19	0.302	
Mercaptan sulfur	wt ppm	ASTM D3227	24	<0.0003		0.0032	0.004	0.0037	0.0027			
Distillation												
Start(IBP)	°C	ASTM D2887/D86	6.0	DHA for whole Crude		50.0	152.1	195.3	263.1			
5% vol			109.3	C1	0.02	75.2	160.6	206.3	272.1			
10% vol			163.2	C2	0.04	80.5	161.7	207.9	273.2			
30% vol			297.1	C3	0.37	94.7	165.2	213.4	279.4			
50% vol			376.4	C4	0.53	106.9	168.8	218.0	287.8			
70% vol			461.5	C5	0.04	118.5	173.3	223.4	297.4			
90% vol			603.1	C6	1.492	134.9	181.5	232.4	311.5			
End			737.0			146.7	207.2	246.7	320.0			
DHA												
RON		ASTM D6730		DHA for Light gases								
MON		ASTM D2699		C1	1.83	50	<40					
Copper strip corrosion		ASTM D2700		C2	4.39	49	<40					
PNA		ASTM D130		C3	36.85	1b	1b	1a	1a			
Acid number	mgKOH/g	ASTM D6839		C4	53.40							
Flash Point (PMCC)	°C	ASTM D664	0.052	C5	3.53	0.056	0.017	0.016	0.017	0.026	0.016	
Aniline point	°C	ASTM D93		C6	--							
Pour point	°C	ASTM D611										
Cloud point	°C	ASTM D97	27							39	24	
Freezing point	°C	ASTM D2500						-32	5			
Total Nitrogen	wt ppm	ASTM D2386						-32				
Basic Nitrogen	wt ppm	ASTM D4629	845									
Smoke point	mm	UOP163										
Luminometer Number		ASTM D1322					38	29				
Carbon Residue	wt%	ASTM D1740						66				
Cetane Index		ASTM D4530	1.67							3.45	12.2	
		ASTM D976						51.6	61			
Viscosity @												
20 °C	mm2/s	ASTM D445		PNA analysis								
40 °C			8.467	Mid Gaso C5-150	Hvy Gaso 150-193	Jet Kero 6		2.227				
50 °C			5.648	Paraffins	58.2	56.2	53.5	1.625	3.535			
60 °C			5.394	Naphthenes	40.3	35.9	36.0		2.890	76.75	5117	
80 °C				Aromatics	1.5	7.8	10.4		2.422			
98.6 °C										11.81	174.9	
Nickel	wt ppm	IP501								4	14	
Vanadium	wt ppm	IP501								<1	<1	

Anlage 16: Anforderungen an Ottokraftstoffe (Deutschland)

		Unverbleit (DIN EN 228) (Normal) Super Superplus	Einfluss auf den Fahrzeugbetrieb
Klopffestigkeit			Klopfen bei
• RON		> 91,0 > 95,0 > 98,0	- niedriger Drehzahl
• MON		> 82,5 > 85,0 > 88,0	- hoher Drehzahl/last
Dichte bei 15 °C	kg/m ³	720-775	Verbrauch/Emission
Siedeverlauf	Vol.-%		
• verdampft bis 70 °C			
Sommer		20-48	
Winter		22-50	
• verdampft bis 100 °C			
Sommer		46-71	
Winter		46-71	
• verdampft bis 180 °C		min. 85	
• Siedeende °C		max. 210	
• Abdampfrückstand mg/ 100 ml		max. 5	
Dampfdruck (37,8 °C) kPa			
Sommer		45-60	
Winter		60-90	
Benzen	Vol.-%	max. 1	Heißstart, Kaltstart Verdampfungsemission
Olefine	Vol.-%	max. 18	Umwelt / Emission
Aromaten	Vol.-%	max. 35	Lagerbeständigkeit
Blei	g/l	max.0,005	Umwelt
Schwefel	mg/kg	max. 10	Umwelt, Ablagerungen Katalysatorgift
Sauerstoff	Ma.-%	max. 2,7	Katalysatorgift, Korrosion, Emission
Ethanol	Vol.-%	5,0 (E10: 10,0)	Kraftstoffverbrauch
Ether (> 5 C)	Vol.-%	15	Verbrauch, Motorentauglichkeit
			Verbrauch

Anlage 17: Anforderungen an Dieselkraftstoffe (Deutschland)

	Anforderung (DIN EN 228)	Einfluss auf den Fahrzeugbetrieb
Zündwilligkeit (Cetanzahl)	> 51	Verbrennungsverhalten, Startverhalten, Abgas- und Geräusch-Emission
Dichte bei 15 °C kg/m ³	820-845	Verbrauch/Emission
Siedeverlauf Vol-% <ul style="list-style-type: none"> • verdampft bis 250 °C • verdampft bis 350 °C • verdampft bis 360 °C 	max. 65 min. 85 min. 95	Abgas, Ablagerungsbildung
Viskosität (40° C) mm ² /s	2-4,5	Verdampfbarkeit, Schmierung
Flammpunkt °C	min. 55	Sicherheit
Grenzwerte der Filtrierbarkeit *) °C Sommer Frühling, Herbst Winter	0 -10 -20	Betrieb bei tieferen Temperaturen
Schwefel mg/kg	max. 10	Korrosion, Partikel-Emission
Koksrückstand (nach Conradson) Ma-%	max. 0,1	Rückstände im Brennraum
Wassergehalt mg/kg	max. 200 (E10: 10,0)	Korrosion
FAME Vol.-%	max. 7	Verbrauch, Motorentauglichkeit

Anlage 18: Auszug aus den Standards der Mongolei (MNS 217: 2006)

Motorenbenzin

Winterbenzin wird vom 01. Oktober bis 01. April verwendet.

Qualitätsanforderungen des Benzins

(physikalischen und chemischen Parameter)

Nr.	Parameter	Zugelassene Werte				Testmethoden
		A-80	AI-92	AI-95	AI-98	
1	MON, min.	76	83	85	88	GOST
2	RON, min.	80	92	95	98	GOST
3	Bleigehalt (g/ dm ³), max.	0,01				MNS 335 GOST 28828
4	Anteil an Mangan (mg/dm ³), max.	50	-	-	-	
5	Harzanteil, der sich in 100 cm ³ Benzin bindet, mg, max.	5,0				MNS 477-96 GOST 1567
6	Induktionsphase, min, min.	360				GOST 4039
7	Schwefelgehalt , %, max.	0,05				MNS 470 GOST 19121
8	Benzolanteil, %, max.	5				GOST 29040
9	Kupferstreifentest	resistent				MNS 326-2005 GOST 6321
10	Farbe	klar, rein				
11	Dichte bei 15 °C, kg/m ³	700- 750	725- 780	725- 780	725- 780	GOST R 51069- 97

Bemerkung:

1. Anteil an Mangan wird nur bei Benzinen festzustellen, bei denen manganhaltige chemische Stoffe als Additive eingesetzt sind.
2. Bei Benzinen, die zur längeren Aufbewahrung bis zu 5 Jahre vorgesehen sind (wie Staatsreserve, Verteidigung etc.) sollte die Induktionsphase mindestens 1.200 min betragen.

Parameter der Eigenschaften der Benzinverdampfung

Nr.	Parameter	Zugelassene Werte		
		Sommer	Winter	
1	gesättigter Dampfdruck, kPa -min. -max.	35 70	35 79,9	MNS 3626
2	Siedeverlauf Vol.-%			MNS 3405
	Verdampft :			
	a) Siedebeginn, min.	35	keine Normangabe	
	b) 10%, max. °C	75	55	
	c) 50%, max. bei °C	120	100	
	d) 90%, max. bei °C	190	160	
	e) Siede-Ende, max. °C	215		
	f) Rest im Kolben	2,0		
	g) Volumenrest- und Verlust	4,0		
3	Siedeverlauf (Benzinverdampfung), vol.%			
	a) Verdampft bis 70 °C			
	- min.	10	15	
	- max.	45	50	
	b) Verdampft bis 100 °C			
	- min.	35	40	
	- max.	65	70	
	c) bis 180 °C, min.	85	85	
	d) Siedeende, max.	215		
	e) Rest im Kolben	2,0		
3	Verdampfungsindex, max.	900	1300	

Dieselkraftstoff

1. Der Dieselkraftstoffe sind **je nach der Verwendung in 3 Klassen** einzuteilen:

- S** – Sommerdiesel (bei Temperatur > 0°C)
W - Winterdiesel (bei Temperatur 0 °C bis -20 °C), nicht über -35 °C oder
 (bei Temperatur bis <-30 °C), nicht über -45 °C
A – Arktikdiesel (bei Temperatur <-50 °C)
 (°C -Pour point)

2. **Je nach dem Schwefelgehalt** wird in 2 Gruppen geteilt:

- Typ I** max. Schwefelgehalt 0,2%
Typ II max. Schwefelgehalt 0,5% (bei der Klasse A sollte max. 0,4%)

Klassifizierung der Dieselkraftstoffe

Nr.	Dieselarten	Code
1	S-0,2-40, high class	02 5131 0103
2	S-0,2-40, 1. class	02 5131 0107
3	S-0,2-40,	02 5131 0102
4	S-0,2-62, high class	02 5131 0104
5	S-0,2-62, 1. class	02 5131 0106
6	S-0,2-62	02 5131 0105
7	W-0,2 (-35 °C), high class	02 5132 0102
8	W-0,2 (-35 °C), 1. class	02 5132 0103
9	W-0,2 (-35 °C),	02 5132 0103
10	W-0,2 (-45 °C), high class	02 5131 0103
11	W-0,2 (-45 °C), 1. class	02 5131 0103
12	W-0,2 (-45 °C)	02 5131 0103
13	A-0,2, high class	02 5131 0103
14	A-0,2, 1. class	02 5131 0103
15	A-0,4	02 5131 0103

Bezeichnung in der Tabelle:

Bei **Sommerdiesel**: **S** plus **Schwefelgehalt** plus **Flammpunkt**

Bei **Winterdiesel**: **W** plus **Schwefelgehalt** und Pour point

Bei extremkalten Bedingungen **A** plus **Schwefelgehalt**

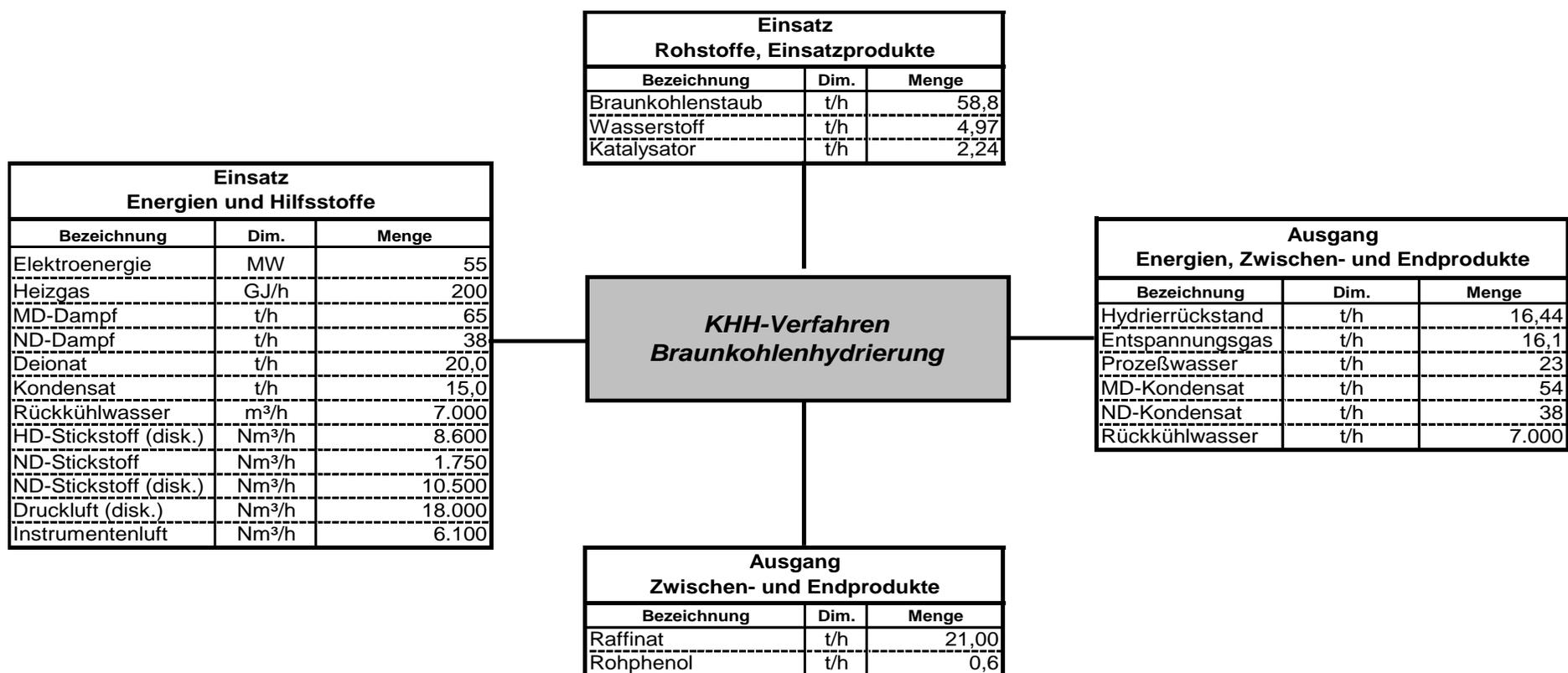
Technische Anforderungen

Nr.	Parameter	Zugelassene Werte			Testmethoden
		S	W	A	
1	Cetanzahl (mindestens)	45	45	45	MNS 229-60
2	Zusammensetzung der Fraktionen, °C, bei denen 50% der Fraktionen 96% der Fraktionen sieden	280 360	280 340	255 330	MNS 3405-2000
3	kinematische Viskosität, mm ² /s bei 20 °C	3,0-6,0	1,8-5,0	1,5-4,0	MNS 480-1983
4	Pour point, °C, min. - in kühlen Regionen - in kalten Regionen	-10 -	-35 -45	- -55	MNS 3192-1996
5	Temperatur zur Trübung, °C, min. - in kühlen Regionen - in kalten Regionen	-5 -	-25 -35	- -	MNS 3594-1983
6	Flammpunkt (°C) in geschlossener Tiegel - für Bahn, Schiff und Turbinen - für normale D-motoren	62 40	40 35	35 30	MNS 333-1983
7	Schwefelgehalt, max. -Typ I -Typ II	0,2 0,5	0,2 0,5	0,2 0,4	MNS 337-1983
8	Merkaptanschwefel, %, max.	0,01			MNS 3627-1983
9	Schwefelwasserstoff	kein			MNS 3627-1983
10	Kupferstreifentest	resistent			MNS 326-1985
11	Anteil an in Wasser löslichen Säuren und Alkali	keine			MNS 324-1983
12	Anteil an Harze in 100 cm ³ , mg, max.	40	30	30	MNS 477-1983
13	Säureeigenschaft, KOH-Anteil, der in 100 cm ³ Diesel verbindet, mg, max.	5			MNS 334-1996
14	Jodanzahl, die in 100 g Diesel verbindet, g, max.	6			MNS 3500-1983
15	Asche, %, nicht mehr als	0,01			MNS 3501-1983
16	Verkokung der 10% Rückstand, max.	0,3			MNS 336-1983
17	CFPP Koeffizient	3			GOST 19006-1973
18	Mechanische Beimischung %	0			MNS 3697-1984
19	Wassergehalt %	0			MNS 332-1996
20	spezifisches Gewicht bei 20 °C (kg/m ³), max.	860	840	830	MNS 481-1988
21	CFPP °C	-5	-	-	MNS 332-1996

Anlage 20: Neu geplante Eisenbahnstrecken in der Mongolei



Gesamtbilanz Braunkohlenhydrierung (470 kt/a Braunkohlenstaub)



Anlage 22: Verbrauch der Energie- und Hilfsstoffe für VBU und FCC [107]

Visbreaking:

Kapazität (Mio. t/Jahr)	1,3
ISBL-Investition (10 ⁶ € 1999)	29
Betriebsmittel (pro t Einsatzprodukt)	
- Heizöl (10 ⁶ kJ)	0,42-0,50
- Strom (kWh)	3,1
- Dampf (t)	0,11-0,14
- Kühlwasser (m ³)	0-0,6

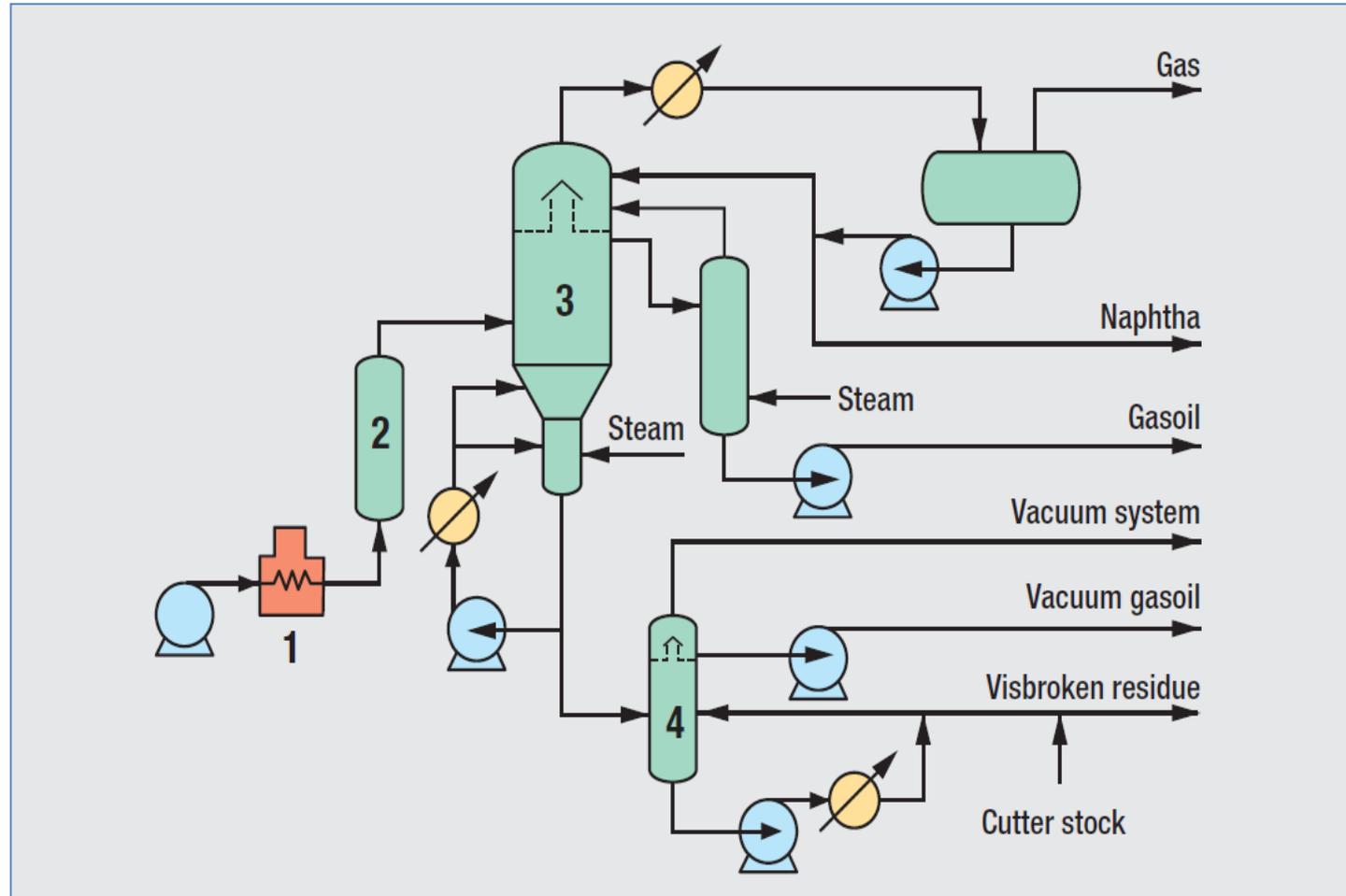
Fluid Catalytic Cracking:

Kapazität (Mio. t/Jahr)	1,3
ISBL-Investition (10 ⁶ € 1999)	89
Betriebsmittel (pro t Einsatzprodukt)	
- Strom (kWh)	40,9
- Kühlwasser (m ³)	28,3
- Dampf (t)	
Hochdruck: 50 bar (Produktion)	-19
Mitteldruck: 20 bar (Verbrauch)	0,26
Niedrigdruck: 5 bar (Produktion)	-

Hydrotreating:

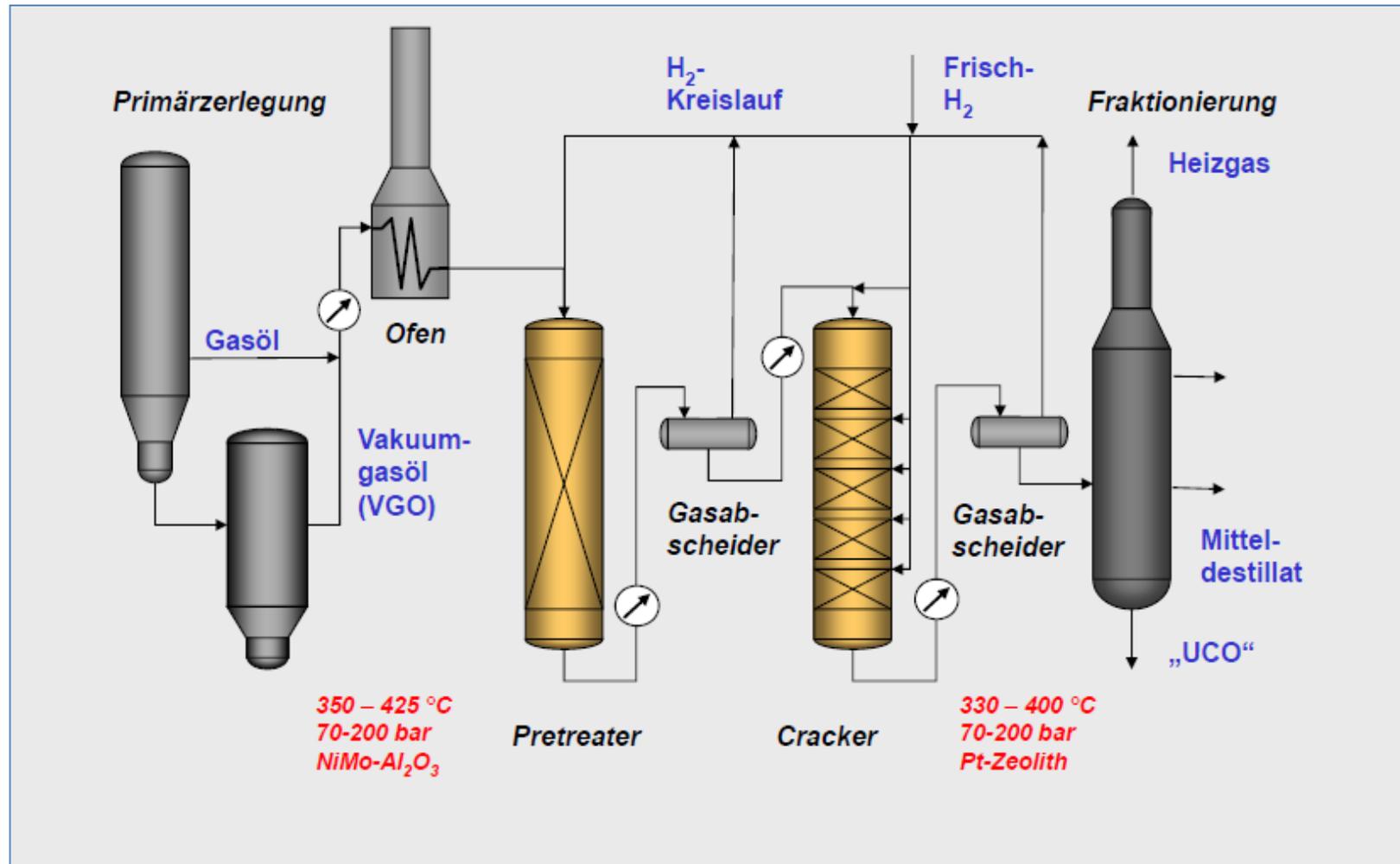
Kapazität (Mio. t/Jahr)	0,8
ISBL-Investition (10 ⁶ € 1999)	12,5
Wasserstoffverbrauch (Ma.-%)	0,05-0,1
Betriebsmittel (pro t Einsatzprodukt)	
- Strom (kWh)	6,6
- Kühlwasser (10 °C, m ³)	2,4
- Dampf (t)	
Mitteldruck: 20 bar (Verbrauch)	0,1
- Heizöl (kg)	10,4

Anlage 23: Visbreaker (Shell Global Solutions International B.V.) [86]

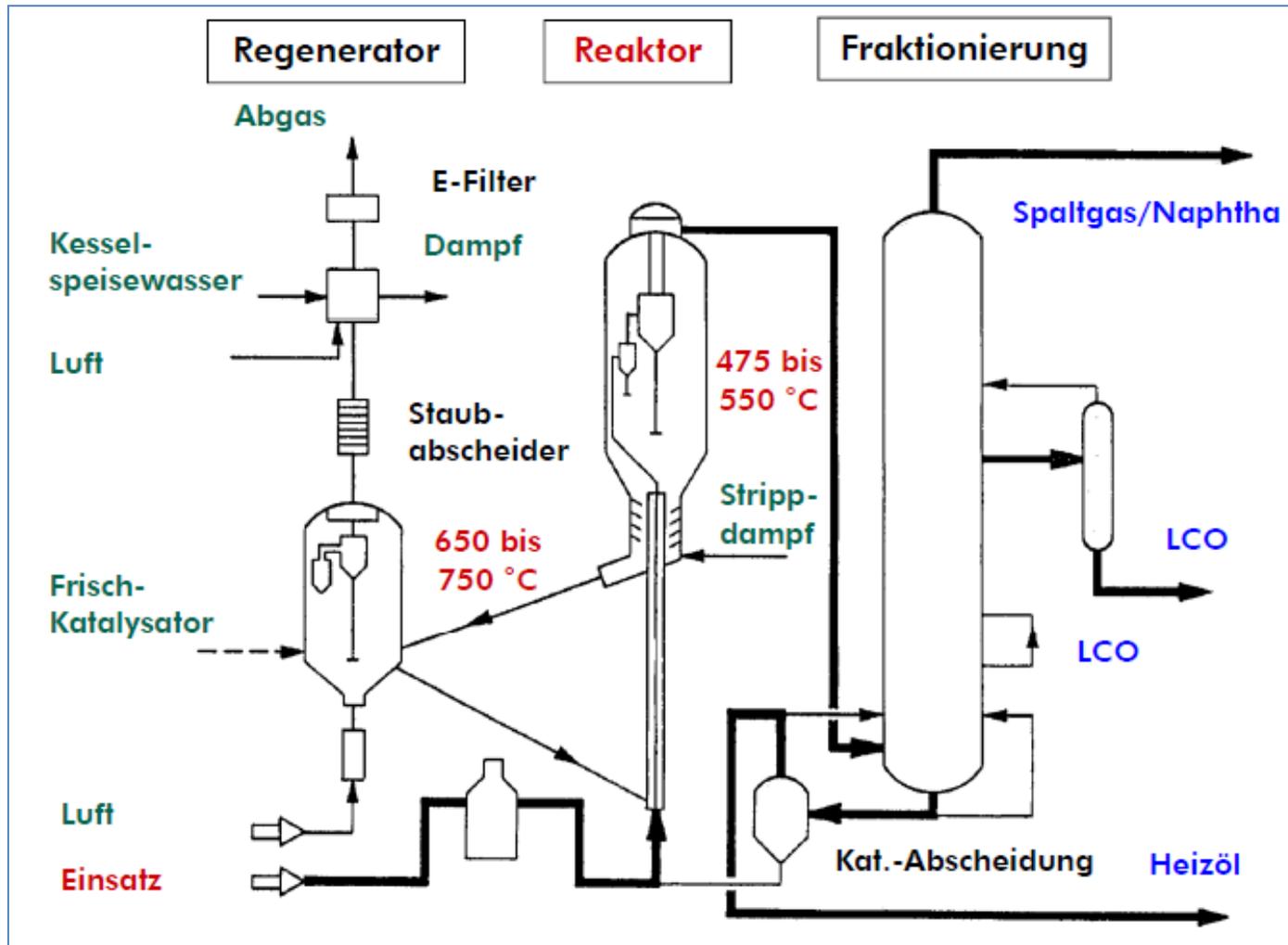


- 1 - Visbreaker-Heater
- 2 - Soaker
- 3 - Atmospheric Fractionator
- 4 - Vacuum Flasher

Anlage 24: Prozessschema, Hydrocracken [106]



Anlage 25: Prozessschema, Fluid Catalytic Cracking [106]



Anlage 26: Kostenabschätzung einiger Prozessanlagen

Naphtha Splitter / Stabilizer (Variante 3)

	890	kta
	8500	h/a
	104,7	t/h
	23600	BPSD
	17,74406285	USD
1,3068	13,5782544	Mio. €
Splitter*	7,5	Mio. €
Stabilizer*	6,08	Mio. €

Naphtha Stabilizer (Variante 1)

	630	kta
	8500	h/a
	74,1	t/h
	16700	BPSD
1,3068	14,41902012	USD

**Diesel Hydrotreating
(1.200 USD/BPSD)**

	2002	Basis Jahr
	835	kta
	16952	BPSD
	1200	USD/BPSD
	20342400	USD/BPSD
	20,3424	Mio. USD
	1,03	
11 Jahre	1,38	
2013	28,16	Mio. USD

Projekt -Info Firma X	
10000	BPSD
10,6	Mio. USD
0,04219936	Faktor

* Aufteilung der Kosten geschätzt

Diesel Hydro-Dewaxing (2.000 USD/BPSD)

t/y	835.000
t/d	2.359
m3/d	2.743
bpsd	17.250
Invest (USD)	34.499.884

**Diesel Hydrotreating Dewaxing Plant
(2000 USD/BPSD)**

	2002	Basis Jahr
	835	kta
	16952	BPSD
	2000	USD/BPSD
	33904000	USD
	33,904	Mio. USD
	1,03	
11Jahre	1,38	
2013	46,93	Mio. USD

Wasserstoffanlage

50000	Nm³/h	8600	Nm³/h
44,8	MM SCFD	7,7056	MM SCFD
1116,071429	Nm³/h/MM SCF		
0,000896	MM SCFD/Nm³/h		
44800000	SCFD		
1866666,667	SCF /h		
37,33333333	SCFD/Nm³/h		
100000	Nm³/h H2	8600	Nm³/h
89,6	MM SCFD H2	7,7056	MM SCFD
1,2	Mio. USD/1000Nm³/h H2		
120	Mio. USD	27,53	Mio. USD
0,12	-		
120	Mio. USD	27,53	Mio. USD
1,3068	US\$/EUR		
91,83	Mio. €	21,07	Mio. €

Input Atmospheric Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desalted Crude Oil	100.00%	352.86
	0.00%	
	0.00%	
	0.00%	
Total Feed	100.00%	352.86
Output Atmospheric Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Gas C1-C4	0.10%	0.35
Atm. Naphtha	17.40%	61.40
Atm. Light Diesel	12.00%	42.34
Atm. Heavy Diesel	18.50%	65.28
Atm. Residue	52.00%	183.49
Total Products	100.00%	352.86

Input Naphtha-Stabilization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Naphtha	91.79%	61.40
VB Naphtha	8.21%	5.49
	0.00%	
	0.00%	
	0.00%	
Total Feed	100.00%	66.89
Output Naphtha-Stabilization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Gas C1-C2	0.50%	0.33
LPG C3-C4	6.00%	4.01
Stabilized Naphtha	93.50%	62.54
		0.00
Losses		0.00
Total Products	100.00%	66.89

Input Visbreaker		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Vac. Residue	100.00%	83.85
	0.00%	
	0.00%	
	0.00%	
	0.00%	
Total Feed	100.00%	83.85
Output Visbreaker		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
VB Gas C1-C4	2.90%	2.43
VB Naphtha	6.55%	5.49
VB Gas Oil	15.55%	13.04
VB VGO	20.00%	16.77
VB VR	55.00%	46.12
Total Products	100.00%	83.85
Additional Data		
Conversion	25.00%	

Input Naphta-Splitter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desulfurized Naphtha	77.95%	60.87
DHDW Wild Naphtha	4.59%	3.59
HC Naphtha	14.04%	10.96
WHI-Naphtha	3.41%	2.67
	0.00%	
Total Feed	100.00%	78.08
Output Naphta-Splitter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Light Naphtha	25.00%	19.52
Heavy Naphtha	75.00%	58.56
	0.00%	0.00
	0.00%	0.00
Losses		0.00
Total Products	100.00%	78.08

Input to Desalter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Crude Oil	91.35%	352.94
Wash Water	8.65%	33.41
Total Feed	100.00%	386.36
Output from Desalter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desalted Crude Oil	91.33%	352.86
Oil/Water	8.67%	33.50
Total Products	100.00%	386.36
Additional Data		
Wash water m3/m3	8.00%	

Input Vacuum Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Residue	100.00%	183.49
	0.00%	
	0.00%	
	0.00%	
	0.00%	
Total Feed	100.00%	183.49
Output Vacuum Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Cracked Gas C1-C4	0.40%	0.73
LVGO -360°C	5.80%	10.64
HVGO 360-500°C	48.10%	88.26
Vac. Residue	45.70%	83.85
Losses		0.00
Total Products	100.00%	183.49

Input Naphtha-Desulfurization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Stabilized Naphtha	89.99%	62.54
Isom. H2-Rich Gas	10.01%	6.98
	0.00%	
	0.00%	
	0.00%	
Total Feed	100.00%	69.50
Output Naphtha-Desulfurization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
NDS H2-Rich Gas	9.71%	6.75
Gas C1-C4	2.71%	1.88
Desulfurized Naphtha	87.58%	60.87
	0.00%	0.00
Losses		0.00
Total Products	100.00%	69.50

Input Diesel-Hydro-Dewaxing		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Heavy Diesel	68.21%	65.28
LVGO -360°C	11.12%	10.64
VB Gas Oil	13.62%	13.04
NDS H2-Rich Gas	7.05%	6.75
	0.00%	
Total Feed	100.00%	95.71
Output Diesel-Hydro-Dewaxing		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
DHDW Gas C1-C4	7.28%	6.97
DHDW Wild Naphtha	3.75%	3.59
DHDW Diesel	88.97%	85.15
		0.00
Losses		0.00
Total Products	100.00%	95.71

Input C5-C6 Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Light Naphtha	73.53%	19.52
Ref. H2-Rich Gas	26.47%	7.03
	0.00%	
	0.00%	
Total Feed	100.00%	26.55
Output C5-C6 Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Isom. H2-Rich Gas	26.21%	6.96
Gas C1-C4	1.11%	0.29
Isomersate	72.69%	19.30
	0.00%	0.00
Losses		0.00
Total Products	100.00%	26.55

Input Selective Hydro-Cracking		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Make-Up Hydrogen	5.21%	5.78
HVGO 360-500°C	79.65%	88.26
VB VGO	15.14%	16.77
	0.00%	
Total Feed	100.00%	110.80
Output Selective Hydro-Cracking		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
H2-Rich Gas	1.04%	1.16
HC-Gas C1-C4	4.95%	5.48
HC-Naphtha	9.90%	10.96
HC-Diesel	79.17%	87.72
HC-Residue	4.95%	5.48
Total Products	100.00%	110.80

Input Gas Amin Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Total Sour Gas	47.37%	20.70
Lean MDEA	52.63%	23.00
	0.00%	
	0.00%	
Total Feed	100.00%	43.69
Output Gas Amin Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Fuel Gas	47.28%	20.66
Rich MDEA	52.72%	23.04
	0.00%	0.00
	0.00%	0.00
Losses	0.00%	0.00
Total Products	100.00%	43.69

Input Power Plant		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
VB VR	89.38%	46.12
HC-Residue	10.62%	5.48
	0.00%	0.00
Total Feed	100.00%	51.60
Output Power Plant		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
MP Steam	185.77	MW
Electricity	97.01	MW
Additional Data		
n combustion	0.90	
Hu Fuel	36.00	MJ/kg
MPS/Power	0.50	
Electric Power	1.88	MW/(t/h)
MP Steam	3.60	MW/(t/h)

Input Catalytic Reforming		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Heavy Naphtha	100.00%	58.56
	0.00%	
	0.00%	
	0.00%	
Total Feed	100.00%	58.56
Output Catalytic Reforming		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Ref. H2-Rich Gas	12.00%	7.03
Gas C1-C4	2.00%	1.17
Light Reformate	28.00%	16.40
Heavy Reformate	58.00%	33.97
Losses	0.00%	0.00
Total Products	100.00%	58.56

Input Wax Hydro-Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
H2-Rich Gas	1.30%	1.16
HC-Diesel	98.70%	87.72
	0.00%	
Total Feed	100.00%	88.87
Output Wax Hydro-Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
WHI-Gas C1-C4	2.00%	1.78
WHI-Naphtha	3.00%	2.67
WHI-Diesel	95.00%	84.43
Losses		0.00
Total Products	100.00%	88.87

Input Liquid Amine Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Sour LPG	71.43%	4.01
Lean MDEA	28.57%	1.61
	0.00%	
Total Feed	100.00%	5.62
Output Liquid Amine Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
LPG	71.20%	4.00
Rich MDEA	28.80%	1.62
	0.00%	0.00
	0.00%	0.00
Losses		0.00
Total Products	100.00%	5.62

Input Atmospheric Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desalted Crude Oil	100,00%	352,86
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	352,86
Output Atmospheric Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Gas C1-C4	0,10%	0,35
Atm. Naphtha	17,40%	61,40
Atm. Light Diesel	12,00%	42,34
Atm. Heavy Diesel	18,50%	65,28
Atm. Residue	52,00%	183,49
Total Products	100,00%	352,86

Input Naphtha-Stabilization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Naphtha	91,79%	61,40
VB Naphtha	8,21%	5,49
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	66,89
Output Naphtha-Stabilization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Gas C1-C2	0,50%	0,33
LPG C3-C4	6,00%	4,01
Stabilized Naphtha	93,50%	62,54
		0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	66,89

Input Visbreaker		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Vac. Residue	100,00%	83,85
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	83,85
Output Visbreaker		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
VB Gas C1-C4	2,90%	2,43
VB Naphtha	6,55%	5,49
VB Gas Oil	15,55%	13,04
VB VGO	20,00%	16,77
VB VR	55,00%	46,12
Total Products	100,00%	83,85
Additional Data		
Conversion		25,00%

Input Naphta-Splitter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desulfurized Naphtha	90,82%	60,84
DHDS Wild Naphtha	5,35%	3,58
WHI-Naphtha	3,83%	2,57
	0,00%	
Total Feed	100,00%	66,99
Output Naphta-Splitter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Light Naphtha	25,00%	16,75
Heavy Naphtha	75,00%	50,24
	0,00%	0,00
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	66,99

Input to Desalter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Crude Oil	91,35%	352,94
Wash Water	8,65%	33,41
Total Feed	100,00%	386,36
Output from Desalter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desalted Crude Oil	91,33%	352,86
Oil/Water	8,67%	33,50
Total Products	100,00%	386,36
Additional Data		
Wash water m3/m3	8,00%	

Input Vacuum Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Residue	100,00%	183,49
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	183,49
Output Vacuum Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Cracked Gas C1-C4	0,40%	0,73
LVGO -360°C	5,80%	10,64
HVGO 360-500°C	48,10%	88,26
Vac. Residue	45,70%	83,85
Losses		0,00
Total Products	100,00%	183,49

Input Naphtha-Desulfurization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Stabilized Naphtha	91,29%	62,54
Isom. H2-Rich Gas	8,71%	5,97
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	68,51
Output Naphtha-Desulfurization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
NDS H2-Rich Gas	8,45%	5,79
Gas C1-C4	2,75%	1,88
Desulfurized Naphtha	88,80%	60,84
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	68,51

8,88178E-14

Input Diesel-Hydro-Desulfurization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Heavy Diesel	68,90%	65,28
LVGO -360°C	11,23%	10,64
VB Gas Oil	13,76%	13,04
NDS H2-Rich Gas	6,11%	5,79
	0,00%	
Total Feed	100,00%	94,75
Output Diesel-Hydro-Desulfurization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
DHDS Gas C1-C4	6,44%	6,11
DHDS Wild Naphtha	3,78%	3,58
DHDS Diesel	89,78%	85,06
		0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	94,75

Input C5-C6 Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Light Naphtha	73,53%	16,75
Ref. H2-Rich Gas	26,47%	6,03
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	22,78
Output C5-C6 Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Isom. H2-Rich Gas	26,21%	5,97
Gas C1-C4	1,11%	0,25
Isomersate	72,69%	16,56
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	22,78

Input FCC		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
HVGO 360-500°C	84,03%	88,26
VB VGO	15,97%	16,77
	0,00%	
Total Feed	100,00%	105,03
Output FCC		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Coke	5,00%	5,25
FCC-Gas C1-C4	20,00%	21,01
FCC-Naphtha	50,00%	52,51
LO	15,00%	15,75
FCC-Residue	10,00%	10,50
Total Products	100,00%	105,03

Input Gas Amin Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Total Sour Gas	47,37%	21,08
Lean MDEA	52,63%	23,42
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	44,49
Output Gas Amin Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Fuel Gas	47,32%	21,05
Rich MDEA	52,68%	23,44
	0,00%	0,00
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	44,49

0,9

Input Power Plant		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
VB VR	81,45%	46,12
FCC-Residue	18,55%	10,50
	0,00%	0,00
Total Feed	100,00%	56,62
Output Power Plant		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
MP Steam	203,84	MW
Electricity	106,45	MW
Additional Data		
n combustion	0,90	
Hu Fuel	36,00	MJ/kg
MPS/Power	0,50	
Electric Power	1,88	MW/(t/h)
MP Steam	3,60	MW/(t/h)

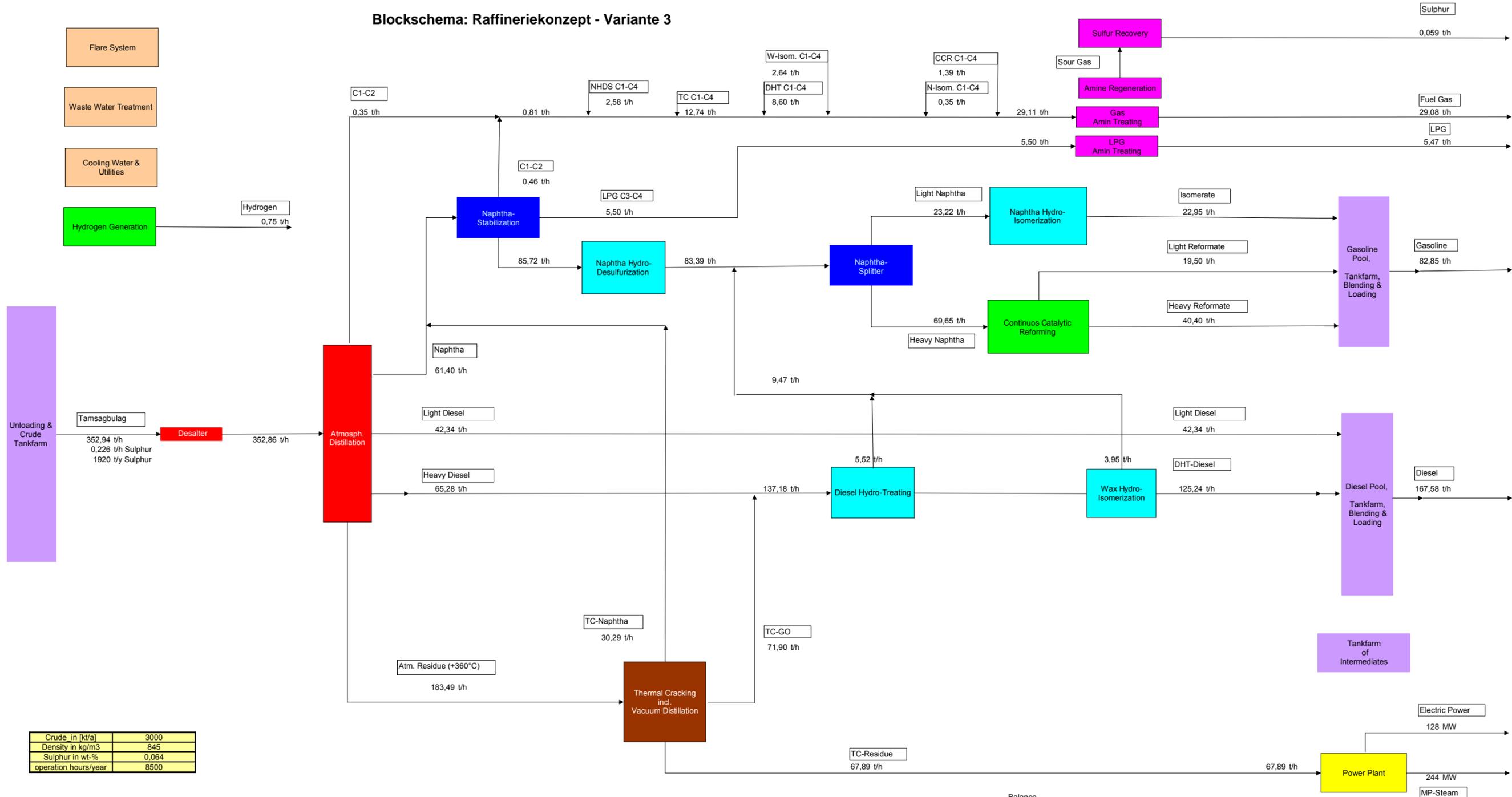
Input Catalytic Reforming		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Heavy Naphtha	100,00%	50,24
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	50,24
Output Catalytic Reforming		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Ref. H2-Rich Gas	12,00%	6,03
Gas C1-C4	2,00%	1,00
Light Reformate	28,00%	14,07
Heavy Reformate	58,00%	29,14
Losses	0,00%	0,00
Total Products	100,00%	50,24

Input Wax Hydro-Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Hydrogen	0,57%	0,49
DHDS Diesel	99,43%	85,06
	0,00%	
Total Feed	100,00%	85,55
Output Wax Hydro-Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
WHI-Gas C1-C4	2,00%	1,71
WHI-Naphtha	3,00%	2,57
WHI-Diesel	95,00%	81,27
Losses		0,00
Total Products	100,00%	85,55

Input Liquid Amine Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Sour LPG	71,43%	18,02
Lean MDEA	28,57%	7,21
	0,00%	
Total Feed	100,00%	25,22
Output Liquid Amine Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
LPG	71,32%	17,99
Rich MDEA	28,68%	7,23
	0,00%	0,00
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	25,22

2,5

Blockschema: Raffineriekonzept - Variante 3



Crude in [kt/a]	3000
Density in kg/m ³	845
Sulphur in wt-%	0,064
operation hours/year	8500

Verarbeitung von mongolischem Tamsagbulag-Rohöl

Variante 3: Zielprodukt ist Diesel
Tiefe Verarbeitung durch thermisches Cracken des schweren Gasöles

Balance

Crude Oil : 352,94 t/h
Hydrogen : 0,75 t/h
353,69 t/h

Summ of Products : 352,94 t/h
Losses : 0,75 t/h
353,69 t/h

Input Atmospheric Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desalted Crude Oil	100,00%	352,86
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	352,86
Output Atmospheric Distillation		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Gas C1-C4	0,10%	0,35
Atm. Naphtha	17,40%	61,40
Atm. Light Diesel	12,00%	42,34
Atm. Heavy Diesel	18,50%	65,28
Atm. Residue	52,00%	183,49
Total Products	100,00%	352,86

Input Naphtha-Stabilization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Naphtha	66,97%	61,40
TC Naphtha	33,03%	30,29
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	91,68
Output Naphtha-Stabilization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Gas C1-C2	0,50%	0,46
LPG C3-C4	6,00%	5,50
Stabilized Naphtha	93,50%	85,72
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	91,68

Input Naphtha-Desulfurization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Stabilized Naphtha	91,20%	85,72
Isom. H2-Rich Gas	8,80%	8,27
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	94,00
Output Naphtha-Desulfurization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
NDS H2-Rich Gas	8,54%	8,03
Gas C1-C4	2,74%	2,58
Desulfurized Naphtha	88,72%	83,39
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	94,00

Input Thermal Cracking		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Residue	100,00%	183,49
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	183,49
Output Thermal Cracking		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
TC Gas C1-C4	4,06%	13,41
TC Naphtha	9,17%	30,29
TC Gas Oil	21,77%	71,90
TC VGO	28,00%	51,38
TC VR	37,00%	67,89
Total Products	100,00%	183,49
Additional Data		
Conversion	35,00%	

Input to Desalter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Crude Oil	91,35%	352,94
Wash Water	8,65%	33,41
Total Feed	100,00%	386,36
Output from Desalter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desalted Crude Oil	91,33%	352,86
Oily Water	8,67%	33,50
Total Products	100,00%	386,36
Additional Data		
Wash water m3/m3	8,00%	

Input Naphta-Splitter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Desulfurized Naphtha	89,80%	83,39
DHT Wild Naphtha	5,94%	5,52
WHI-Naphtha	4,26%	3,95
	0,00%	0,00
Total Feed	100,00%	92,87
Output Naphta-Splitter		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Light Naphtha	25,00%	23,22
Heavy Naphtha	75,00%	69,65
	0,00%	0,00
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	92,87

Input C5-C6 Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Light Naphtha	73,53%	23,22
Ref. H2-Rich Gas	26,47%	8,36
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	31,57
Output C5-C6 Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Isom. H2-Rich Gas	26,21%	8,27
Gas C1-C4	1,11%	0,35
Isomerisate	72,69%	22,95
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	31,57

Input Diesel-Hydrotreating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Atm. Heavy Diesel	44,96%	65,28
TC Gas Oil	49,52%	71,90
NDS H2-Rich Gas	5,53%	8,03
	0,00%	
Total Feed	100,00%	145,21
Output Diesel-Hydrotreating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
DHT Gas C1-C4	5,93%	8,60
DHT Wild Naphtha	3,80%	5,52
DHT Diesel	90,27%	131,08
		0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	145,21

Input Catalytic Reforming		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Heavy Naphtha	100,00%	69,65
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	69,65
Output Catalytic Reforming		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Ref. H2-Rich Gas	12,00%	8,36
Gas C1-C4	2,00%	1,39
Light Reformate	28,00%	19,50
Heavy Reformate	58,00%	40,40
Losses	0,00%	0,00
Total Products	100,00%	69,65

Input Gas Amin Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Total Sour Gas	47,37%	29,11
Lean MDEA	52,63%	32,35
	0,00%	
	0,00%	
	0,00%	
Total Feed	100,00%	61,46
Output Gas Amin Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Fuel Gas	47,32%	29,08
Rich MDEA	52,68%	32,38
	0,00%	0,00
	0,00%	0,00
Losses	0,00%	0,00
Total Products	100,00%	61,46
Additional Data		
MDEA t/t	0,90	

Input Power Plant		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
TC VR	100,00%	67,89
	0,00%	0,00
Total Feed	100,00%	67,89
Output Power Plant		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
MP Steam	244,40	MW
Electricity	127,63	MW
Additional Data		
η combustion	0,90	
Hu Fuel	36,00	MJ/kg
MPS/Power	0,50	
Electric Power	1,88	MW/(t/h)
MP Steam	3,60	MW/(t/h)

Input Wax Hydro-Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Hydrogen	0,57%	0,75
DHT Diesel	99,43%	131,08
	0,00%	
Total Feed	100,00%	131,83
Output Wax Hydro-Isomerization		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
WHI-Gas C1-C4	2,00%	2,64
WHI-Naphtha	3,00%	3,95
WHI-Diesel	95,00%	125,24
Losses		0,00
Total Products	100,00%	131,83

Input Liquid Amine Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
Sour LPG	71,43%	5,50
Lean MDEA	28,57%	2,20
	0,00%	
Total Feed	100,00%	7,70
Output Liquid Amine Treating		
Fraction	wt-%	Mass flow in t/h
LPG	71,03%	5,47
Rich MDEA	28,97%	2,23
	0,00%	0,00
	0,00%	0,00
Losses		0,00
Total Products	100,00%	7,70
Additional Data		
MDEA t/t	2,50	