

3.3 重質油分解の可能性

イランでは重油が余り、灯油、軽油が不足しているので、精製過程において重質油を分解して、中質油を増産することを考えたい。Tabriz製油所を例にとって、

1. 現在の能力
2. 減圧残油水素化分解装置を増設
3. 直接脱硫装置及び残油接触分解装置を増設
4. 熱分解装置を増設

の4つのケースについて、得られる製品の量と装置の建設費を簡単なLPモデルを作成して試算してみた。モデル中の各種のパラメータは日本で近そうなものを集めたもので、イランの特定の原油あるいは現在使用中の装置などに合ったものではないから、得られた値をそのまま信用するわけにはいかないが、傾向は一応出ていると考えられる。原油の成分の正確なデータ等があれば、結果の信頼性が増すであろう。

現有の装置は

常圧蒸留装置	80,000 B/D
減圧蒸留装置	40,000
ナフサ脱硫装置	11,120
接触改質装置	11,120
水素化分解装置	18,000
ビスプレーキング装置	16,500

である。常圧蒸留装置は10万B/Dに強化されたとのことであるが、ここでは8万で計算した。またアスファルト製造装置もあるが、これは計算に入れていない。

モデルで扱う装置は、常圧蒸留装置、減圧蒸留装置、ナフサ脱硫装置、接触改質装置、水素化分解装置、ビスプレーキング装置、減圧残油水素化分解装置、直接脱硫装置、残油接触分解装置、熱分解装置である。水素製造装置の能力と費用はモデルで直接扱う形にはなっていない。

現有の設備あるいはケースごとに新しい装置を追加した設備で、gas oil, kerosene, gasolineを多く、fuel oilとcokeを少なくするように運転する計画を求めた。gas oilとkeroseneはgasolineよりも不足しているので、gasolineの1.5倍の価値があるとした。

それぞれの装置から得られる成分の比率はいろいろな文献からの寄せ集めであって、成分の定義も一定ではない。いくつかの成分をまとめたものの比率しか出ていない表もあるので、その場合は常圧蒸留装置からの成分比で案分した。

gas oil, kerosene, gasoline, fuel oilなどは、いくつかの装置から出た適当な成分を混

合して作るが、品質仕様を満たすためには混合比率に制約がある。このモデルではその制約は考慮していない。例えばgasolineに入れられる成分は好きなだけ入れてよいことになっている。

装置能力をBarrel/DayからTon/Yearに換算する際には、稼働率を85%とした。

新設する装置は能力を無限大として計算し、使用した量に合わせて建設費を計算した。建設費は次の式で計算した。

$$\text{建設費} = \text{標準建設費} \times (\text{能力} / \text{標準能力}) 0.7$$

標準能力、標準建設費は表3.1によった。運転費用は考慮していない。

表 3.1 装置の能力と建設費

装 置	能 力 (B/D)	建設費 (百万円)
常 圧 蒸 留 装 置	100,000	14,430
減 圧 蒸 留 装 置	60,000	9,100
ナフサ脱硫装置	20,000	3,510
接 触 改 質 装 置	20,000	20,540
軽油深度脱硫装置	20,000	8,190
間 接 脱 硫 装 置	30,000	18,200
水 素 化 分 解 装 置	30,000	40,300
接 触 分 解 設 備	30,000	26,000
直 接 脱 硫 置	30,000	38,740
減 圧 残 油 脱 硫 装 置	30,000	45,110
ビスブレーキング	20,000	10,400
熱 分 解 装 置	20,000	18,850
残油接触分解装置	30,000	46,800
残油水素化分解装置	30,000	54,600
アルキレーション装置	10,000	12,220
セタン向上装置	10,000	11,700
ナフサ異性化装置	10,000	4,810
減圧残油水素化分解装置	30,000	54,600

モデルは最後に載せてあるが、XPRESS-MPのモデル記述言語で書かれており、XPRESS-MPの出力からレポートを作るレポートライターはCで作成した。また、精製フローを図3.1に示した。

3.3.1 ケース1 — 現在の状況

現在使用中の装置を用いた生産計画である。

Feed	crude	3381675 Ton/Year	
Yield		wt. %	Ton/Year
	Off-gas	2.19	74138
	C ₃	0.97	32723
	gasoline	17.76	600448
	jet fuel	6.23	210736
	kerosene	14.67	496195
	gas oil	29.94	1012458
	fuel oil	27.92	944218
	NH ₃	0.04	1342
	H ₂ S	0.45	15065
	Total	100.17	3387323

装置ごとの稼働状況は以下のようになっている。

(i) 常圧蒸留装置

Crude Unit		wt. %	Ton/Year
* 80000	BPSD		
	Off-gas	0.20	6763
	C ₃ /C ₄	1.50	50725
	SR Naphtha		
	LSR	5.20	175847
	HSR	14.00	473434
	Kerosene	12.60	426091
	Gas Oil	20.00	676335
	A. Residue	46.50	1572479
	Total	100.00	3381675

(ii) 接触改質装置

Catalytic Reformer	wt. %	Ton/Year
* 11120 BPSD		
H ₂	2.20	8447
Off-gas	9.90	38010
C ₄	5.70	21885
H Naphtha	82.20	315599
<hr/>		
Total	100.00	383941

(iii) 減圧蒸留装置

Vacuum Flasher	wt. %	Ton/Year
* 40000 BPSD		
LVGO	33.30	404648
HVGO	28.00	559281
V Residue	38.70	608549
<hr/>		
Total	100.00	1572479

(iv) 水素化分解装置

VGO Hydrocracking	wt. %	Ton/Year
* 18000 BPSD		
H ₂ S	2.02	15065
NH ₃	0.18	1342
Off-gas	1.98	14759
C ₃	0.99	7361
C ₄	2.39	17854
L Naphtha	4.87	36320
H Naphtha	13.52	100830
Kerosene	9.40	70104
Gas Oil	29.18	217620
Fuel Oil	37.36	278625
<hr/>		
Total	101.89	759879

(v) ビスブレイキング装置

VR Visbreaking	wt. %	Ton/Year
* 16500 BPSD		
Off-gas	2.40	14605
Naphtha	4.60	27993
Cracked GO	14.50	88240
Fuel Oil	78.50	477711
<hr/>		
Total	100.00	608549

3.3.2 ケース2 — 減圧残油水素化分解装置を増設した場合

Feed	crude	3381675 Ton/Year
Yield	wt. %	Ton/Year
Off-gas	2.08	70304
C ₃	1.15	39052
gasoline	17.79	601589
jet fuel	5.78	195294
kerosene	15.75	532647
gas oil	32.99	1115729
fuel oil	23.68	800844
NH ₃	0.06	2194
H ₂ S	1.23	41658
<hr/>		
Total	100.52	3399312

ビスブレイキング装置の代わりに減圧残油水素化分解装置が使用されて、重油が若干減り、その分、中質油が増えている。減圧残油水素化分解装置の能力は13709 B/Dとなり、3万B/Dの装置の建設費を546億円とすると、その建設費は

$$546 \text{ 億円} \times (137098 / 30000)^{0.7} = 316 \text{ 億円}$$

となる。

装置ごとの稼働状況は以下の通りである。

(i) 常圧蒸留装置

現状と全く変化がない。

Crude Unit	wt. %	Ton/Year
* 80000 BPSD		
Off-gas	0.20	6763
C ₃ /C ₄	1.50	50725
SR Naphtha		
LSR	5.20	175847
HSR	14.00	473434
Kerosene	12.60	426091
Gas Oil	20.00	676335
A. Residue	46.50	1572479
<hr/>		
Total	100.00	3381675

(ii) 接触改質装置

これも現状と同じである。

Catalytic Reformer	wt. %	Ton/Year
* 11120 BPSD		
H ₂	2.20	8447
Off-gas	9.90	38010
C ₄	5.70	21885
H Naphtha	82.20	315599
<hr/>		
Total	100.00	383941

(iii) 減圧蒸留装置

これも現状と同じである。

Vacuum Flasher	wt. %	Ton/Year
* 40000 BPSD		
LVGO	33.30	404648
HVGO	28.00	559281
V Residue	38.70	608549
<hr/>		
Total	100.00	1572479

(iv) 水素化分解装置

これも現状維持である

VGO Hydrocracking	wt. %	Ton/Year
* 18000 BPSD		
H ₂ S	2.02	15065
NH ₃	0.18	1342
Off-gas	1.98	14759
C ₃	0.99	7361
C ₄	2.39	17854
L Naphtha	4.87	36320
H Naphtha	13.52	100830
Kerosene	9.40	70104
Gas Oil	29.18	217620
Fuel Oil	37.36	278625
<hr/>		
Total	101.89	759879

(v) 減圧残油水素化分解装置

新設のものである。

VR Hydrocracking	wt. %	Ton/Year	
* 13709 BPSD			
H ₂ S	4.37	26594	
NH ₃	0.14	852	
Off-gas	1.77	10771	
C ₃	1.04	6329	
C ₄	1.13	6877	
Naphatha	1.12	6816	
Kerosene	5.99	36452	
Gas Oil	16.97	103271	
Fuel Oil	29.83	181530	Light
Fuel Oil	39.61	241046	Heavy
<hr/>			
Total	101.97	620538	

VR Hydrocracker 13709 31557 30000 54600

3.3.3 ケース3 — 直接脱硫装置及び残油接触分解装置を増設した場合

Feed crude 3381675 Ton/Year

Yield	wt. %	Ton/Year
Off-gas	4.73	159828
C ₃	2.63	88923
gasoline	26.23	887047
jet fuel	17.60	595145
kerosene	14.81	500846
gas oil	29.85	1009386
fuel oil	1.12	37834
coke burned	4.30	145534
H ₂ S	1.24	41893
<hr/>		
Total	100.35	3393670

残油接触分解装置により重油がごく少量になり，ガソリンが非常に増える。建設費は

直接脱硫装置 $387\text{億円} \times (36707/30000)^{-0.7} = 416\text{億円}$

残油接触分解装置 $468\text{億円} \times (29439/30000)^{-0.7} = 462\text{億円}$

となる。

装置ごとの稼働状況は以下の通りである。

(i) 常圧蒸留装置

ケース1，ケース2と全く同じなので省略する。

(ii) 接触改質装置

これもケース1，ケース2と全く同じなので省略する。

(iii) 直接脱硫装置

新設の装置である。

AR HDS	wt. %	Ton/Year
* 36707 BPSD		
H ₂ S	2.60	40884
Off-gas	2.20	34595
Naphtha	4.00	62899
Kero+GasOil	12.30	193415
A Residue	80.20	1261128
<hr/>		
Total	101.30	1592921

(iv) 残油接触分解装置

新設の装置である。

AR FCC	wt. %	Ton/Year
* 29439 BPSD		
H ₂ S	0.08	1009
Off-gas	6.38	80460
C ₃	5.04	63561
C ₄	12.73	160542
Naphtha	50.00	630564
L Cycle Oil	17.00	214392
H Cycle Oil	3.00	37834
coke 2	5.77	72767
<hr/>		
Total	100.00	1261128

3.3.4 ケース4 — 熱分解装置を増設した場合

Feed crude	3381675 Ton/Year	
Yield	wt. %	Ton/Year
Off-gas	1.97	66692
C ₃	1.76	59571
gasoline	19.45	657622
jet fuel	8.65	292383
kerosene	14.67	496195
gas oil	32.28	1091569
fuel oil	13.89	469550
coke	7.02	237334
NH ₃	0.04	1342
H ₂ S	0.45	15065
<hr/>		
Total	100.17	3387324

ビスブレーキング装置の代りに熱分解装置が使用されて、重油+コークスが減り、ガソリンと中質油が増えている。建設費は

熱分解装置 $189 \text{億円} \times (13709 / 20000) \times 0.7 = 145 \text{億円}$

となる。

装置ごとの稼働状況は以下の通りである。

(i) 常圧蒸留装置

ケース1, ケース2 と全く同じなので省略する。

(ii) 接触改質装置

これもケース1, ケース2 と全く同じなので省略する。

(iii) 減圧蒸留装置

ケース1 と全く同じである。

Vacuum Flasher	wt. %	Ton/Year
* 40000 BPSD		
LVGO	33.30	404648
HVGO	28.00	559281
V Residue	38.70	608549
<hr/>		
Total	100.00	1572479

(iv) 水素化分解装置

ケース1 と全く同じである。

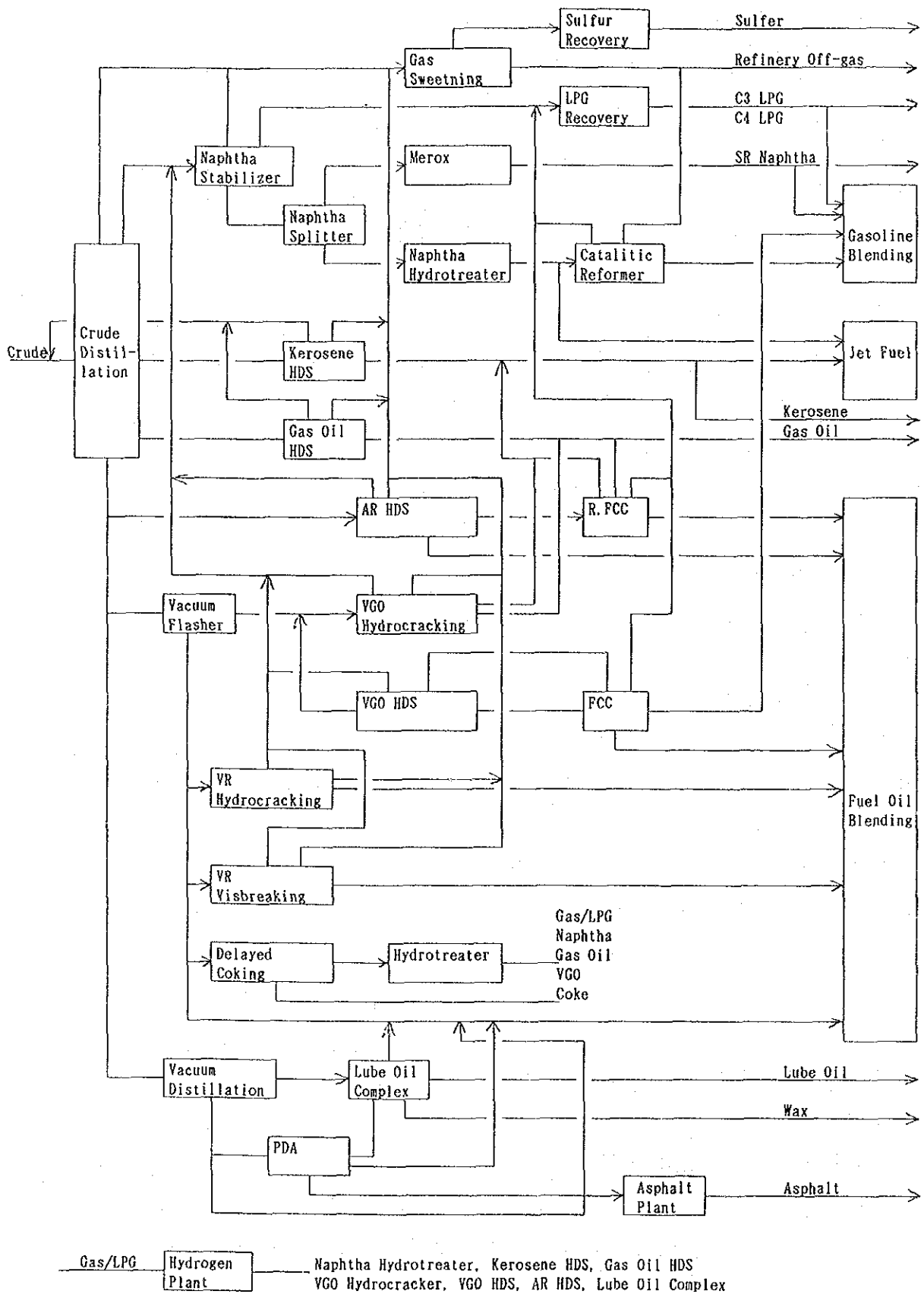
VGO Hydrocracking	wt. %	Ton/Year
* 18000 BPSD		
H ₂ S	2.02	15065
NH ₃	0.18	1342
Off-gas	1.98	14759
C ₃	0.99	7361
C ₄	2.39	17854
L Naphtha	4.87	36320
H Naphtha	13.52	100830
Kerosene	9.40	70104
Gas Oil	29.18	217620
Fuel Oil	37.36	278625
<hr/>		
Total	101.89	759879

(v) 熱分解装置

新設の装置である。

Delayed Coking	wt. %	Ton/Year
* 13709 BPSD		
Gas/LPG	10.00	60856
Naphtha	23.00	139966
Gas Oil	13.00	79111
VGO	15.00	91282
coke	39.00	237334
<hr/>		
Total	100.00	608550

図 3.1 石油精製モデルの精製フロー



<付 録>

モデルはLPパッケージXPRESS-MPのモデル記述言語で書かれている。各装置で生成される各成分の割合等のパラメータはそれぞれファイルにあって、diskdataセクションでモデル中のテーブルに読み込まれる。

石油精製モデル — 重質油分解

tables

param(12)

diskdata

param = param.dat ! 各種テーブルの大きさを読み込む。

let

nunit = param(1) ! 取り扱う装置の種類の数

ntop = param(2) ! 常圧蒸留装置の成分表の大きさ

nflash = param(3) ! 減圧蒸留装置の成分表の大きさ

narhds = param(4) ! 直接脱硫装置の成分表の大きさ

nrefrm = param(5) ! 接触改質装置の成分表の大きさ

nvisbrk = param(6) ! ビスプレーキング装置の成分表の大きさ

nvrherk = param(7) ! 減圧残油水素化分解装置の成分表の大きさ

ncoking = param(8) ! 熱分解装置の成分表の大きさ

narfcc = param(9) ! 残油接触分解装置の成分表の大きさ

nvgohc = param(10) ! v g o水素化分解装置の成分表の大きさ

nfcc = param(11) ! 接触分解装置の成分表の大きさ

ncap = param(12) ! 成分の種類数

tables

TOP (ntop) ! 常圧蒸留装置の成分表

FLASH (nflash) ! 減圧蒸留装置の成分表

ARHDS (narhds) ! 直接脱硫装置の成分表

REFORM(nrefrm) ! 接触改質装置の成分表

VISBRK(nvisbrk) ! ビスプレーキング装置の成分表

VRHCRK(nvrherk) ! 減圧残油水素化分解装置の成分表

COKING(ncoking) ! 熱分解装置の成分表
 ARFCC (narfcc) ! 残油接触分解装置の成分表
 VGOHC (nvgohc) ! v g o 水素化分解装置の成分表
 FCC (nfcc) ! 接触分解装置の成分表

SPGR (ncap) ! 各装置への入力の比重
 CAPCTY (ncap) ! 各装置の処理能力 Ton/Year
 CAPACITY(ncap) ! 各装置の処理能力 Barrel/Day

diskdata ! 各種テーブルをファイルから読む。

TOP = top.dat
 FLASH = flash.dat
 ARHDS = arhds.dat
 REFORM = reform.dat
 VISBRK = visbrk.dat
 VRHCRK = vrhcrk.dat
 COKING = coking.dat
 ARFCC = arfcc.dat
 VGOHC = vgohcrk.dat
 FCC = fcc.dat

SPGR = spgr.dat
 CAPACITY = capacity.dat

assign ! テーブル要素をモデルで使用する形式に変換する。

TOP (i=1:ntop) = TOP(i) / 100.0
 FLASH (i=1:nflash) = FLASH(i) / 100.0
 ARHDS (i=1:narhds) = ARHDS(i) / 100.0
 REFORM(i=1:nrefrm) = REFORM(i) / 100.0
 VISBRK(i=1:nvisbrk) = VISBRK(i) / 100.0
 VRHCRK(i=1:nvrhcrk) = VRHCRK(i) / 100.0
 COKING(i=1:ncoking) = COKING(i) / 100.0
 ARFCC (i=1:narfcc) = ARFCC(i) / 100.0
 ARFCC (2) = ARFCC(2) + 0.3*ARFCC(3) + 0.05*ARFCC(4)
 ARFCC (3) = 0.7*ARFCC(3)

```

ARFCC (4)          = 0.95*ARFCC(4)
VGOHC (i=1:nvgohc) = VGOHC(i) / 100.0
VGOHC (3)          = VGOHC(3) + 0.3*VGOHC(4) + 0.05*VGOHC(5)
VGOHC (4)          = 0.7*VGOHC(4)
VGOHC (5)          = 0.95*VGOHC(5)
FCC (i=1:nfcc)    = FCC(i) / 100.0

```

```

CAPCTY(i=1:ncap) = CAPACITY(i)*0.85*365/6.29*SPGR(i)

```

tables

```

div_G LPG(2)      ! Off-gas + L P Gの分割比率
div_Naph(2)      ! Gas Oil + V G Oの分割比率
div_NpKr(2)      ! Naphtha + keroseneの分割比率
div_KrGO(2)      ! kerosene + Gas Oilの分割比率

```

assign

```

div_G LPG(1) = TOP(1) / (TOP(1)+TOP(2))
div_G LPG(2) = TOP(2) / (TOP(1)+TOP(2))
div_Naph(1) = TOP(3) / (TOP(3)+TOP(4))
div_Naph(2) = TOP(4) / (TOP(3)+TOP(4))
div_NpKr(1) = (TOP(3)+TOP(4)) / (TOP(3)+TOP(4)+TOP(5))
div_NpKr(2) = TOP(5) / (TOP(3)+TOP(4)+TOP(5))
div_KrGO(1) = TOP(5) / (TOP(5)+TOP(6))
div_KrGO(2) = TOP(6) / (TOP(5)+TOP(6))

```

variables

```

! 変数
Off (nunit)      ! Off-gasの量
C3 (nunit)     ! プロパンの量
C4 (nunit)     ! ブタンの量
Naph(nunit)      ! ナフサの量
LNap(nunit)      ! Light Naphthaの量
HNap(nunit)      ! Heavy Naphthaの量
Kero(nunit)      ! ケロシンの量
GasO(nunit)      ! gas oilの量
ARes(nunit)      ! 常圧残油の量

```


VGO (nunit)	! 減圧 gas oil の量
VRes(nunit)	! 減圧残油の量
LCO (nunit)	! Light Cycle Oil の量
HCO (nunit)	! Heavy Cycle Oil の量
H ₂ (nunit)	! 水素ガスの量
H ₂ S (nunit)	! 硫化水素の量
NH ₃ (nunit)	! アンモニアの量
KrGO(nunit)	! kerosene + gas oil (非分離) の量
CrGO(nunit)	! Cracked gas oilの量
Fuel(nunit)	! Fuel Oilの量
Coke(nunit)	! コークスの量
DBGs(nunit)	! Cracked gasolineの量
COil(nunit)	! Cycle Oilの量
crude	! 原油の量
off_gas	! off gasの合計
C ₃ _out	! プロパンの出力量
C ₄ _out	! ブタンの出力量
LSR_Naph	! Light Straight Naphthaの出力量
gasoline	! ガソリンの量
BTX	! BTX の量
jet_fuel	! jet fuelの量
kerosene	! keroseneの量
gas_oil	! gas oilの量
fuel_oil	! fuel oilの量
NH ₃ _out	! アンモニアの合計
H ₂ S_out	! 硫化水素の合計
total_p	! 出力の総量

constraints

target : gasoline + 1.05*gas_oil + 1.05*kerosene - fuel_oil - Coke(1) &
 + VGO(2) \$

! 1. Crude Distillation

topper1 : Off(1) = TOP(1)*crude ! Off-gas
 topper2 : C₃ (1) = 0.5*TOP(2)*crude ! 0.5*LPG(C₃/C₄)
 topper3 : C₄ (1) = 0.5*TOP(2)*crude ! 0.5*LPG(C₃/C₄)
 topper4 : Naph(1) = (TOP(3) + TOP(4))*crude ! Naphtha (LSR+HSR)
 topper5 : Kero(1) = TOP(5)*crude ! Kerosene
 topper6 : GasO(1) = TOP(6)*crude ! Gas Oil
 topper7 : ARes(1) = TOP(7)*crude ! A. Residue

! 2. Catalitic Reformer

reform1 : H₂ (1) = REFORM(1)*HNap(3) ! H₂
 reform2 : Off (2) = REFORM(2)*HNap(3) ! Off-gas
 reform3 : C₄ (2) = REFORM(3)*HNap(3) ! C₄
 reform4 : HNap(4) = REFORM(4)*HNap(3) ! HSR Naphtha (Yield)

! 3. Vacuum Unit

VFlash1 : VGO (1) = (FLASH(1) + FLASH(2))*ARes(2) ! VGO(L+H)
 VFlash2 : VRes(1) = FLASH(3) *ARes(2) ! R. Residue

! 4. AR HDS

ARHDS1 : H₂S (1) = ARHDS(1)*ARes(3) ! H₂S
 ARHDS2 : Off (3) = ARHDS(2)*ARes(3) ! Off-gas
 ARHDS3 : Naph(2) = ARHDS(3)*ARes(3) ! Naphtha
 ARHDS4 : KrGO(1) = ARHDS(4)*ARes(3) ! Kerosene + Gas Oil
 ARHDS5 : ARes(5) = ARHDS(5)*ARes(3) ! To Fuel Oil

! 5. VGO Hydrocracking

VGOHC1 : H₂S (4) = VGOHC(1)*VGO(2) ! H₂S
 VGOHC2 : NH₃ (2) = VGOHC(2)*VGO(2) ! NH₃
 VGOHC3 : Off (9) = VGOHC(3)*VGO(2) ! Off-gas
 VGOHC4 : C₃ (5) = VGOHC(4)*VGO(2) ! Propane
 VGOHC5 : C₄ (6) = VGOHC(5)*VGO(2) ! Butane
 VGOHC6 : LNap(2) = VGOHC(6)*VGO(2) ! Light Naphtha
 VGOHC7 : HNap(5) = VGOHC(7)*VGO(2) ! Heavy Naphtha
 VGOHC8 : Kero(4) = VGOHC(8)*VGO(2) ! Kerosene
 VGOHC9 : GasO(5) = VGOHC(9)*VGO(2) ! Gas Oil

! 10. FCC

FCC1 : Off (10) = FCC(1)*VGO(3) ! Off-gas
 FCC2 : C₄ (7) = FCC(2)*VGO(3) ! Butane & Butylene
 FCC3 : Naph(7) = FCC(3)*VGO(3) ! Naphtha
 FCC4 : DBGs(1) = FCC(4)*VGO(3) ! Cracked gasoline
 FCC5 : COil(1) = FCC(5)*VGO(3) ! Cycle Oil
 FCC6 : Coke(3) = FCC(6)*VGO(3) ! Coke on Catalist

! Naphtha

Naphtha : Naph(8) = SUM(i=1:7) Naph(i)
 ! Naphtha = LSR + HSR Naphtha

LHNaph1 : LNap(1) = div_Naph(1)*Naph(8)
 LHNaph2 : HNap(1) = div_Naph(2)*Naph(8)
 ! Kerosene / Gas Oil

KrGO1 : Kero(2) = div_KrGO(1)*KrGO(1)
 KrGO2 : GasO(3) = div_KrGO(2)*KrGO(1)

! A. Residue

A_Resd1 : ARes(1) = SUM(i=2:3) ARes(i)
 A_Resd2 : ARes(5) = ARes(6) + ARes(7)

! V. Residue

V_Resid : VRes(1) = SUM(i=2:5) VRes(i)
 ! VGO

VGO1 : VGO(1) = VGO(2) + VGO(3) + VGO(4)
 VGO2 : VGO(6) = (FLASH(2)/(FLASH(1)+FLASH(2)))*VGO(4) + VGO(5)

! Off-gas

Offgas1 : off_gas = SUM(i=1:9) Off(i)

! C₃

C₃ 1 : C₃_out = SUM(i=1:5) C₃(i)

! C₄

C₄ 1 : C₄(8) = SUM(i=1:7) C₄(i)

C₄ 2 : C₄(8) = C₄(9) + C₄_out

! LSR Naphtha

LSRNaph : LNap(1) + LNap(2) = LNap(3) + LSR_Naph

```

! HSR Naphtha
HSRNap1 : HNap(1) + HNap(5) = HNap(2) + HNap(3)
HSRNap2 : HNap(4) = HNap(6) + BTX

! Gasoline
Gasolin : gasoline = C4(9) + LNap(3) + HNap(6) + DBGs(1)

! Kerosene
Kerosel : Kero(5) = SUM(i=1:4) Kero(i)
Kerose2 : Kero(5) = Kero(6) + kerosene

! Jet Fuel
JetFuel : jet_fuel = HNap(2) + Kero(6)

! Gas Oil
GasOil1 : gas_oil = SUM(i=1:5) GasO(i) + LCO(1) &
           + (FLASH(1)/(FLASH(1)+FLASH(2)))*VGO(4)

! Fuel Oil
FuelO1 : fuel_oil = SUM(i=2:5) Fuel(i) + ARes(7) + VRes(5) &
           + CrGO(1) + VGO(6) + HCO(1) + COil(1)

! NH3
NH3_1 : NH3_out = SUM(i=1:2) NH3(i)

! H2S
H2S_1 : H2S_out = SUM(i=1:4) H2S(i)

! Total Product
Total1 : total_p = off_gas + C3_out + LSR_Naph + gasoline + BTX &
           + jet_fuel + kerosene + gas_oil + fuel_oil &
           + H2S_out + NH3_out + SUM(i=1:3) Coke(i)

```

bounds ! 装置の能力が指定された場合はその装置への投入量を制限する。

```

crude ( | CAPCTY(1) < 0) < 100000
crude ( | CAPCTY(1) > = 0) < CAPCTY(1)-1
HNap (3 | CAPCTY(4) > = 0) < CAPCTY(4)
ARes (2 | CAPCTY(2) > = 0) < CAPCTY(2)
ARes (3 | CAPCTY(9) > = 0) < CAPCTY(9)
VGO (2 | CAPCTY(7) > = 0) < CAPCTY(7)
VRes (3 | CAPCTY(11) > = 0) < CAPCTY(11)
VRes (2 | CAPCTY(18) > = 0) < CAPCTY(18)
VRes (4 | CAPCTY(12) > = 0) < CAPCTY(12)

```

ARes (6 | CAPCTY(13)> = 0) < CAPCTY(13)

VGO (3 | CAPCTY(8)> = 0) < CAPCTY(8)

total_p < 10000000

4. 石油・ガス開発

4.1 資源評価

4.1.1 油田概説

(i) 概 論

中東は世界最大の油田地帯である。中東全体の原油埋蔵量（確認可採量）は 6,620億バレルと見積もられ、世界の総埋蔵量の66%に相当する（BP Statistical Review of World Energy 1993；以下BP統計93）。

この膨大な量の資源は中東においてもさらに一部の地域に集中しており、イラクのキルクーク油田からアラブ首長国連邦のムルバン油田に達し、クウェートのブルガン油田からイランのガチサラン油田までの幅を持った細長いベルト地帯にほとんどの油田が位置している。この油田地帯の総面積は50万km²にすぎない。

巨大な埋蔵量が中東油田の第一の特徴であり、可採埋蔵量50億バレル以上の超巨大油田は中東油田がほぼ独占しているといえる。これらの油田は面積が100km²以上、油層は厚さ200mを越え、孔隙性、浸透性に優れた理想的な油層条件を備えている。

図4.1に示すように中東油田地帯の地質構造は、アラビア楕状地の外周をとりまく下記の構造帯に分帯される。

内陸同斜帯

内陸卓状地帯

沈降地帯

オマーン褶曲帯およびザクロス褶曲帯

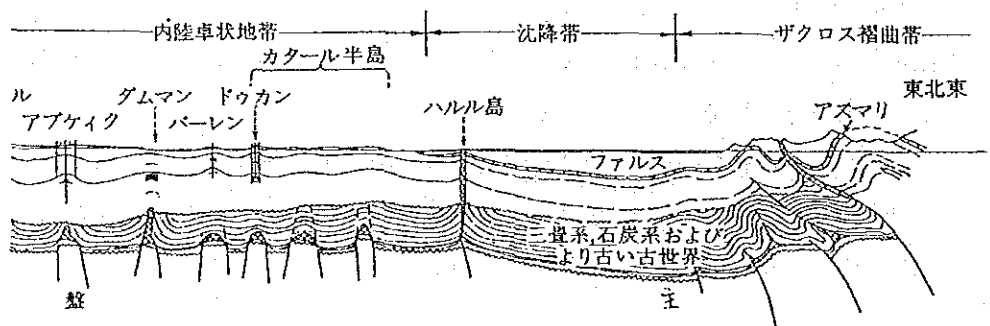
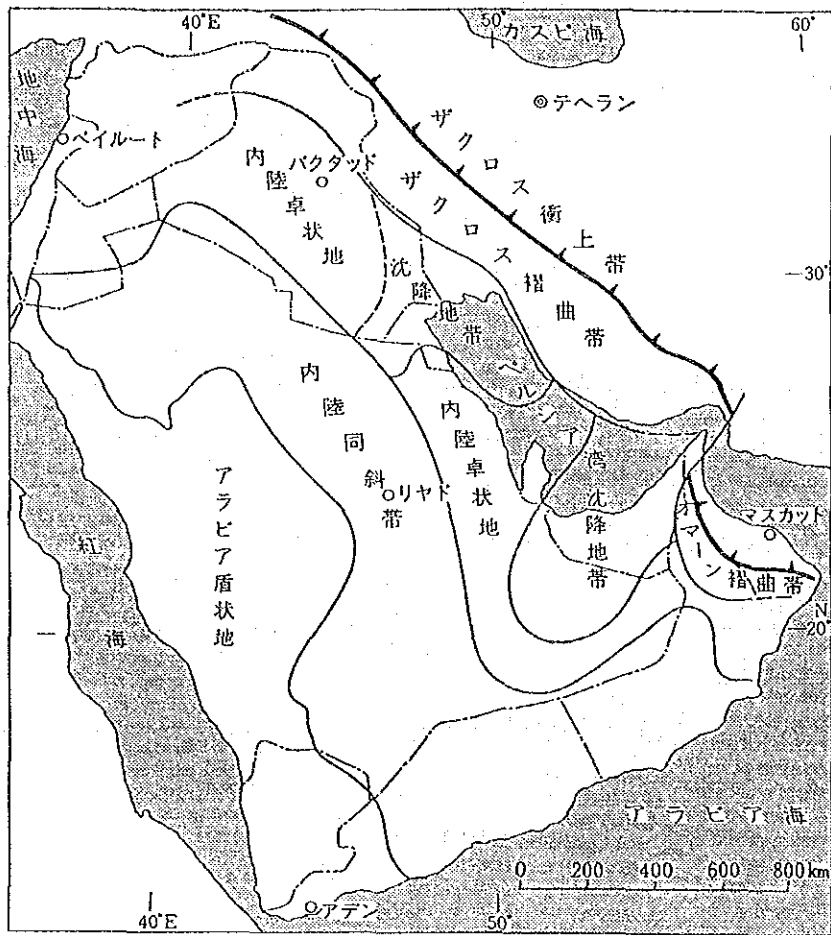
ザクロス衝上帯

基盤岩上の堆積物は楕状地から離れるにつれて層厚を増大させ、ザクロス褶曲帯では1万m以上の厚さとなっている。

内陸同斜帯および内陸卓状地帯における主要な構造的特徴は、基盤構造に起因すると思われる南北性の背斜系列である。一方、沈降地帯においては、この南北性の背斜系列も一部に認められるものの、深部の岩塩の運動に起因すると思われるドーム上の隆起がより顕著に現れている。

油田の構造形態もこの地質構造に支配されており、サウジアラビアの主要油田は南北性の長大な背斜構造を呈している。そしてこの南北性の構造トレンドはアラビアン・トレンドと名付

図4.1 中東油田地帯の構造区分と広域断面図



(出所) 石油学会「ガイドブック 世界の油田」

けられている。これに対して南西イランから北部イラクにいたるザクロス褶曲帯では、北西-南東方向にのびる強度に褶曲した背斜構造に伴い油田が形成され、この構造トレンドをイラニアトレンドと呼んでいる。これ以外の地、クウェート、アブダビ、オマーンなどにおける油田構造は不規則な分布をしたドーム状の形態を示し、深部における岩塩の運動により形成されたものと考えられている。

この地域の主要な原油貯留層は地質年代の白亜紀から第三紀にかけての堆積物からなる。それ以前、古生代末期の浅海性の厚い石灰岩-ドロマイト層は本地域における主要なガス貯留層になっている。本地域では白亜紀は沈降と海浸の時代であり、この時代に堆積した厚い石灰岩層、および砂岩層が後に主要産出油層となった。続く第三紀には沈降の中心は東に移動し、ザクロス褶曲帯が著しく沈降して厚い多孔質のアスマリ石灰岩層が堆積し、これは最も豊産な貯留岩となった。さらに第三紀末期に至りザクロス褶曲帯は強い横圧力をうけて、イラン型油田に特徴的な強度の褶曲構造が形成されることとなった。中東原油はAPI度16.7から42にいたるまで多種多様であるが、一般的特徴として硫黄分が高く、また流動点が非常に低いことがあげられ、インドネシア原油などと比較して際だった特徴となっている。中東原油の根源となった有機物が主に海成の生物であったため、硫黄分が高くなったと解釈されている。

また、中東原油では、比重と硫黄分との間に高い相関がみられ、比重が軽くなると硫黄分は減少し、超軽質油においては中東原油といえども硫黄分が低い。

可採埋蔵量は一般的に操業者自身による個別の公表値は少なく、中東原油の場合も通常言われる数値は第三者による推定可採埋蔵量であることが多い。可採埋蔵量が50億バレル以上の超巨大油田について、中東の場合、一般に可採埋蔵量はピーク日産レートの1万倍程度とされるため、この値が一つの目安となろう。より小規模な油田ではこの値は少し小さくなり、また、一方で増進回収技術の適用により、この値は多少大きく(1.5万-2万倍程度)なる可能性がある。

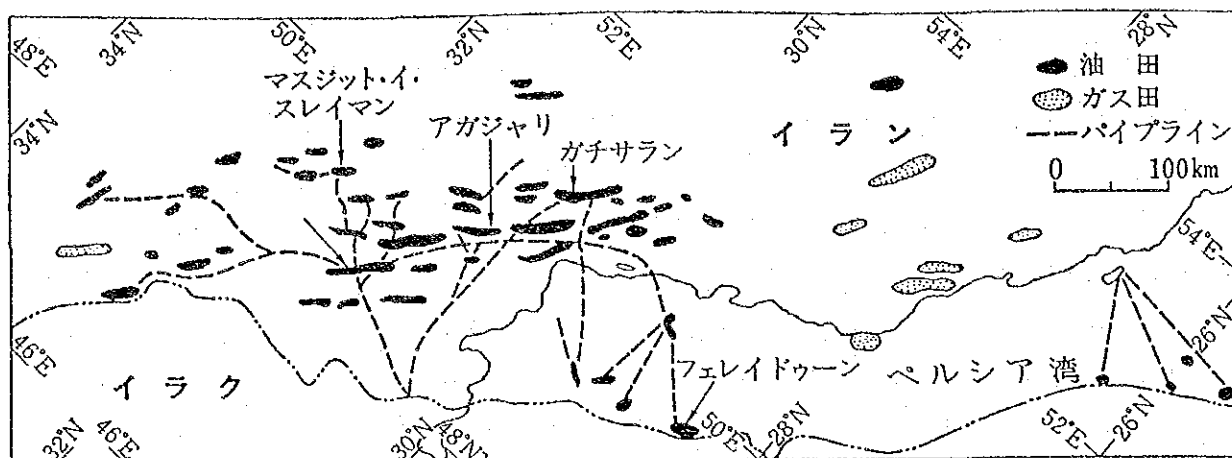
(ii) イランの主要油田

a) イラン石油産業の経緯

中東最初の産油国となったイランは中東石油産業のその後の歴史においても常に前衛的役割りを果たしてきた。西ヨーロッパ諸国はイランの石油資源に対して19世紀末より興味を示していたが、最初に石油利権の獲得に成功したイギリス人のダーシーが試掘を開始したのは1903年のことである。当初の試掘成果は思わしくなかったものの、5本目の試掘井マズジッド・イ・スレイマンにおいて商業量の出油をみて、これが中東石油産業の幕開けとなった(図4.2参照)。

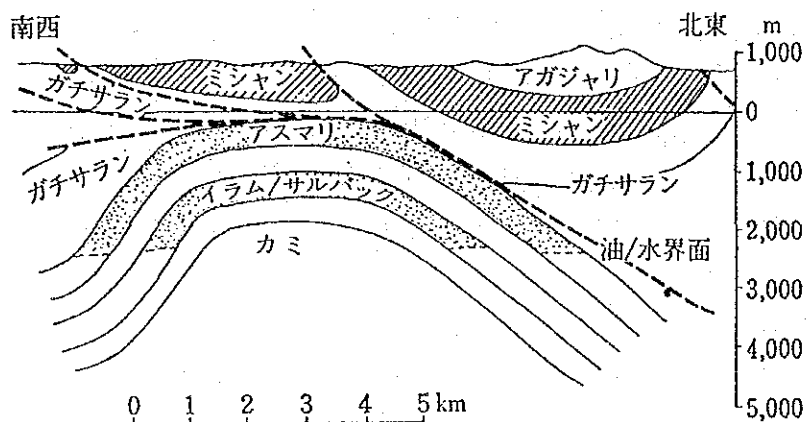
ダーシーの得た石油利権はその後アングロ-ペルシアンに引き継がれ、これが紆余曲折の後に現在のBP(ブリティッシュペトロリアム)に発展することになる。その後、次々に発

図4.2 イランにおける主要油田分布図



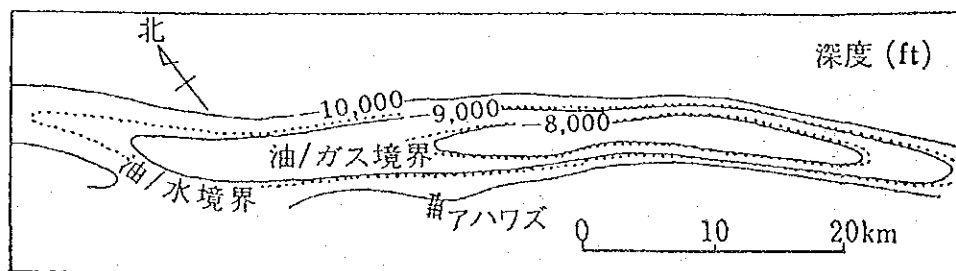
(出所) 図4.1に同じ

図4.3 ガチサラン油田断面図



(出所) 図4.1に同じ

図4.4 アハワズ油田の構造 (アスマリ層上限)



(出所) 図4.1に同じ

見された油田によってイランの石油産業は発展し、途中、民族主義の台頭による1951年のモサデク首相の石油産業国有化の強行などの事件があったものの、基本的にはアングロペルシアン（アングロイラニアン）、およびこれと国際石油会社とのコンソーシアムによる操業のもとで、イランは中東最大の産油国となった。1979年2月、イラン革命によって、これまで国王から付与されていた石油利権は消滅し、イランにおける石油操業は完全に国有化された。革命後の混乱により原油生産量はそれまでの600万バレル/日から一気に100万バレル/日以下に激減したが、その後回復し、イラン-イラク戦争期間を経て、1991年の平均日産量は3,430万バレル/日、1992年では3,460万バレル/日であった。

b) 地質概況

地質構造からイランは三つの地域、ザクロス褶曲帯、中央山岳地域、エルブールズ山脈地域に分類される。ザクロス褶曲帯と中央地域とは大断層帯（ザクロス衝上帯）で境され、両者間の地質構造の差異が激しい。ザクロス 褶曲帯では第三紀末期の造山運動により北西-南東方向にのびる褶曲群が形成され、この褶曲運動により油田構造ができあがった。褶曲度は衝上帯に近づくにつれ激しく、単純な褶曲構造から衝上を伴う強度の褶曲構造に移っていく。イランにおける主要油田は全てザクロス褶曲帯に集中しており、広大な中央山岳地域には、地質構造の違いから、ごく僅かの油ガス田が発見されているに過ぎない。一方、エルブールズ山脈の東端のサラハス地区では、カンギランガス田が発見されている。この地区ではジュラ紀に沈降がはじまり、引き続き連続した一連の堆積層を形成したが、第三紀末の造山運動により、封鎖構造が形成された。

c) 貯留岩と根源岩

イランでは第三紀末にザクロス褶曲帯に広く堆積したアスマリ（Asmari）石灰岩層が主要油層になっている。この石灰岩はさほど孔隙に富んでおらず（孔隙率10-15%）、そのままでは大油田の貯留岩として不適であるが、褶曲構造の形成にともなって岩体内部に縦横に割れ目（フラクチャー）が発達していて、この割れ目を通して高い生産性が得られることと、油層岩層厚が500mを越え、油柱も2,000mにも達するほどに規模が大きいことが、大油田形成の要因である。

イランにおける主要油田の根源岩はナハルウムル（Nahr Umr）頁岩層だと考えられている。ナハルウムル層中の有機物が熟成期に達し、石油生成のポテンシャルの最も高い時期にザクロス褶曲帯は大規模な褶曲作用をうけて激しく変形したが、このタイミングの良さが大油田の形成に大いに貢献している。

ペルシャ湾上などの非褶曲帯においては、白亜系のブルガン（Burgan）砂岩層、ヤママ（Yamama）石灰岩層、ジュラ系のアラブ（Arab）石灰岩層が主要油層となり、油田タイプとしてはアラビア型に近い。さらに非褶曲帯およびその周辺では古生代のクフ（Khuff）層が大

規模なガス田を形成している。

d) 主要油田

以下にイランの主要油田の中から、ガチサラン、アガジャリ、アハワズの三油田について解説する。

① ガチサラン (Gachsaran) 油田

1927年アングロペルシアン石油会社による試掘3号井がガチサラン油田発見の発端となった。正式な油田発見は試掘3号井の掘り下げによってアスマリ石灰岩層から2万バレル/日の産出を見た1937年とされている。

主要油層はアスマリ石灰岩層と、下部のサルバック石灰岩層であるが、両者の間には導通があり、油質も同一である。両油層とも孔隙率が非常に低いが、縦横にフラクチャーが発達していて、このフラクチャーを通じて原油が流動するため、一坑井当たり日産数万バレルという大生産量が得られる。油層中には図4.3に見られるように油水界面下に底水が存在し、自然の水押しが存在すると考えられる。

原油性状は油層内で均一で、API比重31.1、硫黄分1.68%と、他のイラン原油に比べて重質である。

本油田の生産量は1971年頃には100万バレル/日近くに達したが、以後、徐々に減少している。イラン政府発表の1992年10月の平均生産量は約60万バレル/日である。累計産出量は1980年末現在で45億バレル以上といわれており、最近の推定値では、1991年1月現在で原始埋蔵量530億バレルに対して16%を生産したとされている (International Petroleum Encyclopedia 91; 以下Encyclopedia 91)。

ここから導かれる累計生産量は80億から85億バレルで、従来推定されていた本油田の可採埋蔵量80億バレルを既に生産したことになる。原始埋蔵量の見直しがおこなわれ、さらに加えて増進回収技術の適用で、今後も生産が可能ということであろう。見直された原始埋蔵量が信頼し得るものであったとしても、現時点の回収率16%という値は、自然力の水押しが弱く、圧力維持が十分に出来ない場合には、そろそろ、これ以上の順調な生産は次第に難しくなっても不思議ではない段階であることを示している。現に本油田には圧力維持のためのガス圧入施設が設置済みと伝えられる。

② アガジャリ (Aghajari) 油田

構造の地表地質調査は1919年頃からはじまっていたが、最終的にはアングロペルシアン石油会社の試掘3号井により1937年に発見された。生産開始は第二次世界大戦のため1945年まで遅れた。さらに1958年には主要油層のアスマリ石灰岩層より深部の白亜紀バンゲスタン (Bangestan) 石灰岩でも油が発見された。

アスマリ石灰岩層はこの油田において細かな割れ目（フィッシャー）の発達がきわめて良好であるために油層内の導通に優れ、圧力や流体の分布が非常に均一である。従って酸処理仕上げによって一坑井から高い生産量をあげることができる。油層にはガスキャップが存在し、また油水界面近くには重質油が存在する。油田規模は約25km×5kmである。本油田の油質はAPI比重34、硫黄分1.38%である。中ワックス原油に分類され、イラニアンライト原油の主力の一つである。

アガジャリ油田の可採埋蔵量は、従来95億バレル程度と言われてきたが、最近の推定値によれば、原始埋蔵量310億バレルに対して31%を生産したとされ、前述のガチサラン油田と同じく、既に従来の推定可採埋蔵量を生産してしまったことになる（Encyclopedia 91）。生産量は1978年当時の、原油64万バレル/日、ガス4億ft³/日から、現在では原油28万バレル/日程度にまで減少している（1992年10月現在：イラン政府発表数字）。上部のガスキャップと下部の底水の双方からの自然力の排出エネルギー、および油層内の均一で良好な導通が好条件として存在しても、回収率31%の現段階は既に油田の老年期といって差し支えないだろう。イラン政府では本油田に圧力維持のためのガス圧入施設の設置計画を進行中と伝えられる。

③ アハワズ (Ahawaz) 油田

アハワズでの探鉱活動は1913年に開始され、1958年に掘削された試掘AZ6号井でアスマリ層、および、深部のサルバック層群の石灰岩に到達、1961年の試掘AZ8号井でようやく大油田としての輪郭が判明するに至った。原油生産は1960年から開始され、1975年には日産量ほぼ100万バレルに達している。1992年10月現在の生産量は後述の3油層合計で98万バレル/日（イラン政府発表数字）となっている。

本油田は細長い背斜構造で、幅4km-5km、長さ約70kmという長大なものである（図4.4参照）。アスマリ貯留層はガスキャップと底水を持ち、油層部分の深度2500m程度。下部のバンゲスタン層群中のイラム層は油層深度約3000m、同じくサルバック層は油層深度約3200mである。いずれもフラクチャーの良好に発達した石灰岩からなっているが、アガジャリ油田などと異なり、これら油層同士の間にはフラクチャーによる導通はないと報告されている。従ってこれら油層は、以下に示すように、それぞれ異なる油質の原油を産出する。

アスマリ層	API比重32.6	硫黄分1.50%
イラム層	API比重29.0	硫黄分3.67%
サルバック層	API比重25.8	硫黄分1.28%

最近の推定値によれば本油田は原始埋蔵量 470億バレルのうち既に21.5%を生産したとされる (Encyclopedia 91)。これは約 100億バレルの累計生産量ということになる。イラン政府では現在のところ、本油田の生産量維持のためのガス圧入施設の建設プランなどは持っていない模様であるが、本油田のピーク日産量を 100万バレル/日として、先に述べた巨大油田の可採埋蔵量の目安を当てはめれば、そろそろ、何らかの手段を講じない限り生産が減退に向かう段階にさしかかっていると考えられる。

d) イランの油田全般の現状考察 (図4.5)

表4.1をみて気づくことは、最近の発見油田がほぼ皆無であることである。油田の大半は1960年代に発見されたもので、イラン革命後に発見された油田は主要油田としては陸上のShadegan油田のみで、これとても全生産量に対しては1%程度寄与しているに過ぎない。古い油田が主力となっている傾向はこうした原油生産量内訳をたどるとより明瞭である。

表4.1にあげた1992年10月の政府発表の油田別生産量は、生産能力テスト的な意味あいではピーク生産量を記録したものと解釈されている数値であるが、この値をみると、全生産量の実に45%が、前項で解説した3油田 (Gachsaran, Agha Jari, Ahwaz)からのものであることがわかる。これに同じく陸上の Marun, Karanjの2油田を加えた合計5油田で、全生産量のほぼ65%を占める原油を生産している。これらの油田は巨大油田とはいえ、いずれも発見から30-60年を経過しており、累計の回収油量は既に原始埋蔵量の20%程度以上に達しているのである。

新規発見油田がほとんどないことの主原因は、特にイラン革命後の資金、資材、技術の不足から、十分な探鉱活動を行わずに来たためと考えられる。沖合い油田の数が少ないこともまた、この地域では陸上と海上で地質的な条件が異なることもさることながら、沖合い油田開発は陸上油田に比べてはるかに多額の投資と高度の技術を要することから、イランの現体制下では思うに任せなかったことによるものと考えられる。

新規油田発見による埋蔵量の追加が久しく見られないことは、イランの今後の原油生産体制にとってきわめて深刻な問題である。主要油田の解説の項においても述べたように、油田の回収率 (一次回収) は、強い水押しなどの特別有利な条件に恵まれない限り20-25%程度が上限と考えるのが通常である。主力油田の回収率が軒並みこのレベル、あるいはそれ以上に達しているということは、イランの原油生産は自然状態のままでは現状の維持が困難になって行くであろうことを意味する。

限られた情報から判断する限り、前項で解説した3油田について言えば、底水に加えてガスキャップを持つAgha Jari, Ahwaz油田 (現在回収率31%, 21.5%) に対して、ガスキャップを持たない Gachsaran油田は排油エネルギーに恵まれず、前者ほどの一次回収率は見込めないと推定されるのである。Gachsaran油田が現在の回収率16%と言われているにも拘わらず、既にガス圧入が行われていると伝えられることも、これを裏付けている。

図4.5 イランの主要油田(1)

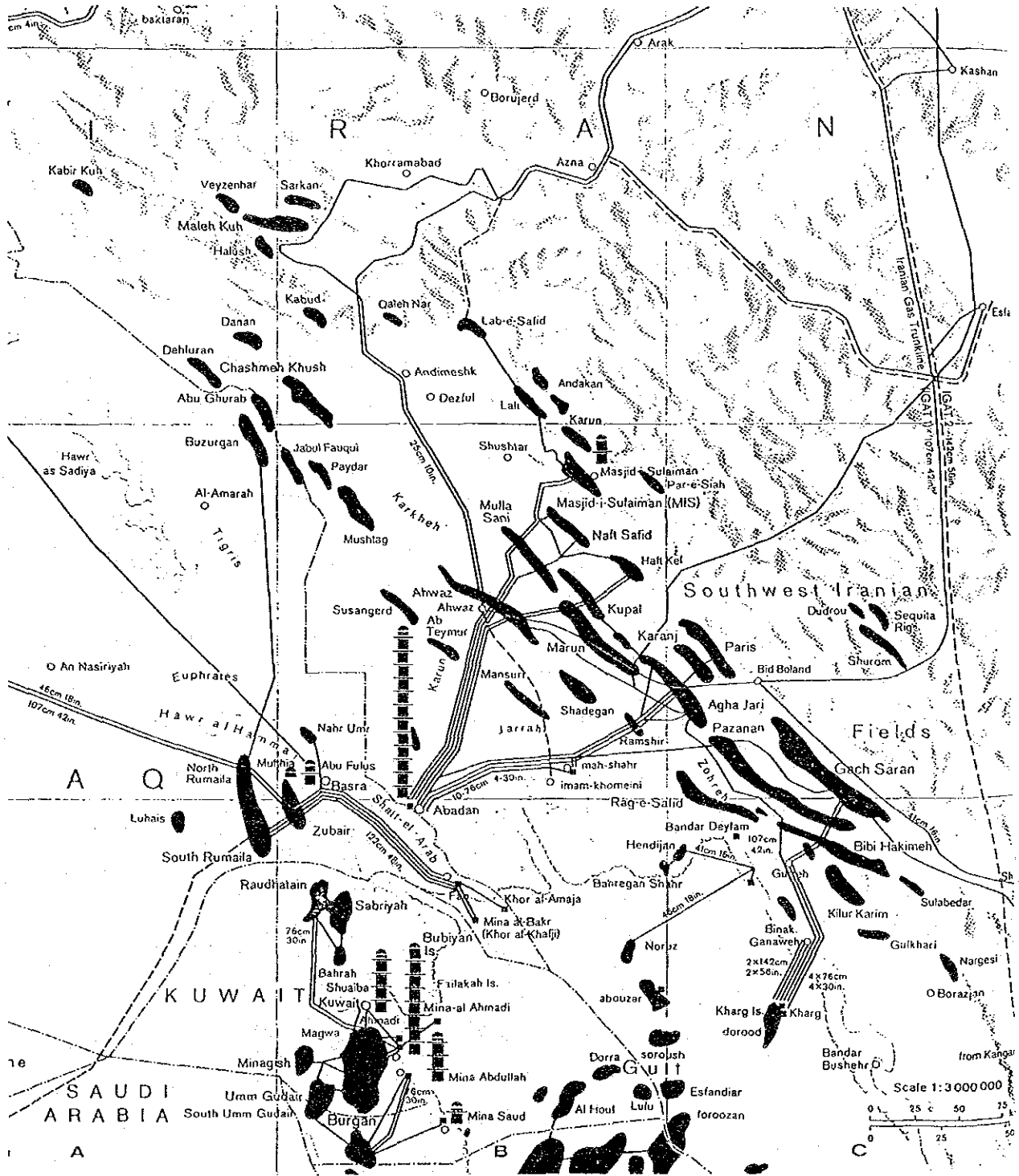
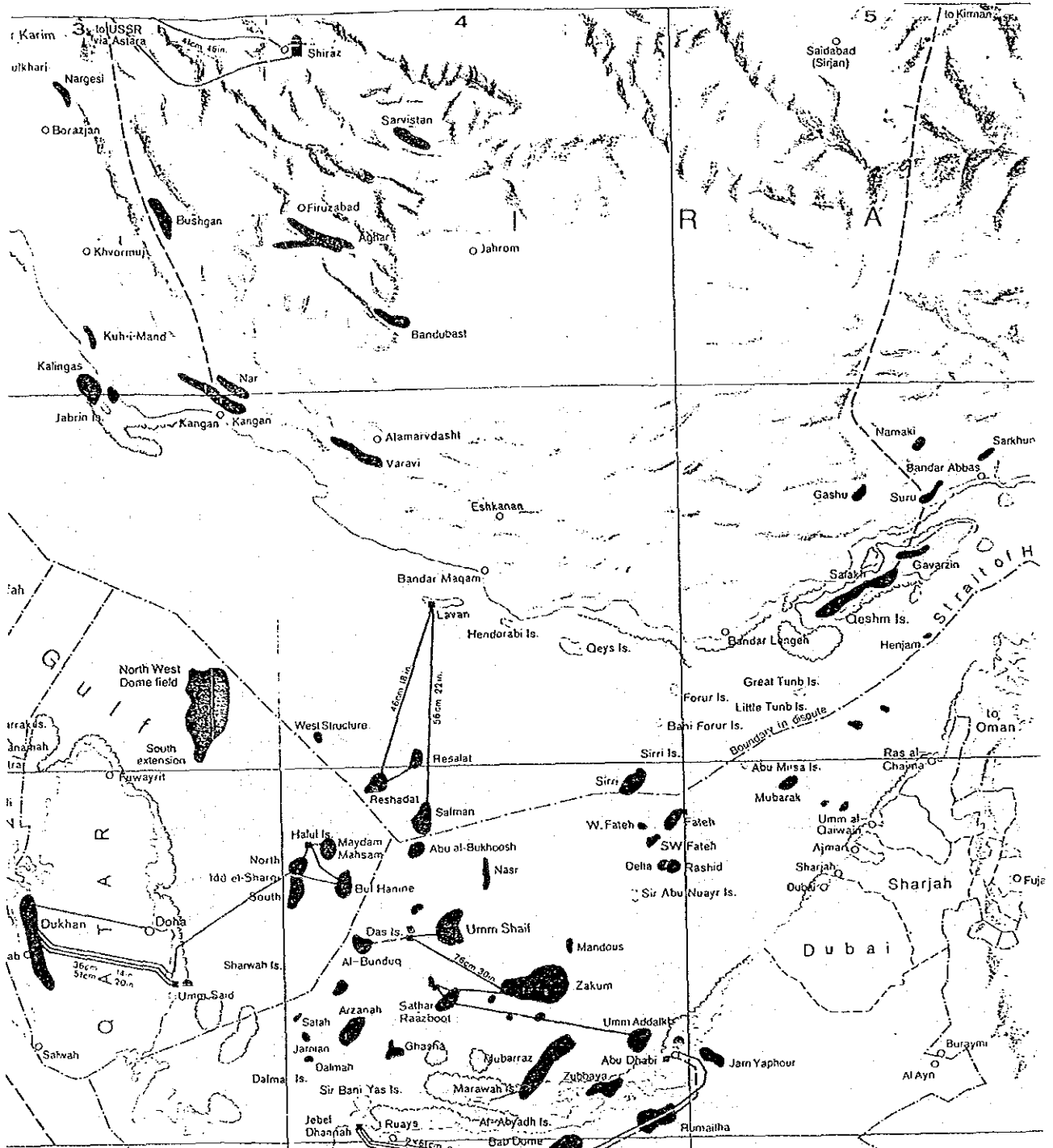


図4.6 イランの主要油田(2)



(Source) OPEC Annual Statistical Bulletin

表 4.1 イランの主要油田諸元('91/01), 及び, 油田別生産量('92/10)と目標生産能力('93)
(International Petroleum Encyclopedia 91, 及び, PIW, Petroleum Ministry IRAN, NIOC による)

International Petroleum Encyclopedia 91 '91/01										イラン石油省, NIOC発表資料 PIWまとめ '92/10	
海陸	油田名	発見年	油層深さ(m)	生産坑井	総坑井数	API	原始埋蔵量 10億m ³	現回収率 %	92/10月 生産量 [b/d]	1993年 目標能力 [b/d]	API
陸	Abe Teymour	1936	7,440	58	89	34.0	31.0	31.0	31,000	30,000	34.0
陸	Agha Jari	1958	8,150	73	85	32.0	47.2	21.5	278,000	340,000	**
陸	Ahwaz Asmani	1958	12,000	19	33	29.9	14.8	17.0	847,000	850,000	32.0
陸	Ahwaz Bangestan	1961	4,570	4	4	27.7	53.0	16.0	132,000	180,000	24.3
陸	Bibi Hakimeh	1959	10,440	7	7	33.9	6.7	25.0	144,000	150,000	**
陸	Binak	1967	10,700	4	4	32.8	11.5	10.4	47,000	50,000	29.9
陸	Chesme Khush	1937	3,400	46	62	31.0	8.7	20.1	59,000	50,000	27.7
陸	Gachsaran	1927	1,980	2	11	37.7	6.7	25.0	579,000	750,000	31.0
陸	Haft Kel	1963	5,360	7	7	33.9	11.5	10.4	40,000	40,000	38.0
陸	Karanj	1965	10,500	7	7	32.8	3.4	16.2	196,000	100,000	**
陸	Kupal	1968	4,350	7	7	35.3	3.3	20.0	60,000	60,000	32.8
陸	Lab-e Safid	1963	7,100	4	8	28.4	52.1	18.2	47,000	40,000	35.3
陸	Mansuri	1963	9,400	55	112	32.6	2.0	25.0	68,000	60,000	28.4
陸	Marun	1938	5,000	5	19	36.8	2.0	25.0	560,000	600,000	32.6
陸	Naft Safid	1923	2,000 to 3,000	22	27	43.0	15.0	20.0	27,000	25,000	36.8
陸	Naft-Shahre	1964	4,670	44	71	37.2	5.9	19.0	12,000	15,000	42.0
陸	Parsi	1961	7,250	19	29	28.6	21.8	11.0	80,000	80,000	**
陸	Pazanan	1964	7,230	3	3	27.6	10.0	20.0	75,000	80,000	37.2
陸	Pag-e Safid	1962	8,750	19	29	28.6	10.0	20.0	165,000	150,000	28.6
陸	Ramshir	1989							24,000	20,000	27.6
陸	Shadegan								48,000	40,000	30.7
陸	Others Onshore								81,000	90,000 to 290,000	
Total Onshore										3,580,000	3,800,000 to 4,000,000
海	Aboozar	1969	2,800			27.0	8.0	7.5	55,000	80,000	27.0
海	Bahregansar/Hendijan	1960/68	9,000/11,000			30.0/23.0			20,000	23,000	27.0
海	Dorood	1961	11,000			34.0			105,000	115,000	34.0
海	Forozan	1966	7,000			28.5			60,000	70,000	28.5
海	Resalat/Reshadat	1969/66	7,650/7,000			35.8/34.4			10,000	10,000	34.0
海	Sirri C /D /Nostat	1972/72	7,870/8,200			31.0/31.0			30,000	60,000	31.0
海	Salman	1965	7,500 to 8,100			34.0			140,000	160,000	34.0
Total Offshore										420,000	518,000
G Total										4,000,000	4,318,000 to 4,518,000

* :ガス圧入施設既設
** :ガス圧入施設設置予定又は建設中

表4.1によれば、Gachsaran油田を含めて2-3の油田にはガス圧入施設が既設されているが、以上のような事情から、イランの現在の生産体制にとってガス圧入を含む増進回収手段は今後更に重要になって行かざるを得ないのである。しかし、ガス圧入による油層圧力維持、回復は増進回収手段としては最もシンプルなやり方の一つではあるが、油田ごとに、周到な事前デザインと、技術的分析に基づく操業が要求される。イランの主要生産油層がフラクチャー石灰岩層であることが更に操業の困難の度合いを増す要因となる可能性も高い。先に述べたように、イランの油田では石灰岩含油層自身はさして孔隙性、浸透性に優れないのであるが、内部を縦横に走る割れ目（フラクチャー）を伝って原油が流動することで極めて高い生産性がもたらされている。フラクチャー自身は流動経路の役割を果たすのみで、そこに保持される油量は油層全体に含まれる原油の5%にも満たないのが普通である（孔隙率30%、水飽和率25%、フラクチャー孔隙率1%とした場合）。このような油層構造にはガス圧入を含む増進回収法にとって不利な面が多く、適切な操業を行わないと、圧入坑井から圧入されたガスはフラクチャーを伝って早期に生産坑井に到達してしまい、油層圧力の維持回復や原油の掃攻を十分に行うことが出来ない結果となってしまう。特にガスキャップを持たない油田においては圧入の位置とタイミング、圧入ガス量（レート）の決定に慎重な技術的検討とノウハウが要求されると予想されるのである。

以上のように、今後イランの老朽油田に一律にガス圧入を施すことで生産量の維持拡大を図って行くことは、技術的現実性の面できわめて不安であり、近い将来の大幅な生産量拡大を現実視することは出来ない。

4.1.2 原油埋蔵量

(1) 生産の推移

表4.2にイランの原油生産量推移を示す。これによれば1991年末までに約396億バレルの原油が生産されたことがわかる。

(2) 埋蔵量総括

1992年末時点のイラン政府発表によれば、陸上で操業中あるいは開発中の油田は南部油田地帯に51箇所、西部地域に3箇所とされている。また、沖合い油田に関してはイラン革命以前に開発が進んでいたものが約20箇所と伝えられる。表4.1にあげられている主要操業中油田数が陸上22、沖合い7であることと比較すると、主力油田以外の、小規模、あるいは開発途中の油田が陸上沖合いとも相当数存在することになるが、現実には資材、資金不足から、事実上、手つかずのフィールドが多いものと推測される。原油埋蔵量に関しては、最新の公

表4.2 イランの原油生産量推移 (単位千bbl)

Year	Daily Average 1000 BPD	Total 1000 bbl	Cumulative 1000 bbl	Annual Change in Daily Prod. %
1960	1,067.7	390,778	4,167,717	15.0%
1961	1,202.2	438,803	4,606,520	12.6%
1962	1,334.5	487,092	5,093,612	11.0%
1963	1,491.3	544,325	5,637,937	11.7%
1964	1,710.7	626,116	6,264,053	14.7%
1965	1,908.3	696,530	6,960,583	11.6%
1966	2,131.8	778,107	7,738,690	11.7%
1967	2,603.2	950,168	8,688,858	22.1%
1968	2,839.8	1,039,366	9,728,224	9.1%
1969	3,375.8	1,232,167	10,960,391	18.9%
1970	3,829.0	1,397,585	12,357,976	13.4%
1971	4,539.5	1,656,918	14,014,894	18.6%
1972	5,023.1	1,838,455	15,853,349	10.7%
1973	5,860.9	2,139,228	17,992,577	16.7%
1974	6,021.6	2,197,884	20,190,461	2.7%
1975	5,350.1	1,952,787	22,143,248	-11.2%
1976	5,882.9	2,153,148	24,296,396	10.0%
1977	5,662.8	2,066,929	26,363,325	-3.7%
1978	5,241.7	1,913,222	28,276,547	-7.4%
1979	3,167.9	1,156,283	29,432,830	-39.6%
1980	1,467.3	537,050	29,969,880	-53.7%
1981	1,315.9	480,304	30,450,184	-10.3%
1982	2,391.3	872,824	31,323,008	81.7%
1983	2,441.7	891,215	32,214,223	2.1%
1984	2,032.4	743,859	32,958,082	-16.8%
1985	2,192.3	800,199	33,758,281	7.9%
1986	2,037.1	743,546	34,501,827	-7.1%
1987	2,297.6	838,632	35,340,459	12.8%
1988	2,305.4	843,788	36,184,247	0.3%
1989	2,814.1	1,027,138	37,211,385	22.1%
1990	3,182.6	1,116,661	38,373,046	13.1%
1991	3,280.0	1,197,200	39,570,246	3.1%

(出所) Arab Oil & Gas Directory 1992

式数字は1987年1月にイラン国営石油（NIOC）から発表されたもので、これが1992年末でも公式の政府発表数字となっている。但し、厳密には1988-1989年期間の新規発見量はここに含まれていないが、最近の情報ではこの増加分は僅かに一千万バレル（全体の0.01%；Encyclopedia 92）であるため、考慮する必要はない。以下に政府発表値の内訳を示す。

イラン原油埋蔵量（確認残存可採量；1992年末現在 単位10億バレル）

南西部油田地帯	58.20
ペルシャ湾大陸棚（沖合い油田）	23.23
イランのその他地域	8.16
小計	89.59
ガスコンデンセート（ガスからの凝縮油）	3.26
総計	92.85

この内訳においても、原油埋蔵量は南西部油田地帯に集中していることがわかる。埋蔵量数値は1987年の改訂以前には54.8 Billionバレルであるから、1.7倍の大幅な増加であるが、この増加はこれまで述べてきたように新規埋蔵量の発見によるものは少なく、既存油田の再評価（おもに増進回収法による回収率増加）によるものである。従来18%から26%とされていた回収率が油田によっては40%強に見積もられたといわれる。具体的には、上記可採量の増加分のうち半分近くに相当する17 Billionバレルは老朽油田へのガス圧入によって回収を見込まれているものである。

(3) 埋蔵量の世界における位置づけ

B P統計93によれば、1992年のイランの平均原油生産量は3,455,000バレル/日であり、上記埋蔵量とこの値とから、単純にはR/P比は74年間程度と算定される。埋蔵量の世界に対するシェアは9.2%で、中東では、最大のサウジアラビア（世界シェア25.6%）、二位のイラク（同9.9%）について、イラン、アブダビ、クウェートがほぼ同列の三位となっており、これがそのまま世界における順位でもある。

(4) 埋蔵量と生産能力

このように、イランの原油可採埋蔵量の規模は世界に誇れるものではあるが、資源量評価の項でも述べたごとく、地下の資源量と、これを地上に取り出す生産能力とを即同列に評価することは出来ない。大幅に増量させた埋蔵量の大半は増進回収法の成果をあてにしたもので、新規油田の発見によるものではない。このことは、油田管理の成否が今後の生産、及び、

最終的な埋蔵量を左右することを意味しており、陸上油田の外国企業への解放を禁止している現在の体制が続く限りは、発表されている可採埋蔵量が直ちに生産に結びつくというとならえ方は危険である。

4.1.3 ガス田およびガス埋蔵量

(1) 天然ガス埋蔵量

B P 統計93, 及び1992年のイラン政府発表等によれば, 1992年末のイランの天然ガス埋蔵量(確認残存可採量)は19.8兆 m^3 あるいは699.2兆 ft^3 とされている。この値は可採埋蔵量100兆 ft^3 といわれるSouth Parsガス田を含んでいる。世界的にはこの値は全体の14.3%に相当し, 同34.4%を占めるロシア共和国に次いで第二位である。これはイランの現状のガス生産量(575億 m^3 /年, 1991年現在)に対して300年以上のR/P比を与える量で, また現在の世界のガス消費量を単独で10年間賄える量でもある。

(2) 埋蔵量内訳

天然ガスは原油随伴ガスと, 非随伴ガス(構造的ガス)とに分類され, 更に随伴ガスは原油自身に溶解した状態で産出する溶解ガスと, 原油貯留層上部に遊離した形で存在するガス(ガスキャップガス)とに分類される。

A O G D 92によれば, イラン原油の溶解ガス油比は700 ft^3 /bbl程度であり, イランの原油埋蔵量の大半を占める南西部油田地帯における溶解ガスの埋蔵量は, ここから約40兆 ft^3 と推定される。

ガスキャップガスの埋蔵量は更に大きく, また, 溶解ガスと違って遊離状態のガスだけを開発することが可能である。南部油田地帯におけるガスキャップガスの埋蔵量は約90兆 ft^3 と推定されている。

これら以外の埋蔵量は非随伴ガスに属するもので, イランの主な非随伴ガス田は, 地質構造の特質から, イラン北東部, 及び, 褶曲帯に属する南西部大油田地帯の南東陸上とペルシャ湾洋上に集中しており, Khangiran, Sarakhs, Tange-e-Bijar, Sarajeh, Qeshm, Kangan, Nar, Agha, 及びSouth Parsガス田が主なものである。

4.2 生産・供給の現状と課題

4.2.1 原油生産

(1) 生産量および輸出量の推移および現在の生産能力

イランの原油生産量の推移を表4.3に示す。また、Middle East Economic Survey (以下MEES)によれば、1992年の平均生産原油量は、3,438バレル/日である。原油生産能力に関しては、1992年10月に短期的に4百万バレル/日を達成したことが政府発表されており、また、政府計画では1993年中に生産能力を4.5百万バレル/日に増大させるということになっているが、欧米アナリスト等の推定によれば、1993年現在の生産能力は、持続可能な値としては3.9百万バレル/日程度であろうとされている。

(2) 生産量と輸出量のOPECに占める割合、世界における割合

BP統計93によればイランの1992年平均原油生産量3.455百万バレル/日は世界全体の生産量の5.4%を占める(ちなみにOPECによる生産割当枠は公式には3.34百万バレル/日)。この生産量は世界の13.5%を占めるサウジアラビアの生産量に次いでOPEC第二位で、世界においても、アメリカ合衆国(13.1%)、ロシア共和国(12.5%)に次いで国別では世界第四位の生産量に相当する。

(3) 主な輸出先

最大の輸出先は西ヨーロッパで全体の約50%を占め、イタリア、オランダ、フランス向けの量が多い。アジア極東向けは全体の30%ほどで、日本向けの直接の量は16%程度である。

(4) 生産量維持対策

前述のように、老朽油田の圧力維持、回復による生産量維持のために、すでにいくつかの油田においてガス圧入作業が実施されており、さらにいくつかの油田についても順次圧入施設を建設予定である。OPEC統計によれば、1991年には全生産ガス量(575億 m^3)の3割にあたる184億 m^3 のガスがこの目的で油田に再圧入されている。

表4.3 イランの原油および石油製品の輸出の推移

(単位：1,000B/D)

	Crude oil	Refined products	Total
1965	1,462	215	1,677
1970	3,309	210	3,519
1975	4,671	215	4,886
1980	797	141	938
1985	1,568	39	1,607
1986	1,454	10	1,464
1987	1,710	3	1,713
1988	1,696	8	1,704
1989	2,120	38	2,158
1990	2,220	60	2,280
1991	2,420	88	2,508

Source: OPEC, Annual Statistical Bulletin.

表4.4 イランの天然ガス生産量

	1988	1989	1990	1991	1992
総生産量 (10億m ³ /年)	40.5	43.4	54.5	57.9	58.2
市場用 (Marketed)	20.0	22.2	24.2	25.8	25.0
再圧入用 (Re-injected)	15.0	18.0	17.1	18.4	19.6
フレア分 (Flared)	4.0	1.5	11.3	11.6	11.3
シュリンク分 (Shrinkage)	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3

(Source) OPEC, "Annual Statistical Bulletin 1993"

4.2.3 ガス生産

(1) 天然ガス供給

イランの天然ガスは、旧ソ連への輸出が開始される以前には、ほぼ全量が放散燃焼されていた。1,104kmにわたる I G A T 1 パイプラインが南西部油田地帯のAgha Jariに位置するBid Boland集ガス施設から旧ソ連側のAstaraまで敷設され、1970年には本格的に旧ソ連へのガス輸出が開始された。送ガス量は1979年には年間5,300 Million m³ (平均日量 1,450万 m³/日)に達したが、価格交渉の折り合いがつかず、1980年に送ガスは停止した。送ガスがはじまった1968年から1979年までの旧ソ連への累計送ガス量は 70,000 Million m³にのぼる (Iran Year Book '93による)。その後、ガス送出は1990年に再開され、O P E C統計91によれば、ガス輸出量は1990年、1991年それぞれ、年間1,500 Million m³および 2,500 Million m³ (平均4百万 m³/日および7百万 m³/日に相当)である。

ガス生産量は1991年では 57,500 Million m³ (平均1億5千8百万 m³/日)で、その約半量が消費及び輸出に充てられている。残りの量は増進回収法として油田へ再圧入されるか、または放散燃焼されている (表4.4)。

天然ガス総生産の約半量が消費と輸出に充てられる傾向は1987年以來の各年次の内訳で一貫しており、再開後の輸出量は上記のごとく未だ少量であるが、政府の天然ガス消費拡大政策を反映して、国内消費が順調に伸びていることも見て取れる。上記輸出量を差し引くと1991年の国内ガス消費量は 23,500 Million m³で、これは平均日量にして6千4百万 m³に相当する量である。この値と1987年における年間消費量 16,000 Million m³とから、この期間中 (1987-1991) のイランの国内天然ガス消費量の増加率は平均年間10.1%であることがわかる。なお、国内消費量のほぼ半量は発電用と伝えられている。

このように国内ガス消費量は高い伸び率で増加しており、これが天然ガス総生産量増加の基調にはなっているが、それにもまして、表4.4における1990年以降の急激なガス生産量増加は、内訳によれば、その大半が放散燃焼ガスの増加によるものであるという記載となっており、不自然さを感じさせる。統計処理上の問題があるかも知れず、現時点では情報不足のため断定的な推測は危険であるが、この増加現象の背景を次のように推測することもできる。

天然ガスの放散燃焼は本来計画的な利用が出来ないためにそうするのであるから、ガス処理体系ができあがっている地域以外で起こる現象である。従って、非随伴ガスのガス田は通常、放散燃焼の対象地域とはならない。また、随伴ガスでもガスキャップガスの生産地区では油田管理上の特別の場合以外はやはり大量のガスを放散燃焼することはない。後に残るのは処理困難な随伴ガスが不可避免的に発生するような原油の生産地域で、現在、随伴ガス処理システムがないところということになる。原油の溶解ガス油比が一定であれば、随伴ガスの発生量は原油の生産量に比例するため、原油生産量が急増すれば処理できない放散燃焼ガス

量を急増すると考えられるが、それ以前の期間に比較して1990年以降の原油生産量増加はせいぜい20-30%程度に過ぎず、表4.4で見られるような以前の3倍近い放散燃焼ガスの増加を説明するには十分ではないように思われる。

むしろ原油の溶解ガス油比が増加していると考えのほうがより自然であろう。生産原油の溶解ガス油比の上昇の原因は、油田群としてとらえれば、非常にガス油比の高い油田が新たに生産を開始したためと考えることもできる。単独の油田で考えた場合には、生産寿命末期の圧力減退、あるいはガス圧入による再圧入ガスの生産坑井からの不本意な生産などが考えられる。イランの場合、最初にあげた新しい高ガス油比油田の生産開始ということは考えにくいから、後者ということになるかと思われるが、とくに生産量維持のためのガス再圧入の結果として、圧入されたガスが生産坑井に早期に到達してしまっただけで生産され、これが処理できずに放散燃焼されている可能性がある。こうした事態が起こっているならば、それはガス圧入の操業上望ましいことではない。むしろ操業管理がうまくいっていないことを示すものである。また、老朽化して圧力減退を起こしている油田で過度の高レート生産を行えば、やはり随伴生産ガス量の増加を見ることがあるが、これもやはり油田管理上の望ましくない状況で、油田に対して不可逆的なダメージを与えてしまったことを意味する。

このように、放散ガス量の増加は、その環境に与える影響もさることながら、その背景如何によっては、油田管理上の問題を示している可能性もあり、特に、油田が老朽化していて、ガス圧入による増進回収法に今後の可採埋蔵量の多くの部分を依存しているイランの場合、将来の大きな問題を暗示していることさえ考えられる。

4.3 供給システムの評価

4.3.1 原油生産見通し

(1) 生産能力の見通しと生産計画

1992年末の政府発表では、イランは現在OPEC生産割当枠を450万バレル/日に引き上げるべく活動中で、これに対応して1993年中には生産能力を持続可能な値として450万バレル/日、余裕分を見込んで全体で500万バレル/日に引き上げる計画であるとされた。これに対して、生産量引き上げの根拠である沖合い油田の生産能力拡大、および、陸上油田の新規ガス圧入プロジェクトの双方の先行きの不明確さから、国際石油企業や欧米の関係機関では、これを疑問視している。PIW, Kleinwort Benson Securitiesなどによれば、イランが1993年中に達成可能な生産能力は390万バレル/日で、1995年までにようやく440-450万バレル/日に到達可能という。

(2) 生産量維持計画

イランは生産量の維持拡大のため、新たなガス圧入施設の建設、沖合い油田の生産施設拡充、カスピ海における探鉱活動などを展開している。しかしながら、ガス圧入施設に関しては、主要ガス源になる計画のNorth Pars沖合いガス田の開発計画が実行段階に入っていないこと、また、沖合い油田の生産能力拡充のためには巨額の投資（20億ドル以上）を要することなどから、上述のように国際石油企業や欧米の関係機関では、これらの生産量拡大維持計画の進捗を疑問視する見方が大勢を占めている。

4.3.3 ガス生産見通し

天然ガス生産に関しては、イランは年々天然ガス生産における非随伴ガスの比率を高めており、原油生産量に左右されることなくガス生産をコントロール可能になってきている。1992年末の政府発表によれば、Sarkhum, Khangiran両ガス田（非随伴ガス）の生産能力が、現行の19.8/4.2 Million m³/日から31.1/14.1 Million m³/日に増加されるが、やはり今後のガス生産能力は沖合いガス田であるNorth Pars, South Parsの開発にかかっていると見える。

A O G D 92によれば、これらの開発により、イラン政府は1998年までにガス生産能力を8.95 Billion f³/日（約250 Million m³/日）に増加させる計画で、これは現行（1991年現在；157 Million m³/日）の1.6倍に相当する。

4.4 探鉱・開発計画

4.4.1 現 状

(1) 全 般

これまでに述べてきたように、現在のイランの石油産業にとっては原油生産量の維持拡大が最大の課題であり、そのための新規埋蔵量の発見と、既存油田の生産量維持対策が最も重要である。この目的のために、具体的には、油田探鉱活動と、ガス圧入のための施設建設、及び圧入ガス源の確保が当面のプロジェクトの大半を占めているといえる。

(2) 探鉱活動

探鉱活動は、ペルシャ湾洋上、カスピ海海上などを中心に積極的に実施されていく計画である。掘削活動は、1984年以来、常時約20基の掘削リグが稼働中（Encyclopedia 92）で、

1989年実績では稼働リグ20のうち18が陸上、2が海上掘削であった（A O G D 92）。最近では海洋掘削用リグも含めて、新規の掘削リグの調達が進み、1992年末の政府発表では1992年現在稼働可能リグ数は40基に達しているという。政府計画では1993年中にリグ数を46に増強することになっており、更に、数年以内には60基に増強の予定。Iran Year Book 93によれば、今後の探鉱活動対象地域は以下の通り。

a) 陸 上

Moghan, Mazandaran, Kopeh Dagh, Central Desert, Tabas, Luristan, North & South Dezful, Bandar Abbas, Fars, East Bandar Abbas など。試掘対象構造は24構造にのぼり、Zagros, Dezful, Fars, Luristan, Kopeh Dagh地域などである。

b) 海 上

ペルシャ湾洋上；地震探査及び、海上試掘作業

カスピ海海上；海上試掘作業

以上の作業のために、最低11基の掘削リグの追加購入が必要とされ、当初5年間の経費は4億5千万ドルと見積もられている。イラン政府はこの探鉱作業により新規に50億バレルの追加埋蔵量を発見することを期待している。

(3) ガス圧入施設建設

表4.1に見られるように、既に多くの油田にガス圧入が実施されているが、今後Agha Jari油田の新規ガス圧入、Marun油田のガス圧入拡大などを中心として、拡張新設の為の施設建設が必要とされている。Iran Year Book 93によると、このプロジェクト対象地域は以下の通り、Cachsaran, Marun, Agha Jari, Karanj, Paris, Bibi Hakimeh, Ramshir, Coopal, Benik, Haftgel, Lab-Sefid, Paznan の各油田。

プロジェクトに要する外貨は2億ドルと見積もられており、イラン政府はこの結果、新たに102億バレルの増産が可能になると期待している。

(4) ガス源の確保 :

新規圧入ガス源の中心は次に述べるNorth Pars沖合いガス田開発であるが、そのほかにも、既存のNar-Kanganガス処理施設の拡張（拡張後の処理量115 Million m³/日、一部を圧入用に使用）、Agharおよび Dalanガス田（圧入用ガス処理能力 40 Million m³/日）などが計画されている。国内消費、輸出も含めて、ガス生産能力拡張に要する費用は、当初5年間に4億ドルと見積もられている（Iran Year Book 93）。

(5) その他

原油生産能力維持拡大のため、戦禍による被害をうけた沖合い油田生産施設の改修計画が進められている。イラン-イラク戦争以前に操業していた14の沖合い油田は1986年までに7つが被災し、生産量は30万バレル/日に低下、更に1988年半ばには生産は完全に停止するに至った。その後の改修作業で生産能力は徐々に回復し、1989年2月時点で20万バレル/日に達している。表4.1によれば、1992年10月時点で7箇所の沖合い生産施設が稼働しており、生産能力はピークレートで40万バレル/日程度が可能である。これら沖合い油田の生産能力を1989年時点の20万バレル/日から、1994年までに、持続的に50万バレル/日の生産可能なレベルに引き上げることが当面の課題である（Iran Year Book 93）。なお、この5年間に要する資金は20億ドルに達する見込みで、資金調達の問題から、期間内の目標達成は困難であろうと評価されている。

4.4.2 North Parsガス田開発計画

ペルシャ湾洋上のNorth Pars, South Parsガス田は埋蔵量がそれぞれ48 TCF, 100 TCF (1.4兆m³, 3兆m³)という未開発の巨大ガス田である。North Parsは1966年に Shellが発見した。South Parsは1991年末にイラン政府から発見の発表があった。North Parsは今後の油田圧入ガス源として重要なものになると予想されており、この開発の進捗如何で、油田のガス圧入プロジェクトと、その結果としての原油生産量が左右されることが有り得る。

PIWによれば、ShellはNorth Parsガス田のフェージビリティスタディーを実施することで、NIOCと契約締結した。イラン政府（NIOC）の計画では、同ガス田の開発を二段階に分け、第一段階では日量 34 Million m³/日のガスを陸上3油田の圧入用に生産し、第二段階で日量68 Million m³/日のガスをAgha Jari油田への圧入用に生産する予定であると伝えられている。

4.5 環境保全に関する検討

4.5.1 概 説

原油上流部門の各段階における操業に伴う環境への影響を検討し、影響を与える可能性のある要素を図4.7及び表4.5にリストアップした。

これらによれば、原油及び天然ガスの探鉱過程及び開発過程においては、操業が非恒久的な活動であることから、環境への影響を考慮する必要があるのは掘削活動及びパイプライン敷設活動の一部のみで、また、特に大気質への影響に限定した場合には、考慮すべき活動は無い。続く生産処理過程、輸送過程においては、基本的には、環境に影響を与える可能性を持つのは原油漏洩、及び、ガスの放散燃焼であるといえるだろう。大気質への影響に限定した場合には、結局、石油ガス上流部門で考慮する必要がある操業活動としては、唯一、天然ガスの放散燃焼のみが残ることになる。

4.5.2 放散燃焼ガスの環境への影響

ガスの放散燃焼によるSO_x、NO_x、CO₂の排出量については、第2巻 Main Reportを参照されたい。

<参考資料>

- (1) Arab Oil and Gas Directory (各年版)
- (2) BP Statistical Review of World Energy (各年版)
- (3) International Petroleum Encyclopedia (各年版)
- (4) Iran Year Book 93
- (5) Kleinwort Benson Securities 資料
- (6) Middle East Economic Survey (各号)
- (7) OPEC "Annual Statistical Bulletin" (各年版)
- (8) Petroleum Economist (各号)
- (9) Petroleum Intelligence Weekly (各号)
- (10) 石油学会編「ガイドブック — 世界の大油田」

図 4.7 原油ガス開發生産における環境保全

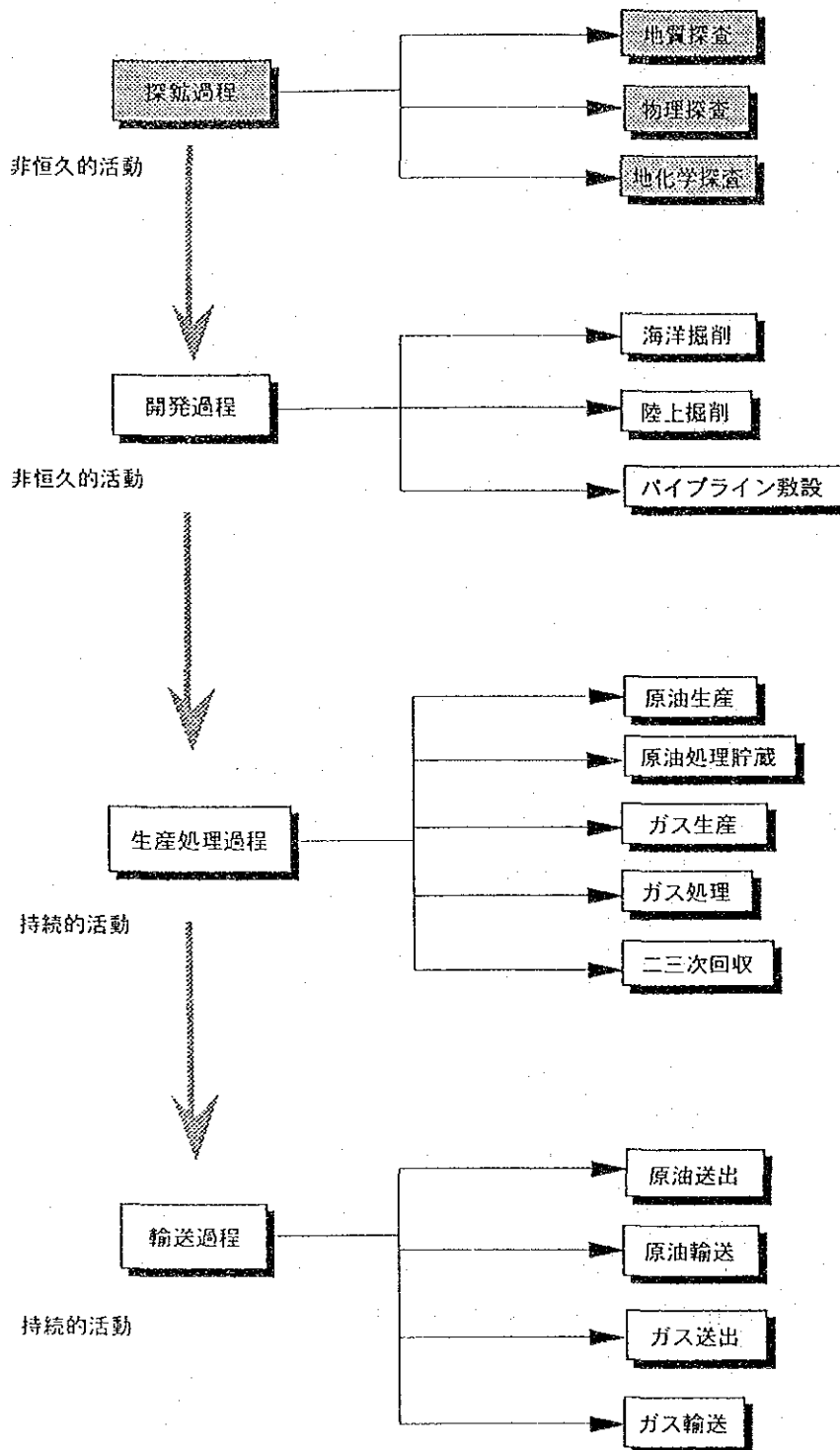


表 4.5 原油ガス開発生産における環境汚染源

- I. 探鉱過程
 - A. 地質探査
 - 1. 環境への影響無し
 - B. 物理探査
 - 1. 地震探査
 - 森林伐採
 - 震源による振動、環境汚染
 - C. 地化学探査
 - 1. 自身の環境への影響無し (掘削過程における環境汚染参照)
- II. 開発過程
 - A. 海洋掘削
 - 1. 構造物の設置による影響
 - 海洋生態系への影響
 - 漁業への影響
 - 2. 掘削廃棄物による海洋汚染
 - 堀屑、掘削泥水廃液、セメント廃棄物、その他薬品廃棄物
 - B. 陸上掘削
 - 1. 構造物の設置による影響
 - 森林破壊など
 - 2. 掘削廃棄物による土壌、河川の汚染
 - 堀屑、掘削泥水廃液、セメント廃棄物、その他薬品廃棄物
 - C. パイプライン敷設
 - 1. 海底パイプライン敷設による影響
 - 海洋生態系への影響
 - 漁業への影響
 - 漏洩による海洋汚染の可能性
 - 2. 陸上パイプライン敷設による影響
 - 森林破壊などによる生態系への影響
 - 漏洩による土壌、河川、大気の汚染の可能性
- III. 生産処理過程
 - A. 原油生産
 - 1. 漏洩その他
 - 原油の漏洩による海洋、土壌、河川の汚染
 - 2. 油田随伴ガス
 - 随伴ガスの燃焼放散による大気汚染：NO_x, SO_x, CO₂, HC, 煤塵、熱
 - B. 原油処理貯蔵
 - 1. 油田廃水、原油漏洩
 - 油田廃水の放出にともなう海洋、土壌、河川の汚染
 - 原油漏洩にともなう海洋、土壌、河川の汚染
 - C. ガス生産
 - 1. 漏洩、放散
 - 放散、漏洩による大気汚染：HC, H₂S, CO₂ 等

D. ガス処理

1. 分離ガス(生成物)の放散

分離されたCO₂, H₂S副産物の放散、排出による環境汚染

2. 漏洩

処理ガス、分離液体分(LPG, Condensate)の漏洩による環境汚染

E. 二三次回収

1. 圧入物の漏洩による環境汚染

圧入施設、圧入生産坑井における漏洩：HCガス、CO₂、ポリマー、界面活性剤、スチーム(熱)、放射性物質(トレーサー)等

IV. 輸送過程

A. 原油送出

1. 漏洩

原油送出ポンプステーションにおける漏洩による環境汚染

B. 原油輸送

1. 漏洩

原油パイプラインの漏洩による環境汚染(海洋、土壌、河川)

C. ガス送出

1. 漏洩

ガスコンプレッサステーションにおけるガスの漏洩による環境汚染(HC 大気汚染)

D. ガス輸送

1. 漏洩

ガスパイプラインの漏洩による大気汚染：HC

5. 石油精製

5.1 石油製品の需給の推移と現状

5.1.1 石油製品の需要と供給

(i) 国内消費

イランの石油消費は1983年に過去最高の87万B/Dに達した後、低下し始め、1986年には71万B/Dまで落込んだが、その後、再び上昇し、イラン・イラク戦争の終結後の1989年には78万B/D、さらに1990年には85万B/D、1991年には94万B/D、1992年には96万B/Dと近年、急速に上昇してきた(表5.1)。

表5.1 イランの石油製品消費量の推移

(単位：1,000B/D)

	1988年	1989年	1990年	1991年	1992年
ガソリン	118.0	119.9	131.0	148.1	151.3
灯油	116.4	118.3	129.3	150.6	153.9
軽油	260.4	264.7	289.3	350.1	357.7
重油	195.3	198.5	216.9	222.0	226.8
その他	75.9	77.1	84.3	64.4	65.8
計	766.0	778.5	850.5	935.0	955.3

(出所) O P E C, "Annual Statistical Bulletin 1992"

イランの石油消費においては、中間溜分の占める割合が大きい。1992年には軽油が36万B/D、灯油が15万B/Dで、両者合わせると51万B/Dと全消費の54%を占めている。これは、自動車(大型バス、トラック)用および家庭用として、これらの製品が大量に使われているからである。

石油消費は1980年代には政策的に抑制され(イラン・イラク戦争は1980~88年の間続いた)、その間、各種製品の販売には割当制がとられていた。しかし、1991年2月にこの制度が撤廃されると、価格の安さ(政府の補助金が出されている)が拍車をかけた結果、石油消費は上記のように急増するにいたった。

(ii) 石油製品の生産と輸入

イランにおける石油製品の生産は1988年の61万B/Dから1992年には85万B/Dへと拡大した(表5.2)。しかし、上述の通り、1992年の消費量は96万B/Dであるから、合計値で見ると、国内生産は消費を約10万B/D下回っている。製品別にみると、灯油/ジェット燃料油および軽油については、国内生産が消費を大きく下回っており、ガソリンについては、その差はかなり小さいが、それでも生産は消費を下回っているのに対して、重油、その他の製品は国内生産が消費を上回っている(図5.1)。

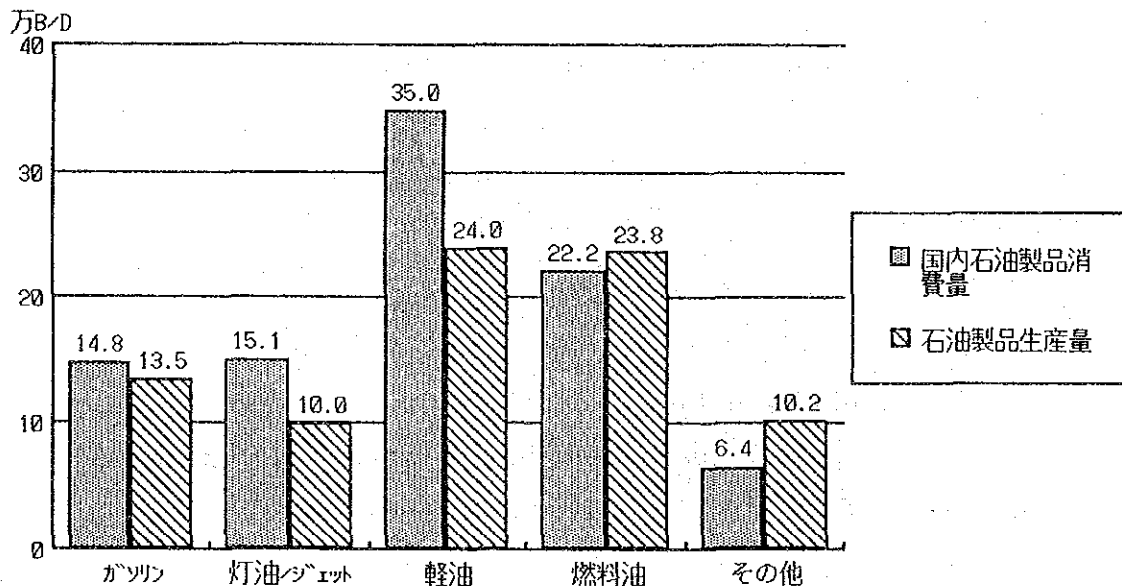
表5.2 イランの石油製品の生産量の推移

(単位: 1,000B/D)

	1988年	1989年	1990年	1991年	1992年
ガソリン	97.5	107.1	118.9	135.1
灯油	72.3	75.7	82.6	100.0
軽油	181.7	200.1	229.2	240.1
重油	199.0	217.7	230.9	237.6
その他	63.6	69.3	90.3	102.4
計	614.2	669.9	755.6	815.2	852.7

(出所) 表5.1と同じ

図5.1 イランの国内石油製品消費量と生産量(1991年)



(出所) 表5.1と同じ

かくして、ガソリン、灯油、および軽油は輸入され、重油は輸出されている。イランの石油製品の輸入は1991年は20万B/Dだったが、1992年には28万B/D以上に増大した。また、1993/94年度の上半期には、11.5万B/Dの製品が輸入されている。しかし、1993年9月に後述のArak製油所（原油処理能力15万B/D）が運転を開始したので、今後の輸入量は低下すると予想されている。

(iii) 製油所の現状

イランには、1993年末現在、8つの製油所がある。これらのうち最新のものが上記のArak製油所である。原油処理能力（常圧蒸溜装置における）は1988年末の76.6万B/Dから1993年末には108.1万B/Dに上昇した。イラン・イラク戦争後の復旧、新設工事によって、ここ2～3年の能力上昇が大きい（表5.3）。

表5.3 イランの製油所と原油処理能力の推移
(年末現在)

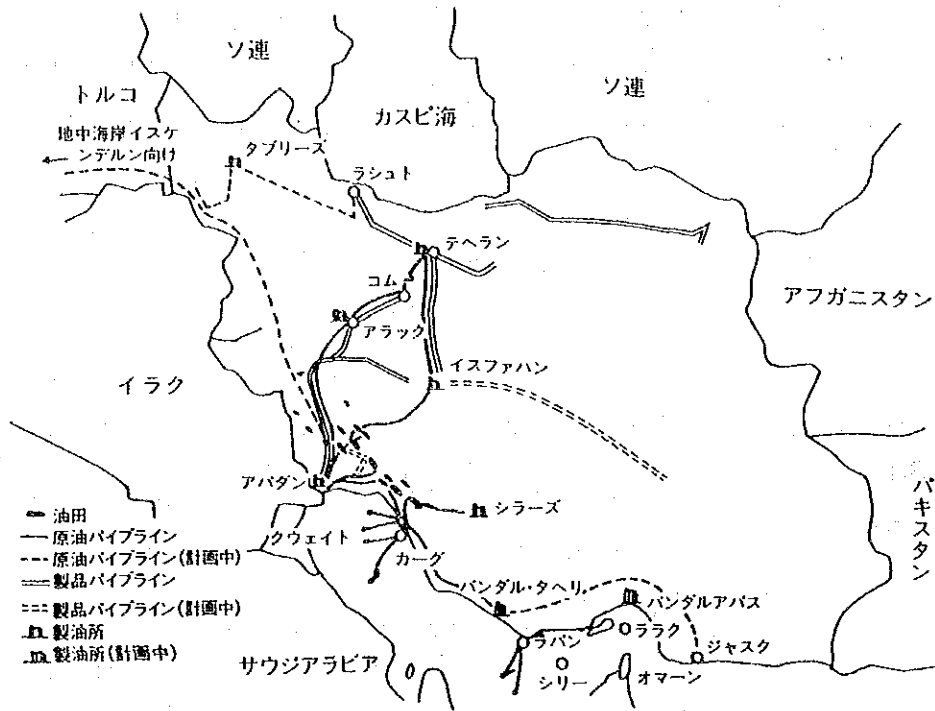
(単位: 1,000B/D)

	1989	1990	1991	1992	1993
Abadan	117.0	117.0	297.0	297.0	297.0
Arak	—	—	—	—	135.0
Tehran	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0
Isfahan	243.0	243.0	243.0	243.0	243.0
Tabriz	99.0	99.0	99.0	99.0	99.0
Shiraz	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0
Kermanshah	27.0	27.0	27.0	27.0	27.0
Lavan	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
合計	766.0	766.0	946.0	946.0	1,081.0

(出所) 表5.1と同じ、その他

個々の製油所についてみると、最大の製油所はAbadan (29.7万B/D) であり、Isfahan (24.3万B/D)、Tehran (22万B/D)がこれに続いている（図5.2）。

図5.2 イランの油田・パイプライン・製油所



(出所) 各種資料より作成

上述の通り、灯油、軽油などについて、かなり大量の輸入を余儀なくされているのは、全体的にみて、製油所の装置構成が石油製品の需要構成と見合ったものになっていないからである。ガソリン、灯油、軽油などの得率を高めるためには、FCC（流動接触分解装置）、HDC（水素比分解装置）、コーキング装置、VGO Desul.（減圧残油脱硫装置）、Resid. Desul.（常圧残油脱硫装置）などの装置が、現状に対して追加される必要があると考えられる。

表5.4はFesharaki Associates Consulting & Technical Services Inc. (FACTS)の作成になるものである。FACTSはイラン出身のFesharaki博士を主宰者とするコンサルティング会社で、イランおよび中東について信頼しうる情報・データを有しているところから、この表における各製油所の装置および能力は実際に存在するものを示している、とみてよいであろう。FACTSによれば、イランの各製油所（除、Arak）における蒸溜装置以外の装置は、戦争関連の被害などによって、公式の能力を遙かに下回る水準で運転されている、という。（但し、ここにはLavan製油所は含まれていない。この製油所は常圧蒸溜装置のみの小さいものである）。同表によれば、イランの各製油所には、上記のような装置が設置されているが、稼働していないか、あるいは設置されているとしても、必ずしも十分ではない、といえるであろう。

ところで、イランの石油製品の生産に関しては、上に述べた品種上の問題の他に、もう1つ、ガソリンが加鉛ガソリンであること、ならびに製品中の硫黄含有量が多いこと、の品質上の問題がある。

表 5.4 石油精製設備の現状と見通し

Iran: 1993 Configuration																		
Site	Company	CDU	VDU	Coking	FCC/ RCC	HDC	Mild HDC	ThC/ Visb.	Cat. Reform	Alky/ Poly	C5/C6 Isom	BTX	Naph. Treat	Dist. Treat	VGO Desulf	Resid Desulf	Lubes	Asphalt
Abadan	NIOC	290.0	70.0					11.7	41.5				71.2	17.4			4.9	17.6
Arak I	NIOC	140.0	66.0			22.8		25.4	20.1				20.1					5.5
Isfahan	NIOC	190.0	97.0			30.0		38.0	29.6				29.0					5.4
Kermanshah	NIOC	15.0																
Shiraz	NIOC	80.0	18.0			9.4		8.8	6.2				5.3	3.0				
Tabriz	NIOC	80.0						34.0	28.0									
Tehran	NIOC	210.0	100.0			53.8											6.0	7.0
Total		985.0	351.0			116.0		117.9	125.4				125.6	20.4			10.9	35.5

Iran: Firm Additions By 1995																		
Site	Company	CDU	VDU	Coking	FCC/ RCC	HDC	Mild HDC	ThC/ Visb.	Cat. Reform	Alky/ Poly	C5/C6 Isom	BTX	Naph. Treat	Dist. Treat	VGO Desulf	Resid Desulf	Lubes	Asphalt
Abadan	NIOC	100.0																
Tehran	NIOC								16.0		7.5							
Total		100.0							16.0		7.5							

Iran: Firm Capacity By 1995																		
Site	Company	CDU	VDU	Coking	FCC/ RCC	HDC	Mild HDC	ThC/ Visb.	Cat. Reform	Alky/ Poly	C5/C6 Isom	BTX	Naph. Treat	Dist. Treat	VGO Desulf	Resid Desulf	Lubes	Asphalt
Abadan	NIOC	390.0	70.0					11.7	41.5				71.2	17.4			4.9	17.6
Arak I	NIOC	140.0	66.0			22.8		25.4	20.1				20.1					5.5
Isfahan	NIOC	190.0	97.0			30.0		38.0	29.6				29.0					5.4
Kermanshah	NIOC	15.0																
Shiraz	NIOC	80.0	18.0			9.4		8.8	6.2				5.3	3.0				
Tabriz	NIOC	80.0						34.0	44.0									
Tehran	NIOC	210.0	100.0			53.8											6.0	7.0
Total		1,085.0	351.0			116.0		117.9	141.4				125.6	20.4			10.9	35.5

Table 2.10 continued

Iran: Probable Additions By 2000

Site	Company	CDU	VDU	Coking	FCC/		Mild HDC	Thc/ Visb.	Cat. Reform	Alky/ Poly	C5/C6 Isom	BTX	Naph. Treat	Dist. Treat	VGO Desulf	Resid Desulf	Lubes	Asphalt
					RCC	RCC												
Abadan	NIOC	50.0																
Arak II	NIOC	140.0	68.0				22.8	25.4	20.1				20.1					5.5
Bandar Abbas	NIOC	232.0	80.0				28.0	31.0	36.0								3.8	5.0
Total		422.0	146.0				50.8	56.4	56.1				20.1				3.8	10.5

Iran: Probable Capacity By 2000

Site	Company	CDU	VDU	Coking	FCC/		Mild HDC	Thc/ Visb.	Cat. Reform	Alky/ Poly	C5/C6 Isom	BTX	Naph. Treat	Dist. Treat	VGO Desulf	Resid Desulf	Lubes	Asphalt
					RCC	RCC												
Abadan	NIOC	440.0	70.0										71.2	17.4			4.9	17.6
Arak	NIOC	280.0	132.1				45.6	50.8	40.2				40.2					11.0
Bandar Abbas	NIOC	232.0	80.0				28.0	31.0	36.0								3.8	5.0
Isfahan	NIOC	190.0	97.0				30.0	38.0	29.6				29.0					5.4
Kermanshah	NIOC	15.0																
Shiraz	NIOC	60.0	18.0				9.4	8.8	6.2				5.3	3.0				
Tabriz	NIOC	80.0																
Tehran	NIOC	210.0	100.0				53.8	34.0	44.0		7.5						6.0	7.0
Total		1507.0	497.1				166.8	174.3	197.5		7.5		145.7	20.4			14.7	46.0

(出所) FACTS

まず、現在、イランでは、石油製品に次の程度の硫黄分が含まれている、と推定されるが、これまでのところ、その削減に対しては、見るべき手が打たれていないようである（カッコ内は現在の日本における数字）。

ガソリン	0.9% (0.2%)
軽油	0.9% (0.2%)
重油	3.3% (1.0%)

他方、ガソリンへの加鉛については、すでに対策が講じられつつある。従来、無鉛ガソリンを生産しうるのはTehran製油所だけだったが、先に完成したArak製油所も無鉛ガソリンの生産が可能であるのに加えて、Isfahan, Tabriz, Shirazの各製油所でも、必要な装置が建設されつつある。

5.2 石油製品の供給計画

5.2.1 石油製品の需要の見通し

イランの計画・予算庁（PBO）の作成した第2次5カ年計画案によると、イランの石油製品の消費は1993/94年度の144.5万B/Dから1998/99年度には158.8万B/Dに増大するであろう（表5.5）。

表5.5 石油の生産・国内消費・輸出見通し

	単位	1993	1994	1995	1996	1997	1998
生産	千バレル/日	3,990	4,100	4,200	4,300	4,400	4,500
国内消費	千バレル/日	1,445	1,500	1,545	1,591	1,639	1,588
輸出	千バレル/日	2,545	2,600	2,655	2,709	2,761	2,912
価格	ドル/バレル	14.0	15.5	15.7	16.0	16.2	16.5

（出所）第2次5カ年計画案

他方、上述のFACTSによると、イランの石油需要は1992年の103.3万B/Dから2000年には157.8万B/Dに上昇するであろう（表5.6および図5.3）。このように、FACTS見通しにおける2000年の需要はPBOによる1998/99年度のそれとほぼ同じであり、FACTSはイランの石油需要の伸びをイラン政府に比してより小さくみている。

仮りに、イランの将来における石油需要について、このような低目の伸びを予想するにしても、原油処理能力の拡大は必要であり、さらに、上述したような、石油製品生産上の問題点を解決するための、設備の新・増設（あるいは改造）も必要とされるであろう。

5.2.2 製油所の新・増設計画

FACTSによると、短期的には、Abadan製油所の常圧蒸溜能力が10万B/D拡大され、さらに、Tehran製油所に接触改質装置および異性化装置 — それぞれ1.6万B/Dおよび7,500B/Dと小規模である — が追加されるであろう（表5.4）。

さらに、2000年までには、2つの新製油所が建設される、とみられているが、その1つは建設中のBandar Abbas製油所（23.2万B/D）であり、もう1つはArak第2製油所（14万B/D）である。このうち、前者においては、水素化分解、ビスブレーキング、接触改質の各装置が建設さ

表 5.6 石油製品需給の現状と見通し

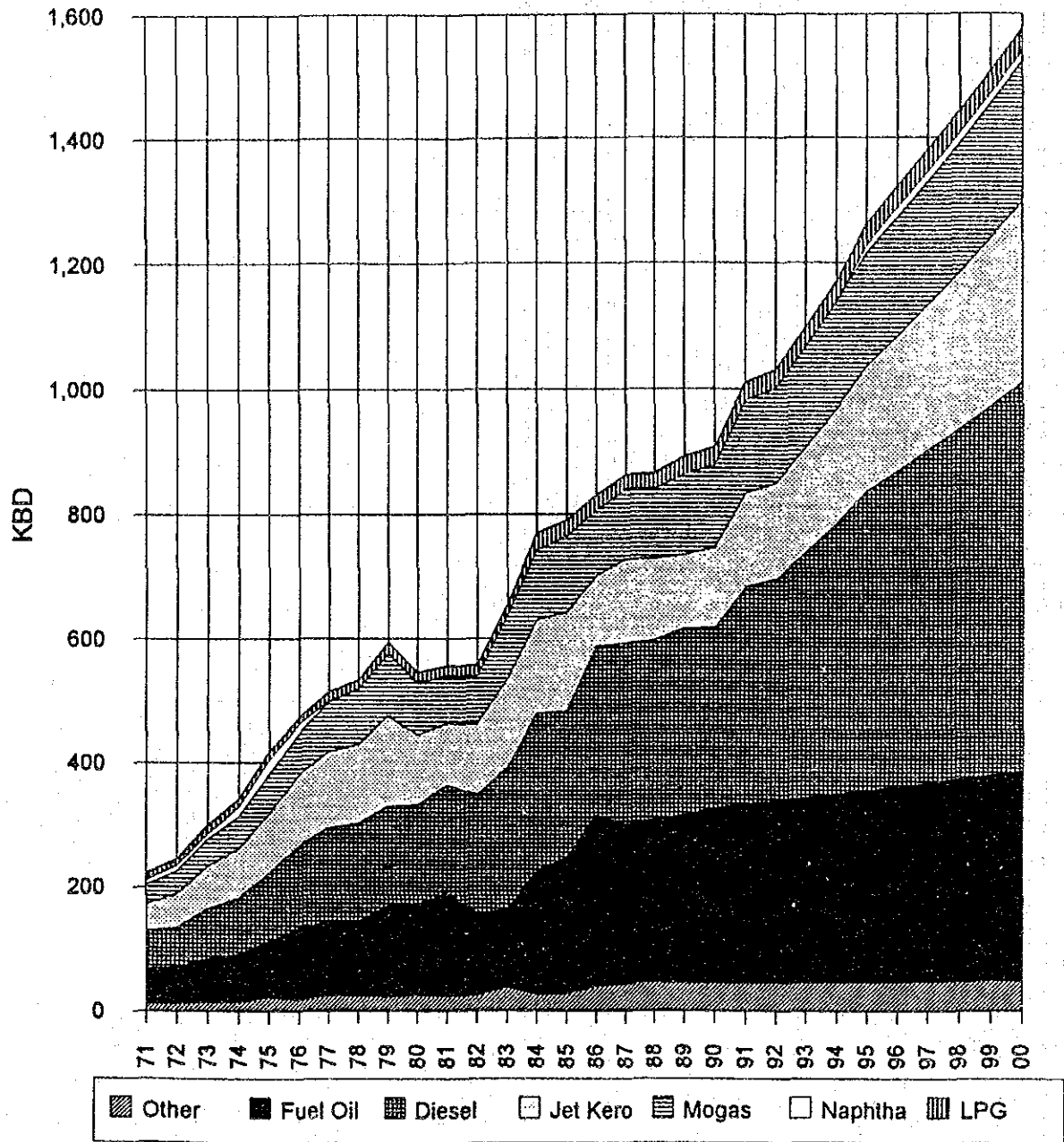
Iran 1992					
PETROLEUM PRODUCT BALANCE					
(KBD)					
Product	Production	Imports	Exports	Demand	
LPG	29.3	1.7	0.0	31.0	
Naphtha/BTX	0.0	0.0	0.0	0.0	
Gasoline	135.5	15.8	0.0	151.3	
Kero/Jet	101.0	52.9	0.0	153.9	
Gasoil	242.0	115.7	0.0	357.7	
Fuel Oil	296.0	0.0	4.2	291.8	
Other:	46.0	1.0	0.0	47.0	
PRODUCTS	849.8	187.1	4.2	1,032.7	

Iran 1995 Base Case					
PETROLEUM PRODUCT BALANCE					
(KBD)					
Product	Production	Imports	Exports	Demand	
LPG	35.7	0.0	1.7	34.0	
Naphtha/BTX	15.6	0.0	0.0	15.8	
Gasoline	146.1	33.9	0.0	180.0	
Kero/Jet	126.9	72.1	0.0	199.0	
Gasoil	286.6	196.4	0.0	483.0	
Fuel Oil	329.4	0.0	21.4	308.0	
Other:	51.6	0.0	4.6	47.0	
PRODUCTS	991.9	302.4	27.7	1,266.6	

Iran 2000 Base Case					
PETROLEUM PRODUCT BALANCE					
(KBD)					
Product	Production	Imports	Exports	Demand	
LPG	75.2	0.0	37.2	38.0	
Naphtha/BTX	59.4	0.0	43.8	15.6	
Gasoline	225.0	0.0	0.0	225.0	
Kero/Jet	207.8	81.2	0.0	289.0	
Gasoil	458.4	156.6	0.0	625.0	
Fuel Oil	409.1	0.0	72.1	337.0	
Other:	56.5	0.0	8.5	48.0	
PRODUCTS	1,491.4	247.8	161.6	1,577.6	

(出所) 表 5.4 と同じ

図 5.3 石油製品需給の現状と見通し



(出所) 表 5.4 と同じ

れることになっているが、それらの能力は常圧蒸溜能力に比して小さ目であるところから、分解、改質の両装置は後に拡張される可能性がある、ともみられている。

5.2.3 計画上の問題点

上に紹介した新・増設見通しにもとづいて行われた石油製品の生産見通しが表5.6に示されており、そこには、合わせて、製品需要との対比も示されている。同表によると、イランは引続き大量の石油製品輸入を余儀なくされるであろう。輸入量は軽油およびガソリン合計で2000年に25万B/D近くに達するとみられている。

このような見通しに立つとすれば、イランの石油製品供給は今後も実際には、従来と同様、国内における製品生産に加え、外国における委託精製や、外国からの製品輸入にかなりの程度依存していかざるをえない、と予想される。

国内における製品供給を量的かつ質的に需要に適合させていくことは、限られた資金および時間の中では、極めて困難であると考えられるが、将来における最適な石油精製パターンの検討の一助とするため、図5.4に製油所におけるフロー・パターンのモデルを示した。

これは、イランにおける現在の、いわば平均的なフロー・パターンに、今後の石油製品需要への適合のために必要とみられるいくつかの装置（プロセス）を加えたものである。しかし、いうまでもなく、より実際的な検討のためには、個々の製油所のフロー・パターンにもとづいて、改善の方向を求めなければならない。

このような限定つきではあるが、このモデルによって、以下の項目についての検討の糸口を見出すことが可能であろう。

第1に、イランが現在直面しており、今後ますます増大していくであろう硫黄含有量の多い余剰重質溜分の処理について、どのような分解プロセスの導入が可能であるか、についての検討である。

第2に、特にSO_x対策を念頭におく場合、製油所の近代化と最適化のために、どのような製品構成が望ましいか、についての検討である。

第3に、主な大気汚染源の1つになっている製油所の自家燃料をどのように管理、あるいは選択していくか、についての検討である。

第4に、石油精製のプロセスから回収される硫黄の量と、石油製品の消費者によって大気中に放出される硫黄の量とを予測することである。

なお、より具体的な最適フロー・パターンを検討するために、本資料の3.において、Tabriz製油所を例にとり、重質油分析の可能性についてモデル分析を行っているので、合わせて参考にされたい。

以上に述べてきたような、イランにおける石油製品供給上の問題点を解決するためには、資金調達が最大の鍵になるであろう。近い将来に予想される国際的な石油需給と原油価格の動向

は、すでに各所で指摘されているように、イランに容易にこの解決の鍵を与える、というようなものではない。

表5.7 OPEC各国の石油生産能力拡大計画に基づく投資コストの見積り

	各国の石油生産能力 (百万B/D)			能力維持の投資コスト 93-2000年		93-95年 能力追加の 投資コスト		96-2000年能力追加の 投資コスト		(1)+(2)+(3)	
	1992年	1995年	2000年	\$/bbl/1日	(1) 億ドル	\$/bbl/1日	(2) 億ドル	\$/bbl/1日	(3) 億ドル	93-2000年 億ドル	
サウジ	9.0	10.0	11.0	150	112.0	2,500	25	4,000	40	177.0	
イラク	0.4	2.4	3.4	160	31.2	500	10	1,000	10	51.2	
イラン	3.7	4.8	5.0	200	70.2	6,000	66	8,000	16	152.2	
クウェート	1.5	2.7	3.0	170	34.0	2,000	24	3,000	9	67.0	
UAE	2.5	2.7	2.9	200	40.0	6,000	12	7,000	14	66.0	
カタール	0.4	0.6	0.6	200	8.4	4,000	8	6,000	-	16.4	
湾岸OPEC計	17.5	23.2	25.9		295.8		145		89	529.8	
リビア	1.7	1.8	2.0	300	40.9	8,000	12	10,000	20	72.9	
アルジェリア	0.8	0.9	1.0	300	19.1	15,000	7.5	15,000	15	41.6	
ナイジェリア	2.0	2.4	2.4	300	51.1	12,500	43.75	15,000	7.5	102.35	
ガボン	0.3	0.3	0.4	300	7.5	6,000	1.8	7,000	2.8	12.1	
ベネズエラ	2.5	3.0	3.5	300	68.5	5,000	25	6,000	30	123.5	
エクアドル	0.3										
インドネシア	1.5	1.5	1.3	400	40.1	13,000	-	15,000	-	40.1	
非湾岸OPEC計	9.1	9.9	10.6		227.2		90.05		75.3	392.55	
OPEC合計	26.6	33.0	36.4	平均	229	平均	6,192	平均	7,462	164.3	922.2
OPEC原油への 需要量	24.4	28.0	36.7								

(出所) Middle East Economic Survey, 1993年4月12日

表5.7に示されたように、イランが原油生産能力を1992年の370万B/Dから、2000年に500万B/Dまで拡大するためには、合計150億ドルを上回る投資コストを要する。ここにみられるように、イランにとって、殆ど唯一の外貨収入源といってもよい原油輸出を維持、拡大するためだけでも、大きな投資(即ち、外貨)が必要とされているのが、今日の現実である。従って、本章でとりあげた石油製品供給に関する諸問題も、他の章でとりあげた各分野の問題的との総合的な関連の中で、可能な限り、漸進的に、解決がはかられていくことが期待される。

<参考資料>

- (1) Arab Oil and Gas Directory (各年版)
- (2) EIU Country Forecast "Iran" (各号)
- (3) EIU Country Report "Iran" (各号)
- (4) Middle East Economic Survey (各号)
- (5) NIOC, "IRANOIL" (各号)
- (6) OPEC, "Annual Statistical Bulletin" (各年版)
- (7) イラン計画・予算庁「第2次社会・経済・文化5カ年計画(案)」

6. ガス供給・利用

6.1 ガスの需要および供給の現状

6.1.1 ガス需要の推移と現状

(i) ガスの国内消費

イランでは、ガス消費を増大させる、という政府の政策の下で、このところ、ガス消費は急速に増大している。ラフサンジャニ大統領は、1994年1月、1994/95年度（1994年3月21日～1995年3月20日）予算案および第2次5ヵ年計画案の提出に際しての、第1次5ヵ年計画の実績の説明の中で、天然ガスの消費量は1988年の120億 m^3 から1993年には295億 m^3 に上昇し、これは計画値にほぼ等しい、と述べた。

ガス消費の内訳をみると、以下に示すように、発電用が全体の約半分と最も大きい割合を占めていることがわかる（1992年。NIGCによる）。また、工業用、家庭用などの消費も増大している。

発 電 用	45%
工 業 用	28%
家庭・商業用	27%

これらのエネルギー（燃料）としての消費に加えて、イランで特に注目しなければならないのは、油田の圧力を維持するために、その中に圧入されるガスの量が多いことである。後に生産量とともに統計を示すが、このガス圧入量は1992年にガス生産量の34%を占めた。これは、ほぼ同じ程度のガス生産量をもつサウジ・アラビアの8%やイラクの16%に比べてかなり大きな数字であり、イランの油田の老朽化を示している。

(ii) ガス輸出

天然ガスの輸出は旧ソ連に属していたアゼルバイジャン、その他の国に対して行われている。そもそも旧ソ連向けのガス輸出は1979年のイスラム革命前に開始されていたが、価格に関して合意がみられなくなったことから、1980年以降10年間中断した後、1990年4月に再開された。

その後、旧ソ連の崩壊があったにも拘らず、イランの天然ガスは引き続きアゼルバイジャンやウクライナに輸出されているようである。“Arab Oil and Gas Directory 1993”によると、1991/92年度の輸出は約30億 m^3 で、全量がアゼルバイジャンに向けられたが、1992/93年度はこの量が2倍に増大することになっていた、といわれる。また、アゼルバイジャンが8ヵ年に

わかって合計3億 m^3 のガスを追加的に買付ける契約を結んだ（年間10万トンの軽油と交換に）に加え、ウクライナも1992年2月に締結した契約で30億 m^3 のガスを輸入することになっていた、とも上記の資料は述べている。

6.1.2 ガス供給の推移と現状

(i) 生産量および主要なガス田

OPECの統計によると、イランの天然ガス生産量は1988年の405億 m^3 から1992年には582億 m^3 に増大した（表6.1）。このうち、販売（出荷）に向けられたのは250億 m^3 で、上述のように、全体の34%を占める196億 m^3 が再圧入されている（1992年）。さらに、同年には113億 m^3 が焼棄（フレア）されている。

表6.1 イランの天然ガス生産量

	1988	1989	1990	1991	1992
総生産量 (10億 m^3 /年)	40.5	43.4	54.5	57.9	58.2
市場用 (Marketed)	20.0	22.2	24.2	25.8	25.0
再圧入用 (Re-injected)	15.0	18.0	17.1	18.4	19.6
フレア分 (Flared)	4.0	1.5	11.3	11.6	11.3
シュリンク分 (Shrinkage)	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3

(Source) OPEC, "Annual Statistical Bulletin 1993"

4. ですでに述べたように、イランは多くの巨大ガス田を有することから、天然ガス埋蔵量では、旧ソ連に次ぐ世界第2位の大きさを誇っている。しかし、イランでは、他国と比して随伴ガス（原油と一緒に生産されるガス）の比率が高く、全体の約30%である。

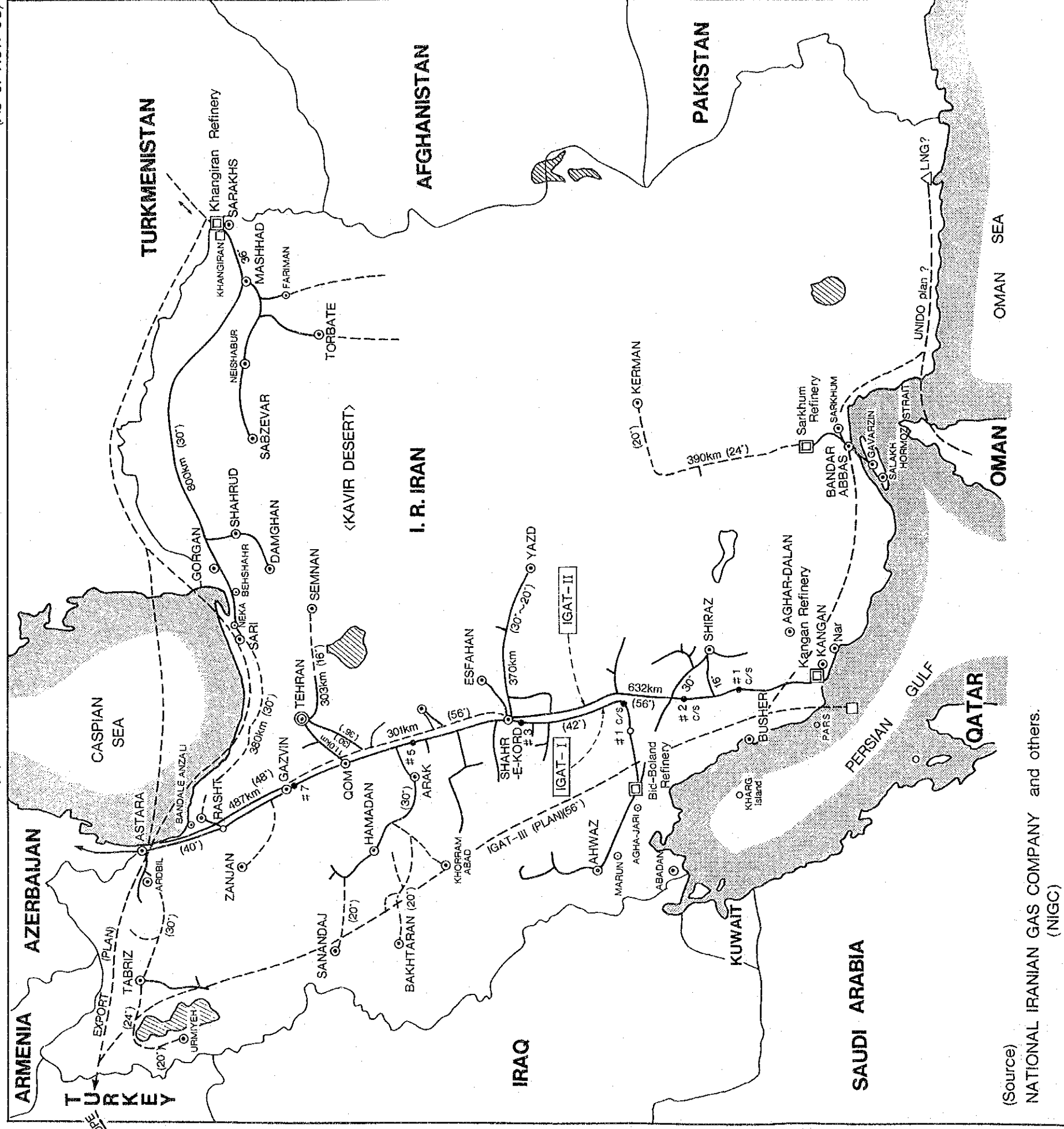
随伴ガスはイラン南西部（ペルシャ湾の最奥部の北方に当る）にある諸油田から生産される。また、非随伴性（構造性）ガス田の主なもの次は次の通りである（図6.1参照）。

- Gavarzin ……………イランで最初に開発された非随伴性ガス田で、ホルムズ海峡近くのケシム島にあり、1983年から生産を開始した。ガスは70kmのパイプラインで、Bandar Abbasの発電所へ送られている。
- Khangiran ……………イランの最も東北部にあり、1984年に生産を始めた。

図 6.1 イランの天然ガスパイプライン

--- Under Construction or Plan

(As of Nov. 93)



(Source)
NATIONAL IRANIAN GAS COMPANY and others.
(NIGC)

Transmission Line (1990) : --- Total length=5,800km; Operating Pressure=75 Bar; Pipe Diameter=56"

① IGAT-I (BID BOLAND Ref. to ASTARA)

Length: 1,104km

Diameter: 42" (612km), 40" (488km)

Mak. Op. Pressure: 75 Bar

Delivery: 5BCM (for Domestic)

11 BCM (for Export to CIS)

Compressor Station: 10

② IGAT-II (KANGAN Ref. to ESFAHAN, Under Const. ESFAHAN to Qom, Planned Qom thr. GAZVIN to ASTARA)

Length: 632km (KANGAN to ESFAHAN) + 301km (ESFAHAN to Qom) + 487km (Qom to ASTARA)

Diameter: 56"

48"

Delivery: 79MCM (for Export to Europe thr. CIS) Compressor Station: 2 (planned) - 100KHP

③ SARAKHS - NEKA:

Length: 800km (Ref. to NEKA) + 380km (NEKA to RASHT)

Diameter: 36" (Ref. to MASHHAD), 30" (MASHHAD to NEKA); 30" (NEKA to RASHT)

Delivery: 18MCM/D (for Domestic) cf. Max = 30MCM/D

④ The WESTERN SYSTEM (IGAT-I to Western section; 272km)

(i) IGAT-I to ARAK, MALAYER, HAMADAN (MARKAZI, HAMEDAN, KURDESTAN, LORESTAN, BAKHTARAN)

(ii) B. Boland Ref, IGAT-II to SHIRAZ (16" & 30")

(iii) Sarkhum Ref. to KERMAN (390km, 24")

(iv) ASTARA to Republic of "AZERBAIJAN" (293km(30") + 102km(24") + 113km(20")) : ASTARA to ARDBIL (55km(30"))

(v) RAY - SEMNAN (210km, 16" + 93km, 16") (vi) ESFAHAN - YAZD (370km, 30" + 24" + 20")

- Mazduran ……………上記と同じ地域のSarakhsにある。
- Sarkhum ……………Bandar Abbasの近くにある。
- KanganおよびNar ……………1983年に発見された。ガスは旧ソ連地域および国内へ送られている。
- AgharおよびDalan ……………Kangan-Narガス田の北東120kmのところで見発見された。開発計画が進行中である。

(ii) ガス・プロセス設備

ガス・プロセッシング（精製）のための設備は、上記の随伴性ガスおよび構造化ガスの生産地点に対応して設置されている。

第1に、随伴性ガスに対しては、次の設備がある。

- Bid Boland ……………最も古いガス・プロセス設備に属する。イラン・イラク戦争の際に爆撃を受けたが、5系列の装置は全て1989年中には復旧した。ここでは、アガ・ジャリ油田からのガスが処理されている。
- Marun-4 ……………1989年に運転を開始した。Asmari-Paznan油田からのガスを処理している。
- Ahwaz ……………1992年に運転を開始した。ここで生産されるNGLはBandar Imam石油化学コンプレックスへ送られ、また、ドライ・ガスの7分の5はパイプラインで配給され、残りはAhwaz油田に再圧入されている。

第2に、ケシム島を含む東南部には、次の2つの設備がある。

- Qeshm ……………最も古いガス・プロセス設備に属する。
- Sarkhum ……………Sarkhumガス田は前述の通り、すでに発電所にガスを供給しているが、今後、近くにあるアルミ、鉄などの工場や、370kmはなれたケルマン州の銅鉱山にガス供給の予定で、現在、ガス・プロセス設備が建設中である。

第3に、最北東部には、次の2つがある。

- Khangiran ……………上記のBid BolandおよびQeshmと並んで、イランでは古くからある設備に属する。
- Shahid Hashemi ……………1989年に完成した。

第4に、イラン南中部には、次の2つの設備がある。

- Kangan ……………1990年に第1段階の設備が完成した。KanganおよびNarのガスを処理する。旧ソ連向けに加えて、国内向けにもガスを供給している（Bandar Taberiへの40kmのパイプラインは1990年に完成）。

- Aghar-Dalan ……………1992年に完成。後述の I G A T 2 によって国内向けにガスを供給する。

(Ⅲ) ガス・パイプライン

イランにおける長距離ガス・パイプラインの建設は、ガス輸出を主な目的として始まった。即ち、I G A T 1 および I G A T 2 の建設がそれである。

1966年に旧ソ連とイランは契約を結び、1970年に60億 m^3 /年の供給を開始することとなったが、それは1973年には100億 m^3 /年に上げられることになっていた。さらに追加契約として1980年には200億 m^3 /年に増量の交渉を進めたが、これは不成立に終わった。I G A T 1はこの契約のために特別に建設されたものである。

I G A T 1の第一段階は1970年10月に7億ドルの費用をかけて完成したが、その構成は次の通り。

- 延長；1,100km
- 口径；40—42インチ (1,000—1,050mm)
- コンプレッサー・ステーション；15ヶ所
- ガス・プロセス設備；1ヶ所

この幹線は、イラン南部のAgha Jari, Muran及びAhwazの油・ガス田から旧ソ連国境のAstaraにいたるものである。1975年初め、このプロジェクトの第二及び最終段階が完成した時点でI G A T 1の輸送総能力は2,800万 m^3 /日(103億 m^3 /年)から4,500万 m^3 /日(165億 m^3 /年)に増強され、その内1,700万 m^3 /日(62億 m^3 /年)が国内消費に向けられた。I G A T 1を通じてのガスの輸出は、記録で見ると、1975—76年で96億 m^3 /年、それ以降平均92—93億 m^3 /年に落ちている。

I G A T 2は元来、1981年に運用を開始し、1984—85年にフル運転する予定だった。この幹線はI G A T 1と平行に敷設され、270億 m^3 /年のガスを輸送する設計になっていた。その内170億 m^3 /年は旧ソ連のアゼルバイジャン、アルメニアなどの工業需要家に供給される予定であった。

1978年に始まったI G A T 2の建設は三つの企業との契約で行われた。

- * Kangan-Isfahan (632km) ……Saipem
- * Isfahan-Qom (301km) ……Spie-Capag
- * Qom-Astara (487km) ……Soyuz-Zafram (旧ソ連)

しかし、この幹線が80%出来上がった1985年に、このプロジェクトは廃止されることになった。

また、輸出用としては、次のものもあることに注意する必要がある。但し、その現状の詳細は明らかでない。

1990年にKanganからトルコの国境に至るガスライン建設の作業が開始された。このパイプラインは口径57インチで、8,000万 m^3 /日の輸送能力を持つ。このプロジェクトは2国間で1988年8月にフィージビリティ・スタディの遂行を取り決めた契約に基づくものであり、ガスは二つの発電所に供給される予定である。一つは東トルコのAnatoliaで、もう一つは地中海沿岸のIskenderunである。

次に、国内向けガス供給を目的とする主なガス・ラインは、次のようなものである。

第1に、イラン東北部から中北部、さらに、そこを経て西北部にいたるラインとして、次のものがある。

- Sarakhs～Neka ……………最東北部にあるSarakhsから中北部のNekaにいたる800kmのラインである(図6.1)。Khangiranガス田の非随伴ガスがNekaにある1,440MWの発電所や工業用、家庭用などに向けられている。
- 上記ラインの支線……………上記ラインからはMashhad、その他の地域へ支線が敷かれている。
- Neka～Rasht ……………Nekaから西北部のRashtにいたる幹線が建設中であり、完成の時には、Bid Boland～Astara間のI G A T 1に接続される。

第2に、西北部のTabriz地域へのガス供給を主目的とするラインがある。これはAstara～Tabriz間を結ぶもので、1988年に運転を開始した。

第3は、首都テヘランとその周辺へのガス供給を主目的とするラインである。I G A T 1に接続する100kmのガス・ラインが建設され、ArakおよびGolpayegan(テヘラン南部にある)にも、ガスが供給されるようになってきている。さらに、冬の需要ピーク時にテヘランへのガス供給を円滑に行うために、テヘラン周辺にガスの地下埋蔵タンク(20億 m^3)が建設されつつある。

第4は、南西部の大都市Shirazへのガス供給を主目的とするラインで、ガスはGachsaran油田から供給されている(250km)。

その他にも、ガス・プロセス設備の説明の個所で述べたものを含め、多くのガス・ライン(支線を含む)が存在する(図6.1参照)。

なお、ガス・パイプライン網の概要を示す諸データは以下の通りである(1992年現在)。

- 総 延 長：輸送幹線=10,000km；配給導管=35,000km
- 供 給 都 市 数：200都市
- 導管分岐ライン数：2,000
- 導管ライン圧力：高 圧 幹 線；1,000psi (70 kg/cm^2)
シ テ ィ ・ ゲ ー ト； 250psi (17.5 kg/cm^2)
シ テ ィ ・ タ ー ミ ナ ル； 60psi (4.2 kg/cm^2)
需 要 家 (商 業)； 2 psi (0.14 kg/cm^2)
需 要 家 (家 庭)； 1.25psi (0.09 kg/cm^2)
- 15年間で50,000分岐ライン、170万件に供給予定

6.2 ガスの供給・利用計画

6.2.1 利用の拡大

(i) 国内利用の目標設定

イラン政府は1990年、2010年までに天然ガス生産を5倍以上にふやして2,920億 m^3 /年に引上げる、という20ヵ年ガス開発計画を明らかにした。この計画では、ガスの国内消費（圧入するものを含む）は全体の5分の4を占め、さらに、輸出には500億 m^3 /年が向けられるであろう、とみられていた。

現在検討中の第2次5ヵ年計画でも、ガス消費は引続き大幅にふえていくであろう。その数量は不明であるが、ガス圧入量は1993/94年度の197億 m^3 から1998/99年度には404億 m^3 へ増大する、とされている。反面、ガス焼棄（フレア）量は1993/94年度の117億 m^3 から1998/99年度には79億 m^3 に低下する、とみられている。

(ii) ガス輸出の計画

上述のアゼルバイジャンおよびウクライナ向けガス輸出—これは1989年11月に旧ソ連との間で結ばれた15年契約にもとづいて行われている、と推測される—に加えて、イランはいくつかのガス輸出計画を検討している（なお、アゼルバイジャン向けガスは、最近、アゼルバイジャンによる代金未支払いにより、供給が中止された、と伝えられる）。

その1つは、対トルコ、南欧向け輸出である。イランは特にトルコ経由のパイプラインで中央及び南部ヨーロッパへのガス輸出を意図しており、このため既存のイラン南部の油田～イスファハン間のパイプとIGAT 2との連結を予定である。イランは1991年にトルコおよびギリシャと協定を結び、夫々の国を通過し中央ヨーロッパに至るガスラインにつき共同研究中である。トルコはトルコを通過する部分の建設を請け負い、イランのガス40–50億 m^3 /年をパイプラインから採取予定といわれる。

その2は中東欧向け輸出である。5つの潜在需要国—ユーゴスラビア、ルーマニア、チェコスロバキア、オーストリア、及びイタリア—は、パイプラインによるガスの輸入の可能性についてイラン側と交渉するコンソーシアムを構成して、1991年から話し合いに入り、このプロジェクトのフェージビリティ・スタディを共同で進めることでイラン側と合意した。ルーマニアは1991年秋に、領域内通過部分のパイプラインの建設に参画し、実際に稼働した時点でイランのガスを引き取るという契約にサインしている。なお、分裂後のユーゴスラビアおよびチェコスロバキアが、その後、この合意にどのような姿勢を示しているか、は不明である。

その3は西欧向け輸出である。イランはフランスとガスの輸出の可能性について検討する契

約を1990年末に締結したが、仮にF/Sの結果が良好であったとしても、ガス供給は2005年以前には開始されないとみられている。二つの方式があり、一つはトルコ経由の西ヨーロッパへのパイプライン、もう一つはLNG供給のメタンタンカーである。ガス・ド・フランスは前者の方を希望している。もしガスラインが完成すれば、他の西ヨーロッパの諸国、例えばドイツ、イタリア、ギリシャが同様にイランガスの輸入を希望するであろう。

これらに加え、トルクメニスタンのガスの輸出への協力というアイデアもある。イランとトルクメニスタンとは1992年秋にトルクメンの天然ガスのイラン領域通過による輸出方式の基本契約を締結した。計画完成の暁には、トルクメニスタンからベルシャ湾岸基地までのパイプライン、又はトルコへのパイプラインを介してトルクメニスタンのガスが供給されることになる。

最後に、パキスタンおよびインド向けのガス輸出計画も検討されている。例えば1994年2月に訪伊したインドのシン外相はベラヤチ・イラン外相との間で、両国の石油・ガス関連協力の推進について合意したが、この中には2,000kmのガス・パイプライン建設について協議を進めることも含まれていた、と伝えられる。また、パキスタンのブット首相による1993年12月の訪伊の後、ラフサンジャニ・イラン大統領は、1,600kmのガス・パイプライン敷設につき、両国は合意している、と述べている。さらに1994年2月、パキスタン政府はイラン～インド間ガス・ラインの領内通過を認める旨、言明している。

以上のように、イランのガス輸出については、多くの計画、というよりはアイデアが取沙汰されているが、輸入国側の供給源に対する信頼、資金調達、他の供給源との競争などの基準に照らしてみると、いずれも近い将来、具体化される可能性は極めて小さいのではないかと考えられる。

6.2.2 供給拡大の計画

(i) ガス生産

イランの大規模な新規ガス田として開発が期待されているのが、すでに4. で述べた South ParsおよびNorth Parsの両沖合ガス田である。

South Parsについては、1991年9月、イタリア、ロシア、日本などの企業によるコンソーシアムとの間に開発契約が結ばれたが、その後、資金の調達をめぐって、NIOCとコンソーシアムとの交渉が合意に達せず、最近、遂にこのプロジェクトは頓挫するにいたっている。

また、North Parsについては、シェル・グループがその開発に関心を示していたが、開発の条件として資本参加を求めたため、イラン側との間で開発についての合意をみるにいたっていない。しかし、このガス田開発は油田へのガス圧入用のガス取得のために極めて重要であるところから、イラン側の政策の変化がみられるかどうか、注目されている。

さらに、沖合、陸上の双方の油田における随伴ガスの焼棄（フレア）を削減する計画も、

資金調達が難行している。前出の表6.1にみられるように、イランにおけるガスのフレア量は1990年以降、急増した（1993年には減少しているが）。このような急増の原因は必ずしも明らかではないが、1つの重要なそれは、硫黄（具体的には H_2S ）含有量の多いガスから H_2S を除去する装置・システムの欠如にある、と推測される。いずれにせよ、一般的にみて、生産される大量の随伴ガスに対して、十分な処理・精製装置が存在しない、というところにボトルネックがあることは間違いないであろう。

このガス・フレア削減計画には10億ドル以上の資金を要するとみられ、イラン政府は世界銀行から2.5億ドルのローンを得たいと望んでいるが、その借入れ交渉は、アメリカの反対によって、進展をみせていない、と伝えられる。

(ii) 第2次5ヵ年計画案の目標

これまでに明らかにされている限りで、計画・予算庁の作成した第2次5ヵ年計画案では、ガスについて、必ずしも明確ではないが、次のような計画がうたわれている。

- ・ガス圧入プロジェクト完了の加速化
- ・ガス収集ユニットの建設完了
- ・ガス田プロジェクト完了の加速化
- ・新ガス田拡充の加速化

しかし、以下に述べるように、これら事業の完遂には大きな困難が伴うであろう。

(iii) 計画上の問題点

(i) にあげた事例は、イランでは、資金調達の壁によって、ガスの開発、生産、プロセッシング、さらにはパイプライン輸送を拡大することが極めて困難になっていることを物語っている。

例えば、イランの1993/94年度における石油収入は、予算額170億ドルに対して135億ドルと35億ドル、20%もの未達であった。そして、第1次5ヵ年計画期間中、石油・ガス関連プロジェクトは、資金不足から、計画の45%しか完成しなかった、といわれる。今後の世界の石油需給と価格の動向を展望すると、イランの石油収入が大幅に改善される、と予想することはできないだろう。とすれば、イランのガス利用・供給拡大の計画には大きな障壁がある、とみななければならない（注）。

（注）ガス開発に要する金額は明らかでないが、石油については、次のような数字が伝えられている—原油生産能力（450万B/D）を維持するためだけで、1994年に必要とされる金額は9億ドル、1994～2000年には60億ドルにのぼるだろう。また、2000年までに生産能力を550万B/Dに引上げるためには、48億ドルが必要である。但し、この

ような大きな金額の調達が不可能である、という理由からか、イランのアガザデ石油相は、イランの原油生産能力は1994年4月に450万B/Dに上昇した後（それまでの420万B/Dから）、5年間はその水準を維持するだろう、と語ったとも伝えられている。

<参考資料>

- (1) Arab Oil and Gas Directory (各年版)
- (2) EIU Country Forecast "Iran" (各号)
- (3) EIU Country Report "Iran" (各号)
- (4) IEA, "Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries" (各号)
- (5) イラン計画・予算庁「第2次社会・経済・文化5ヵ年計画(案)」
- (6) N I O CおよびN I G C資料
- (7) OPEC, "Annual Statistical Bulletin" (各号)

7. 電力供給

7.1 電力需要の予測

7.1.1 電力需要の予測方法

電力の需要は、その国のGDP、人口などと密接な関係をもつので、現在までの電力需要とGDP、人口との相関を知れば将来的な電力需要予測も可能となる。ここに、1980年より10年間のGDP、人口、発電々力量の統計を求めると、表7.1の通りである。GDPについては物価上昇率などを考慮する必要があるが、データ不足などから、表7.1の値をそのまま使用して、電力需要曲線の想定に使用する。また同表には、イランエネルギー省(MOE)発行の電力年報(Electric Power in IRAN)1989年版、1990年版より求めた総発電々力量の統計も表示した。これらの資料をもとにして、1982年から1990年までの発電々力量と人口、GDPの相関を求める。電力需要(Z)に対して、人口(X)、GDP(Y)の関係を次式とする。

$$Z = a + b x + c y \quad \dots\dots\dots (1)$$

既往データをもとにして、a、b、cの各定数を求めるには、最小二乗法の定理をもとにして

$$S = \sum \{ Z_i - (a + b x_i + c y_i) \}^2 = 0$$

によってa、b、cを求める方法が既に確立している。これより求められた相関式は

$$Z = -15,130.44 + 902.72x + 683.32y \quad \dots\dots\dots (2)$$

となる。

7.1.2 電力需要予測

(i) GDP伸び率および人口増加予測

種々の観測によって1990年以降のIRANにおけるGDPの伸び率が与えられている。表7.1の傾向では、この値は年率17.5%となり、かなり高率である。また、ある観測によれば6%と予測するところもある。ここでは長期の平均として8%を予測する。

表 7.1 電力需要予測のための基礎統計

Year	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
GDP (10 ⁹ IR)	6,621	8,349	11,152	14,027	15,162	16,556	18,125	21,270	23,588	28,121	33,300
(World Bank)										※	※
Population (Million)	38.35	39.54	40.78	44.24	46.03	47.90	49.45	51.30	53.16	54.66	56.21
Electricity				(83/84)	(84/85)	(85/86)	(86/87)	(87/88)	(88/89)		
Production (Gwh)				33,629	37,388	40,071	42,548	46,197	47,599		
Consumption (Gwh)				21,153	28,177	30,812	32,619	34,740	36,147		
(Loss factor) (%)				37.1	24.5	23.1	23.3	24.8	24.1		
Installed Capacity(Mw)			10,938					15,989	16,546	17,427	17,952
Energy Generation(Gwh)			29,076	(33,629)	(37,388)	(40,071)	(42,548)	46,197	47,600	52,712	59,102
(MOE)			26,323		34,094	36,720	39,045	42,554	43,775	48,725	54,896
(Private)			2,753					3,643	3,825	3,987	4,206
IRAN-IRAQ WAR Period											

Source: ① Central Bank of Iran (Market Prices), ※estimate
 ② Bank Markagi "Iran Economic Report"
 ③ Electric Power in Iran 1989, 1990, MOE

人口増加率について、表7.1の傾向では3.9%である。長期の数値として3.3%を採用する。

(ii) 電力需要予測

a) 発電々力量 (Generated Energy) の予測

ベース年を1990年にとり発電々力量の予測を行うと表7.2の通りである。同表において仮にGDP Growth Rateを16%と予測しても、MOEの予測する1998年の発電電力量126,800GWhに達しない。1998年の発電電力量126,800GWhは過大なように思われる。

b) 消費電力量 (Consumable Energy) の予測

表7.1に示すように、既往のデータによれば、所内消費電力量を含めた損失電力量は発生電力量の23.1%から24.8%となっている。損失の低減は通過電力量の増大に見合った電力系統の改善（送電線の増設、送電電圧の格上げ、力率の改善）や、配電線路の改修、電力計量装置の精度の向上などによって達成可能である。

将来的には損失率は20%程度まで改善が可能と思われるので、予測では損失率は20%とする。

よって、消費電力量は発電々力量の80%とする。図7.1に人口伸び率3.3%、GDP伸び率8%、損失率20%とした場合の発電々力量、消費電力量の予測を示す。

7.2 最大需要電力の想定と発電設備の増強計画

1990年以降の消費電力量を図7.1に示すように想定すると、設備出力もこれに見合って増強される必要がある。このために先ず最大需要電力 (Peak Power Demand) を想定することが必要である。

7.2.1 負荷率および予備率の推定

(i) 負荷率の推定

イラン電力年報 (1990) によれば、代表的な発電端における負荷曲線は図7.2の通りである。これより当日の平均電力は約7,000MWである。従って、負荷率は73.0%と見做せる。

今後長期を考えた場合、負荷率は低下の傾向を示すので、イラン国全土に対する負荷率として60%を採用する。

表 7.2 電力需要の予測

year	Population r1=3.3% Million	GDP r2=8% 10 ¹² IR	Energy Forecast GWh	GDP r3=16% 10 ¹² IR	Energy Forecast GWh	MOE Estimated GWh
1990	56.21	33.300	58,366	33.300	58,366	59,102
1991	58.06	35.964	61,856	38.628	63,677	57,700
1992	59.98	38.841	65,556	44.808	69,632	64,600
1993	61.96	41.948	69,466	51.978	76,320	73,200
1994	64.01	45.304	73,610	60.294	83,853	
1995	66.12	48.929	78,013	69.941	97,803	
1996	68.30	52.843	82,634	81.132	101,964	
1997	70.55	57.070	87,554	94.113	112,866	
1998	72.88	61.636	92,777	109.171	125,258	126,800
1999	75.29	66.567	98,322			
2000	77.77	71.892	104,199			
2001	80.34	77.644	110,450			
2011	111.15		199,750			
2021	153.79		370,988			
2031	212.78		710830			

図7.1 電力需要と発電量の予測

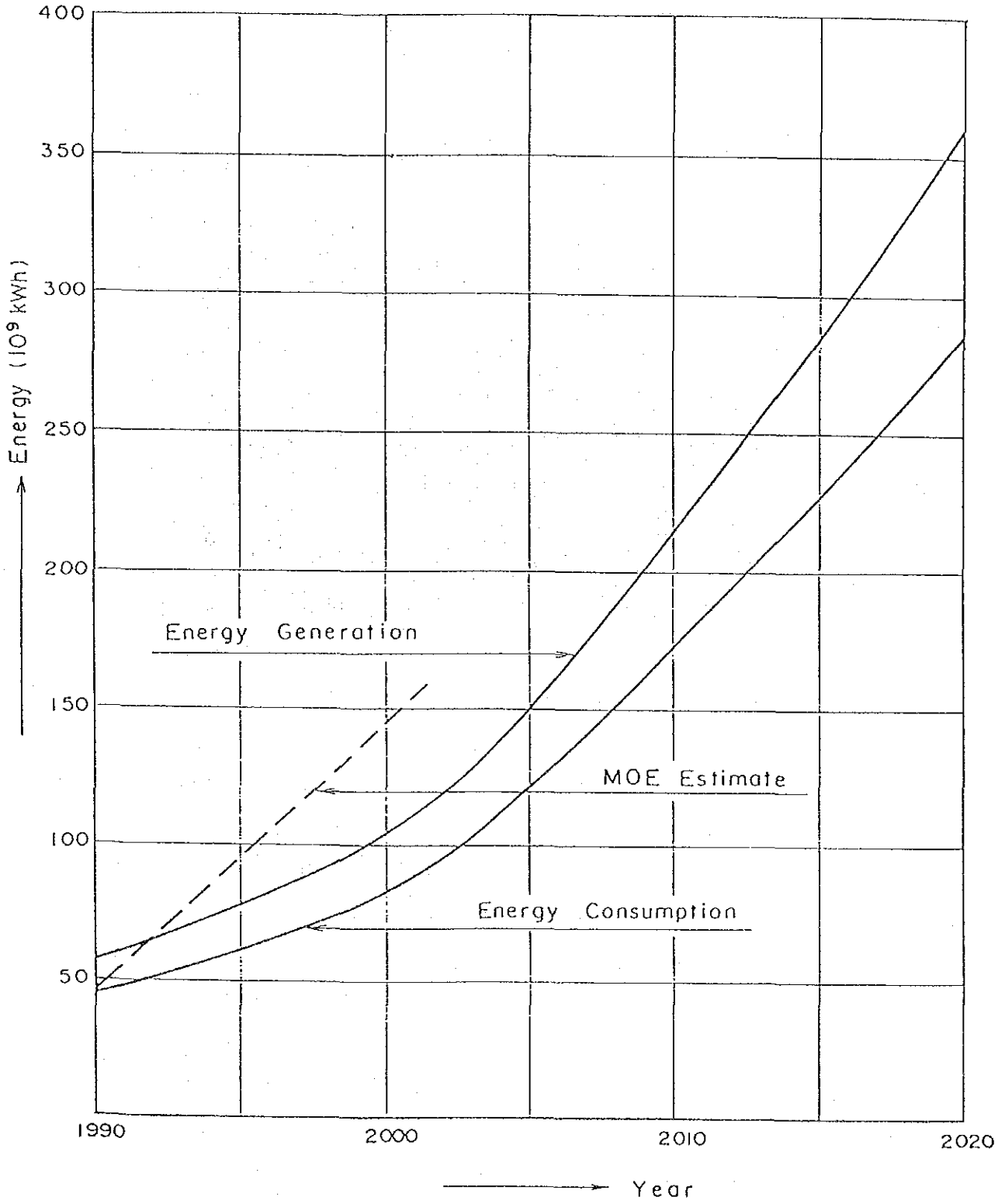


図7.2 ピーク需要 (1990年9月17日)

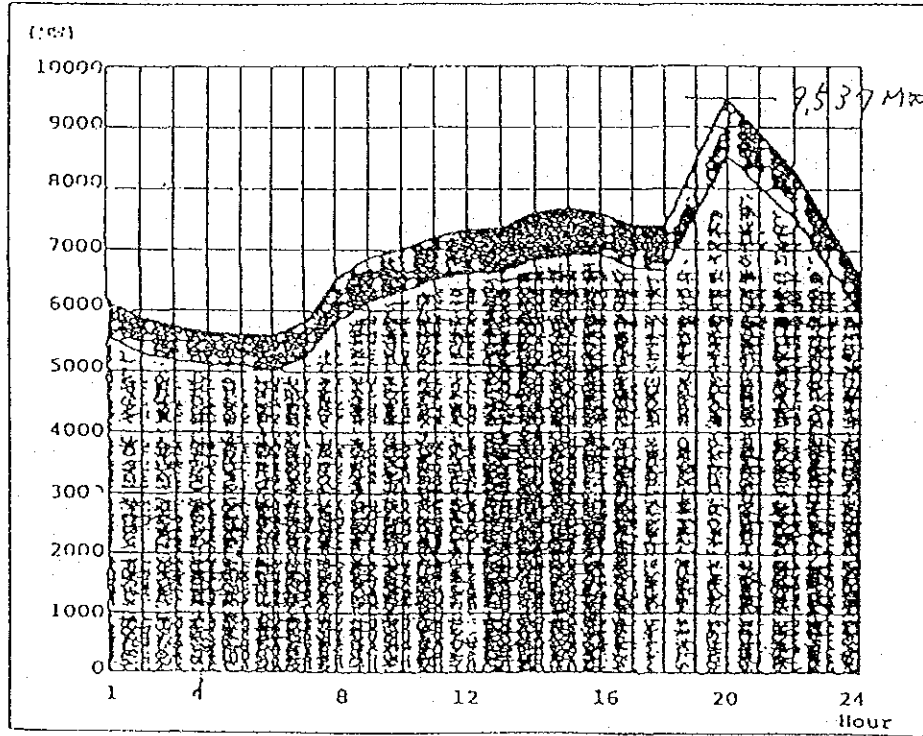


表7.3 ピーク需要と発電設備容量の予測

year	Energy Consumption (GWh)	Peak Power Demand (MW)	Power Reserved (MW)	Installed Capacity (MW)	MOE Estimated Peak Demand (MW)	Installed Capacity (MOE)				Total (MW)
						Hydro (MW)	Steam (MW)	G/T (MW)	Diesel (MW)	
1990	46,693	8,884	1,327	10,211		1,988	8,179	3,553	930	14,630
1991	49,485	9,415	1,407	10,822	8,714	1,990	8,889	4,407	930	16,216
1992	52,445	9,978	1,491	11,469	9,500	2,013	10,224	4,857	930	18,024
1993	55,573	10,573	1,580	12,153	10,429	2,073	12,345	4,957	930	20,305
1994	58,889	11,204	1,674	12,878	11,357					
1995	62,410	11,874	1,774	13,648	12,429					
1996	66,107	12,577	1,879	14,457	13,643					
1997	70,043	13,326	1,991	15,318	15,000					
1998	74,222	14,121	2,110	16,231	16,429	6,620	22,594	4,957	930	35,101
1999	78,658	14,965	2,236	17,202						
2000	83,359	15,860	2,370	18,230						
2001	88,395	16,818	2,513	19,331						
2011	159,800	30,403	4,543	34,946						
2021	296,790	56,467	8,438	64,904						
2031	568,664	108,193	16,167	124,360						

① Energy Consumption = Generating Energy (1-0.2)
 ② Peak Power Demand = ①/(8760×0.6)
 ③ Installed Capacity = ②/(1-0.13)
 ④ Power Reserved = ③×0.13

(ii) 予備力の推定および電力損失 (KW Loss)

望ましい予備力は系統の最大需要電力に対して10%以上といわれている。また、発電地点から、需要地点までのPower Lossは一般には5%以下と推定される。

従って、1990年以降のIRAN系統における予備力はPower Lossも含めて13%と見做す。

7.2.2 設備出力の増強

前述の負荷率60%、予備力13%をもとにして、1990年以降の毎年の設備出力の増強状況を表7.3に示す。

同表には電力年報(1989)に示されたPeak Power Demand Forecast(但しdiversity factorを1.4と見做して調整したもの)および、同年報(1990)に示されたInstalled Capacityも併せて記載した。MOEの計画するように、1998年において設備出力が35,101MWに達するものとするれば、2005年程度までは設備の増強は不要となる。

7.3 電力需要増に見合った設備出力の増強

7.3.1 MOE保有設備の現状

電力年報(1990)によると、MOEの保有する設備出力と、この設備によって発生した発生電力量は表7.4、表7.5の通りである。

表7.4 MOEの発電設備容量 (MW)

Year	Hydro	Steam	Gas-Turbine	Diesel	Total
1967	309	343	84	198	934
1972	804	746	172	372	2094
1978	1804	1719	2887	614	7024
1987	1827	7155	3492	837	13311
1988	1914	7475	3489	803	13681
1989	1953	8086	3600	803	14442
1990	1953	8086	3940	824	14803

表 7.5 MOEの発電量 (Gwh)

Year	Hydro	Steam	Gas-Turbine	Diesel	Total
1967	658	732	56	396	1842
1972	3528	2513	265	564	6870
1978	6249	6316	3928	893	17386
1987	8390	25360	7305	1499	42554
1988	7311	26968	8146	1350	43775
1989	7522	33056	6974	1173	48725
1990	6083	38836	8723	1254	54896

これらから設備の年間稼働率 (Plant Factor) を計算すると表 7.6 を得る。
 なお, Plant Factorは下記定義による。

$$\text{Plant Factor } L = \frac{\text{Annual Energy Generation (GWh)} \times 10^6}{\text{Installed Capacity (MW)} \times 10^3 \times 8760} \times 100\%$$

表 7.6 既設発電所の設備利用率

	Hydro	Steam	Gas-Turbine	Diesel	Overall Average
1967	※ 24.31	※ 24.36	※ 7.61	22.83	※ 22.51
1972	50.09	38.45	17.00	17.31	37.45
1978	39.54	41.94	15.53	※ 16.60	28.26
1987	52.42	40.46	23.88	20.44	36.49
1988	43.60	41.18	26.65	19.19	36.53
1989	43.91	46.67	22.11	16.68	38.51
1990	35.56	54.83	25.27	17.37	42.23
Average	41.20	43.92	21.74	18.97	36.60

※Value is omitted for the average calculation.

7.3.2 MOE保有設備のPlant Factorについて

水力については、年度により豊・渇水があるものの、総合して40%以上のPlant Factorを維持している。この値は将来、水力開発の大形化に伴って低減が予想される。従って、1990年以降においては、水力のPlant Factorは35%を維持するものとする。

系統設備出力の54.6%を占める蒸気タービン発電所において43.92%とPlant Factorが低いのは、設備の老朽化によると思われる。この値は一般的には60%以上を維持すべきである。1990年以降、老朽設備の廃止、新鋭火力設備の導入により、60%にて運転さるべきものとする。

1990年現在MOEは3,940MWのガスタービン発電所(全設備容量の26.6%)を保有するが、将来的には、この設備は熱効率の高い複合発電設備(c/c Plant)に転換が望ましい。c/c PlantはSteam Turbine plantに含ませる。従って、将来的には、ガスタービン発電設備は全設備容量の20%は保有されるとしても、Plant Factorは15%程度まで低減させて系統全体の熱効率の改善に寄与させるべきものと思う。

1990年現在MOEの設備出力の5.6%がディーゼル発電設備で占められている。これは独立電源として、農村電化用に将来とも必要であろう(1990年現在824MW)。また、MOEの計画では1991年以降は930MWで据え置かれる計画である。総発生電力量の2.5%をディーゼル発電で供給するものとする。

総合したPlant Factorは1990年現在で42.33%であるが、火力設備の改修などによって、この値は60%位までは改善が可能と思われる。

7.3.3 私営電力会社について

1990年のイラン電力年報によれば、1990年現在のイラン全体の設備出力17,952MWに対して、その17.5%に相当する3,149MWが私営電力会社の設備である。

この3,149MWの設備によって1990年には、4,206GWhが供給された。

すなわち、私営電力会社の総合したPlant factorは

$$L = \frac{4,206 \times 10^6}{3,149 \times 10^3 \times 8760} \times 100 = 15.3\%$$

である。このPlant Factorから考慮して、これらの私営電力設備は事業ではなく、生産工場に付属する自家発電設備の余剰電力の公共への供給分と考えられる。

従って、将来共に全設備容量の18%程度は私営電力会社の設備となるであろう。

7.4 Peak Demandの増大に対処したイランの設備出力の増強

7.4.1 水力発電所の増強計画

水力発電は水文、地形、地質によって開発地点が制限される。但し、水力発電は循環資源の有効利用として、最優先して開発されなければならない。

イラン計画予算庁 (Plan and Budget Organization) の発表した1990年より1998年までの水力発電所の増強計画は表7.7の通りである。

この増強計画に1990年現在のMOE設備出力 1,953MWを加えたものが、1990年より1998年におけるMOEの保有する水力発電所の設備出力である。

前述したように水力発電所の平均したPlant Factorを35%とすると、毎年の水力発電所の発生電力量 (Generated Energy) は表7.7となる。これから損失電力量を差し引いたものが、水力発電所からの実際供給電力量 (Dependable Energy Supply at Consumers end) となる。

以下、各Typeの発電所の電力エネルギー供給量も同様に計算される

- ① Generated Energy at Power Plant (GWh)
= Installed Capacity of the Plant (MW) × 8760 × Plant Factor × 10⁻³ (GWh)
- ② Dependable Energy Supply at Consumers end (GWh)
= ① × (1 - 0.2) GWh

7.4.2 ガスタービン発電所の増設計画

ガスタービン発電所は将来共に尖頭負荷対策用として、総発生電力量の15%はガスタービン発電所で生産されるものとする。

MOEは1990年現在 3,940MWのガスタービン設備をもち、更に下記の増強計画をもっている。

1990~1991	101MW × 6 units
1991~1993	100MW × 3 units

(Source: 第1次経済・社会・文化開発計画)

この増強計画が計画通りに実行されるものとする、既設々備の古いものから順次引退を考慮する。

一般にガスタービン発電所は Plant Factor 30%以下で使用することが経済的である (注記参照) から、ガスタービン新設計画の終了する1993年以降においては、旧発電所の引退と共に新鋭ガスタービン発電所の新設を計画する必要がある。

表 7.7 水力発電所の建設計画と発電量

Name of PS.	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	Total
MOE Existing	1,953									1,953
Scattered Hydro	20	20	20	20	20	20	25			145
Jiroft	30									30
Saveh	13									13
Gheslagh				10						10
Bookan				10						10
Lavarak						35				35
Khoda Afarin							140			140
Ostor							40	40	80	160
Godak. E. Landar								455	455	910
Sado Karhe								300	300	600
Marun								75	75	150
Karun No.3								1,000	1,000	2,000
Total	MW 2,016	MW 20	MW 20	MW 40	MW 20	MW 55	MW 205	MW 1,870	MW 1,910	MW 6,156
Cumulated	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
Total	GWh 2,016	GWh 2,036	GWh 2,056	GWh 2,096	GWh 2,116	GWh 2,171	GWh 2,376	GWh 4,246	GWh 6,156	
Generating Energy	GWh 6,083	GWh 6,242	GWh 6,304	GWh 6,426	GWh 6,488	GWh 6,656	GWh 7,285	GWh 13,018	GWh 18,874	

(出所) MOE

表7.8に、1994年以降引退と新設の計画も含めたガスタービン発電所の計画の一例を示す。
 尖頭負荷対策のための揚水発電所の建設は深夜における余剰電力の状況、燃料費、揚水発電所の建設費などを十分考慮して決定することが必要である。

(注記) 重油火力、コンバインドサイクル、ガスタービン発電所について、下記の前提で送電端における1KWの年間の発電費を計算する。

	Oil Thermal	Combined cycle	Gas-Turbine
Fixed Cost US\$/kW	140	120	75
Efficiency(sending end)%	34	41	29
Fuel Heat Value(kcal/l)	9,700	8,900	8,900
Fuel Cost (US\$/l)	0.117	0.151	0.151
※Fuel Cost (US\$/kWh)	0.0305	0.0356	0.0503

$$\text{※Fuel Cost (US\$/kWh)} = \frac{860}{\eta_{th} \cdot Hl} \times C$$

Where, Hl ; Low Heat Value of the Fuel (kcal/l)

η_{th} ; Thermal Efficiency at Sending-end

c ; Fuel Cost (US\$/l)

$$\text{Oil Thermal} = \frac{860}{0.34 \times 9700} \times 0.117 = 0.0303 \text{ US\$/kWh}$$

$$\text{Combined Cycle} = \frac{860}{0.41 \times 8900} \times 0.151 = 0.0356 \text{ US\$/kWh}$$

$$\text{Gas Turbine} = \frac{860}{0.29 \times 8900} \times 0.151 = 0.0503 \text{ US\$/kWh}$$

Example of Break Even Point

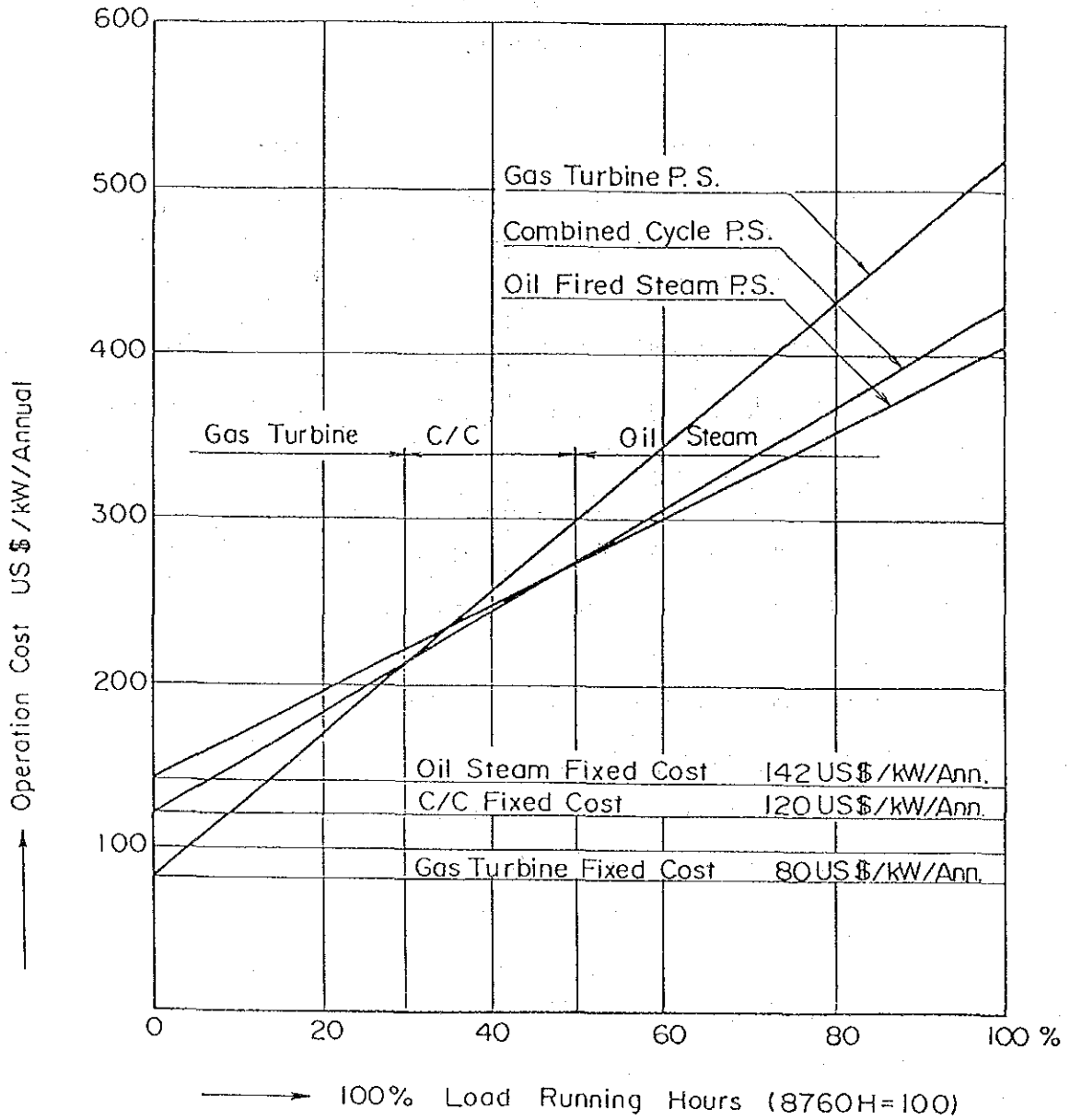


表7.8 ガス・タービン発電所の設備容量の見通し

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Estimated Generating Energy (GWh)	(8,723)	9,280	9,836	10,423	11,045	11,700	12,400	13,140	13,922
MOE Existing Capacity and Retire Plan (MW)	3,940				(-100)		(-100)		(-100)
MOE Enlargement Plan (MW)	303	403	100	100		(100)		(200)	
MOE Planned Installed Capacity (MW)	4,243	4,643	4,743	4,843	4,743	4,843	4,743	4,943	4,843
Plant Factor (%)	25.3	22.8	23.7	24.6	28.2	27.6	29.8	30.3	32.8

Plant Factor = (Generating Energy(GWh)/Installed Capacity(MW) × 8760) × 100,000 (%)

7.4.3 ディーゼル発電所の増強計画

MOEの計画によればディーゼル発電所は1990年の設備出力 824MWで据え置かれることになっている。

一方、1990年におけるPlant Factorは 17.37%と低い。

一般にディーゼル発電所は整備よく運用されれば発電端熱効率はガスタービンよりも優れている。このためにディーゼル発電所は高いPlant factorで運転される。

7.3.2におけるディーゼルについての記述に立つと、ディーゼル発電所の増強は考える必要はない。

930MWでPlant Factor 60%まで負荷がかかるのは、全発電電力量の 2.5%をディーゼル発電で受け持つとして、2005年前後となる。

このためには総設備出力 930MWは変わらないものの、個々の発電所については設備の更新および十分な整備が望まれる(表7.9)。

7.4.4 自家発電設備による公共電力系統への供給

7.3.3に述べたように、私営電力会社はイランの総発電設備容量の18%を占めるものとし、これによって公共に供給される電力量は私営電力会社の Plant Factor 16%相当分とする。私営電力会社供給分を表7.10に示す。

7.4.5 蒸気発電所の増強計画

これまでの考察によって、1990～1998年までの

- ① 水力発電所の設備出力と発生電力量
- ② ガスタービン火力発電所の設備出力と発生電力量
- ③ ディーゼル発電所の設備出力と発生電力量
- ④ 自家発電設備からの公共系統への電力供給

が明らかになった。これらのデータから、1990年～1998年にかけての蒸気タービン火力発電所が供給すべき発電電力量は下記のように求められる。

A. 蒸気タービン火力の発生電力量

= 予測発生電力量 - (①, ②, ③, ④の発生電力量の和)

表 7.9 ディーゼル発電所の発電量の見通し

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Estimated Necessary Capacity (MW)	511	541	574	608	644	682	723	766	812 ①
MOE Existing Capacity (MW)	(824)	930	930	930	930	930	930	930	930
Estimated Generating Energy (MW)	(1,254)	1,547	1,640	1,737	1,841	1,950	2,067	2,190	2,320 ②
Plant Factor by MOE Existing Capacity (%)	15.4	19.0	20.1	21.3	22.6	23.9	25.4	26.9	28.5 ③

① = National Installed Capacity × 0.05 (MW)

② = ① × 8760 × 0.2 × 10⁻³ (GWh)

③ = ② × 10⁵ / (Existing Installed Capacity × 8760) (%)

表7.10 私营電力会社の電力供給の見通し

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Available Power Supply from Private Capacity(MW)	(3,149) 1,839	1,948	2,065	2,188	2,319	2,457	2,603	2,758	2,923 ①
Supply Energy from Private Company (MW)	(4,206) 2,416	2,560	2,713	2,875	3,047	3,228	3,420	3,624	3,841 ②

① Forecasted National Installed Capacity $\times 0.18$ (MW)

② ① $\times 8760 \times 0.15 \times 10^{-3}$ (GWh)

() shows actual Power and Energy Supply from Private Sector at 1990

表7.11 汽力発電所の設備容量および発電量の見通し

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Estimated Generating Energy ① (Gwh)	(59,102) 58,366	61,856	65,556	69,466	73,610	78,013	82,634	87,554	92,777
Available Energy Supply by Power Plant type(Gwh)									
②Hydro	(6,083)	6,242	6,304	6,426	6,488	6,656	7,285	13,018	18,874
Gas Turbine	(8,723)	9,280	9,886	10,423	11,045	11,700	12,400	13,140	13,922
Diesel	(1,254)	1,547	1,640	1,737	1,841	1,950	2,067	2,190	2,320
Private Sector	(4,206)	2,560	2,713	2,875	3,047	3,228	3,420	3,624	3,841
Sub Total	(20,266)	19,629	20,493	21,461	22,421	23,534	25,172	31,972	38,957
Balance of Generating Energy (Gwh)	(38,836)	42,227	45,063	48,005	55,189	54,479	57,462	55,582	53,820
(=Energy Supply by Steam)									
Existing Therma PS (Mw)	(8,086)								
Plant factor (%)	(54.8)	60	60	60	60	60	60	60	60
Necessary Capacity (Mw)		8,036	8,576	9,137	9,743	10,365	10,938	10,580	10,246
New Installed Capacity (Mw)	—	—	490	561	606	622	573	—	—

表 7.12 MOE の汽力発電所の新・増設計画

Unit: MW

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Existing Steam Plant	8,086								
S. ラジャイー		250	250	250	250				
西部火力			250	250	250	250			
南部火力				250	250	250	250		
ラーミーン Extension		310	310		315	315			
タブリーズ "				774	774				
アラーク					250	250	500		
S. マドウハジュ Extension		145							
イランシェフル				64	64	128			
ギーラン Combined Cycle		1,092						500	500
S. ラジャイー						250	250	250	250
アーザルババイジャン						250	250	250	250
ガルブ					250	250	250	250	
ケルマーン				250	250	250	250		
ホラサーン							250	250	250
テヘラン南東							500	500	
エスクアハン Extension			520	520					
トウーズ				150	150				
Total Output	8,086	1,797	3,127	2,508	4,327	3,886	2,500	2,000	1,250
Cumulation Output		12,383	15,510	18,018	22,345	26,231	28,731	30,731	31,981

よって、この蒸気タービン火力発電所の所要容量は下記のように与えられる。

B. 蒸気タービン発電所設備容量 (MW)

$$= \frac{A \times 1000}{8760 \times \text{Plant factor}}$$

ここでPlant factorは一般に60%が採用されるので

$$B = A \times 0.19026 \text{ (MW) となる。}$$

表7.11にこの状況を示す。同表によれば、1990年にMOEは8,086MWの蒸気タービン火力発電設備をもち、Plant factorは54.8%である。

よって、1991年中は設備の増強は必要なく、1992年以降、1996年まで増強が必要である。

然るに1997年、1998年には大容量水力（カールーン第3）が予定通り投入されるならば蒸気タービン火力の増強は不必要である。但し、既設蒸気タービン火力発電所の保修は必要である。また古い設備の引退に伴う新設も必要である。

個々の設備についての詳細な情報を入手して、毎年の保修計画を決めればよい。一方イラン・イスラム共和国第1次経済・社会・文化開発5ヶ年計画によれば、蒸気タービン発電所の新設計画は表7.12となっているが、これは今までの推論からは過大な様に思われる。

7.5 火力発電所燃料供給

7.5.1 MOE火力発電所発生電力量の総括

前章において1990年～1998年における各タイプ別の発電設備の発生電力量を推定した。ここに再掲すると表7.13の通りである。

表7.13 発生電力量の見通し (GWh)

	Steam	Gas Turbine	Diesel	Total
1990	38,836	8,723	1,254	48,813
1991	42,241	9,280	1,547	53,068
1992	45,078	9,836	1,640	56,554
1993	48,023	10,423	1,737	60,183
1994	51,209	11,045	1,841	64,095
1995	54,479	11,700	1,950	68,129
1996	57,490	12,400	2,067	71,957
1997	55,610	13,140	2,190	70,940
1998	53,853	13,922	2,320	70,095

7.5.2 燃料の発熱量の検証

1990年実績によれば、燃料使用料および総消費熱量は下表の通りである。

	Gas Oil	Fuel Oil	Natural Gas	Total Heat Supply
1990	$1,143 \times 10^6 \ell$	$4,810 \times 10^6 \ell$	$8,316 \times 10^6 \text{Nm}^3$	$135,951 \times 10^9 \text{kcal}$

また、一般的には燃料の発熱量は

Gas Oil	9,200~9,400kcal/ℓ
Fuel Oil	9,600~9,800kcal/ℓ
Natural Gas	9,300~9,600kcal/m ³ N

特に Natural Gasは組成によって大きく発熱量が異なる。ここでGas Oil 9,300kcal/ℓ, Fuel Oil 9,800kcal/ℓ, Natural Gas 9,400kcal/m³N を採用する。

検証を行ってみると次のようになる。即ち、1990年の燃料使用量より

$$1,143 \times 10^6 \times 9,300 + 4,810 \times 10^6 \times 9,800 + 8,316 \times 10^6 \times 9,400 = 135,940 \times 10^9$$

(実績値 $135,951 \times 10^9 \text{kcal}$)

以降各年における燃料計算においても上記の値を採用する。すなわち

Gas Oil Heat Value	9,300kcal/ℓ
Fuel Oil Heat Value	9,800kcal/ℓ
Natural Gas Heat Value	9,400kcal/ℓ

7.5.3 各発電設備別の燃料割当て、並びに推定熱効率

表7.14にM O Eの燃料消費実績を示す。この実績値において、各燃料のDiesel, Gas Turbine, Steam Turbine各発電設備への振り分けを1990年実績から求める。

表7.14 発電量, 燃料消費量, および火力効率

Year	Generation of Thermal Units(GWh)	Fuel Consumption			Total Consumption (10 ⁹ kcal)	Heat Rate (kcal/kWh)	Thermal Efficiency (%)
		Gas Oil (10 ⁶ l)	Heavy Oil (10 ⁶ l)	Natural Gas (10 ⁶ m ³)			
1969	1,149	136	311	13	4,358	3,792	22.7
1972	3,342	192	514	346	9,942	2,975	28.9
1978	11,137	1,472	1,015	1,380	36,200	3,250	26.5
1987	34,164	1,480	3,559	5,451	96,930	2,837	30.5
1988	36,465	1,517	3,839	5,730	102,696	2,816	30.5
1989	41,203	1,259	4,101	6,863	113,483	2,754	31.2
1990	48,813	1,143	4,810	8,316	135,951	2,785	30.9

Source : Electric Power in IRAN 1990 (MOE)

(i) Gas Oilの振り当て

ここでGas OilはDiesel発電およびGas Turbine発電に使用される。既設Diesel発電設備(分散型, 合計設備容量 824MW)の総合熱効率を30%と仮定すると, 燃料使用量は

$$\frac{1,254 \times 10^6 \times 860}{0.3 \times 9,300} = 386.5 \times 10^6 (\ell)$$

よって, $1,143 - 386.5 = 756.5 \times 10^6 (\ell)$

が, ガスタービン発電によって消費される。ガスタービン発電設備の熱効率を28%とすれば, Gas Oilによるガスタービン発生電力量は

$$\frac{0.28 \times 756.5 \times 10^6 \times 9,300}{860} = 2,291 (\text{GWh})$$

すなわち, 1990年の Gas Turbine発電設備による発生電力量のうち, 2,291 (GWh) はGas Oilによって発電された。従って,

$$8,723 - 2,291 = 6,432 (\text{GWh})$$

は, Natural Gasによって発電することになる。

(ii) Natural Gasの振り分け

1990年のGas Turbine発電々力量8,723GWhのうち, 6,432GWhの発電に必要なNatural Gasの量は

$$\frac{6,432 \times 10^6 \times 860}{0.28 \times 9,400} = 2,102 \times 10^6 \text{ m}^3\text{N}$$

すなわち, 1990年の発電のための実績 Natural Gas消費量 $8,316 \times 10^6 \text{ m}^3\text{N}$ の25.3%がGas Turbine発電所で消費された, 残り74.7% ($6,214 \times 10^6 \text{ m}^3\text{N}$)がSteam火力発電所の燃料となる。

(iii) Steam火力発電所の熱効率の推定

1990年の統計では, Steam火力発電所燃料として, 重油 $4,810 \times 10^6$ が使用された。また前項で述べたようにNatural Gas $6,214 \times 10^6 \text{ m}^3\text{N}$ も Steam火力で消費される。従って, Steam火力発電所の総合熱効率は下記となる。

$$\eta = \frac{38,836 \times 10^6 \times 860}{4,810 \times 10^6 \times 9,800 + 6,214 \times 10^6 \times 9,400} \times 100(\%) = 31.6\%$$

(iv) 燃料割当ておよびHeat Rateなどの検証

以上述べたところにより, 1990年の各発電設備への燃料割当てをまとめると, 表7.15となる。本表によって, 各燃料の発熱量, 各発電設備の熱効率の設定も妥当であることがわかる。

表 7.15 発電設備別燃料割当て (1990年)

Generating Energy	Gas Oil (10 ³ kl)	Heavy Oil (10 ³ kl)	Natural Gas (10 ⁶ m ³ N)	Supply Heat (10 ⁹ kcal)
Steam Turbine(GWh)				
21,476			6,214	58,412
17,360		4,810		47,138
38,836				
Gas Turbine(GWh)				
6,432			2,102	19,759
2,291	756.5			7,035
8,723				
Diesel(GWh)				
1,254	386.5			3,594
Total				
48,813	1143.0	4,810	8,316	135,938
Heat Rate				2,785kcal/kWh
Thermal Efficiency				30.9%

7.5.4 将来における燃料消費の予測

(i) ディーゼル発電設備について

MOEによれば1991年以降ディーゼル火力発電設備は総設備容量 930MWに固定される。従って、Plant factorは毎年上昇する。これと共に旧設備の計画的な更新も必要になる。

よって将来は、下記のように、熱効率の向上を期待し得る。1990年より1998年までの熱効率の向上目標を下記として、毎年のGas Oil消費量を計算する。

	'90	'92	'94	'96	'98
Efficiency	30%	31%	32%	33%	34%

(ii) ガスタービン発電施設について

既設ガスタービン発電設備の更新と新設によって熱効率の改善をはかることが必要である。現行28%の熱効率は'98年に30%まで改善することを目標にして燃料の節減につとめる(下表)。また、Gas Oilの使用を減らし、これをNatural Gasにおきかえる。

	'90	'92	'94	'96	'98
Efficiency	28%	28.5%	29%	29.5%	30%
Energy Supply by Gas Oil	26.2%	25%	24%	23%	22%

(iii) スチーム火力発電設備について

1990年におけるイランの Steam Turbine発電設備のOverall Thermal Efficiencyが31.6%と
とかなり低いのは、老朽火力の稼働にも原因があると思われる。

1990年の設備出力 8,086MWは1998年には11,000MW付近まで増強されなければならない。

1990年現在でも Steam Thermal Power Plantの発生エネルギーのうち、55.3%は天然ガス焚
き火力から供給される。

将来の計画としては、老朽火力の更新あたっては、熱効率の高いCombined Cycle火力発電所
を採用することによって、発電所熱効率を高く維持することが必要である。

よって、熱効率の改善目標を下記として、燃料消費を考える（下表）。また、天然ガス焚き
火力の割合も徐々に増やして行くことを考慮する。

	'90	'92	'94	'96	'98
Overall Efficiency	31.6%	33%	35%	36%	37%
Energy Supply by Gas Oil	55.3%	57%	60%	62%	64%

(iv) 燃料消費

熱効率の改善目標と、燃料転換目標に従って、1990年を基準にした1998年までの燃料供給量
を表7.16のように予測した。

1998年以降の水力供給目標が示されたら、以降の電力需要予測に従って、さらに長期の発電
のための燃料供給計画も作成し得る。

老朽化した設備の新鋭設備への更新、Combined Cycle Power Plantの採用による蒸気タービ
ン火力発電所の熱効率の向上などによって、火力発電所全体の熱効率の向上が明らかとなり、
省エネルギーに貢献する。

表7.16 発電用燃料消費見通し

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
① Diesel Power Plant									
Generating Energy (GWh)	1,254	1,547	1,640	1,737	1,841	1,950	2,067	2,190	2,320
Expected Thermal Efficiency (%)	30.0	30.5	31.0	31.5	32.0	32.5	33.0	33.5	34.0
Gas Oil Consumption (10 ⁶ ℓ)	386.5	469.0	489.2	510.0	532.0	554.8	579.2	604.5	631.0
② Gas Turbine Power Plant									
Generating Energy (GWh)	8,723	9,280	9,836	10,423	11,045	11,700	12,400	13,140	13,922
Generated by Gas Oil	2,291	2,376	2,459	2,554	2,651	2,750	2,852	2,957	3,063
Generated by Natural Gas	6,432	6,904	7,377	7,869	8,394	8,950	9,548	10,183	10,859
Expected Thermal Efficiency (%)	28.0	28.25	28.5	28.75	29.0	29.25	29.5	29.75	30.0
Gas Oil Consumption (10 ⁶ ℓ)	756.5	778	798	821	845	869	894	919	944
Natural Gas Consumption (10 ⁶ m ³ .N)	2,102	2,236	2,368	2,504	2,648	2,800	2,961	3,132	3,312
③ Steam Turbine Power Plant									
Generating Energy (GWh)	38,836	42,227	45,063	48,005	51,189	54,479	57,462	55,582	53,820
Generated by Heavy Oil	17,360	18,517	19,377	19,922	20,476	21,247	21,836	20,565	19,375
Generated by Natural Gas	21,476	23,710	25,686	28,083	30,713	33,232	35,626	35,017	34,445
Expected Thermal Efficiency (%)	31.6	32.3	33.0	34.0	35.0	35.5	36.0	36.5	37.0
Heavy Oil Consumption (10 ⁶ ℓ)	4,810	5,031	5,153	5,142	5,134	5,252	5,323	4,944	4,595
Natural Gas Consumption (10 ⁶ m ³ .N)	6,214	6,716	7,121	7,557	8,028	8,564	9,054	8,777	8,517
④ Gas Oil Consumption (10⁶ℓ)	1,143	1,247	1,287.2	1,331	1,377	1,423.8	1,473.2	1,523.5	1,580
⑤ Heavy Oil Consumption (10⁶ℓ)	4,810	5,031	5,153	5,142	5,134	5,252	5,323	4,944	4,595
⑥ Natural Gas Consumption (10⁶m³.N)	8,316	8,952	9,489	10,061	10,676	11,364	17,015	11,909	11,829
⑦ Supply Heat Energy (10⁹ Kcal)	135,938	145,050	151,667	157,343	163,474	171,533	178,807	174,564	170,918
⑧ Generating Energy (GWh)	48,813	53,054	56,539	60,165	64,075	68,129	71,929	70,912	70,062
⑨ Heat Rate (Kcal/kWh)	2,785	2,734	2,683	2,615	2,551	2,518	2,486	2,462	2,440
⑩ Overall Efficiency (%)	30.9	31.6	32.1	32.9	33.7	34.2	34.6	34.9	35.2

Note: Effective Calorific Value for each fuel is selected as follows:

Gas Oil : 9,300 Kcal/ℓ
 Heavy Oil : 9,800 Kcal/ℓ
 Natural Gas : 9,400 Kcal/m³.N

: Supply Heat Energy ⑦ = (④) × 9,300 + (⑤) × 9,800 + (⑥) × 9,400} × 10⁻³

: Heat Rate ⑨ = $\frac{⑦}{⑧} \times 10^3$

: Overall Efficiency ⑩ = $\frac{⑧}{⑨} \times 100$

また、ガスタービン発電所、および蒸気タービン火力発電所での Gas oil, Fuel Oilの天然ガスへの転換を計画しているが、このことは、地球的要請であるCO₂の排出抑制にも効果的である。

図7.3は1990年より1998年までの火力発電用の燃料消費量、Heat Rate、Overall Efficiencyの改善状況を予測したものである。

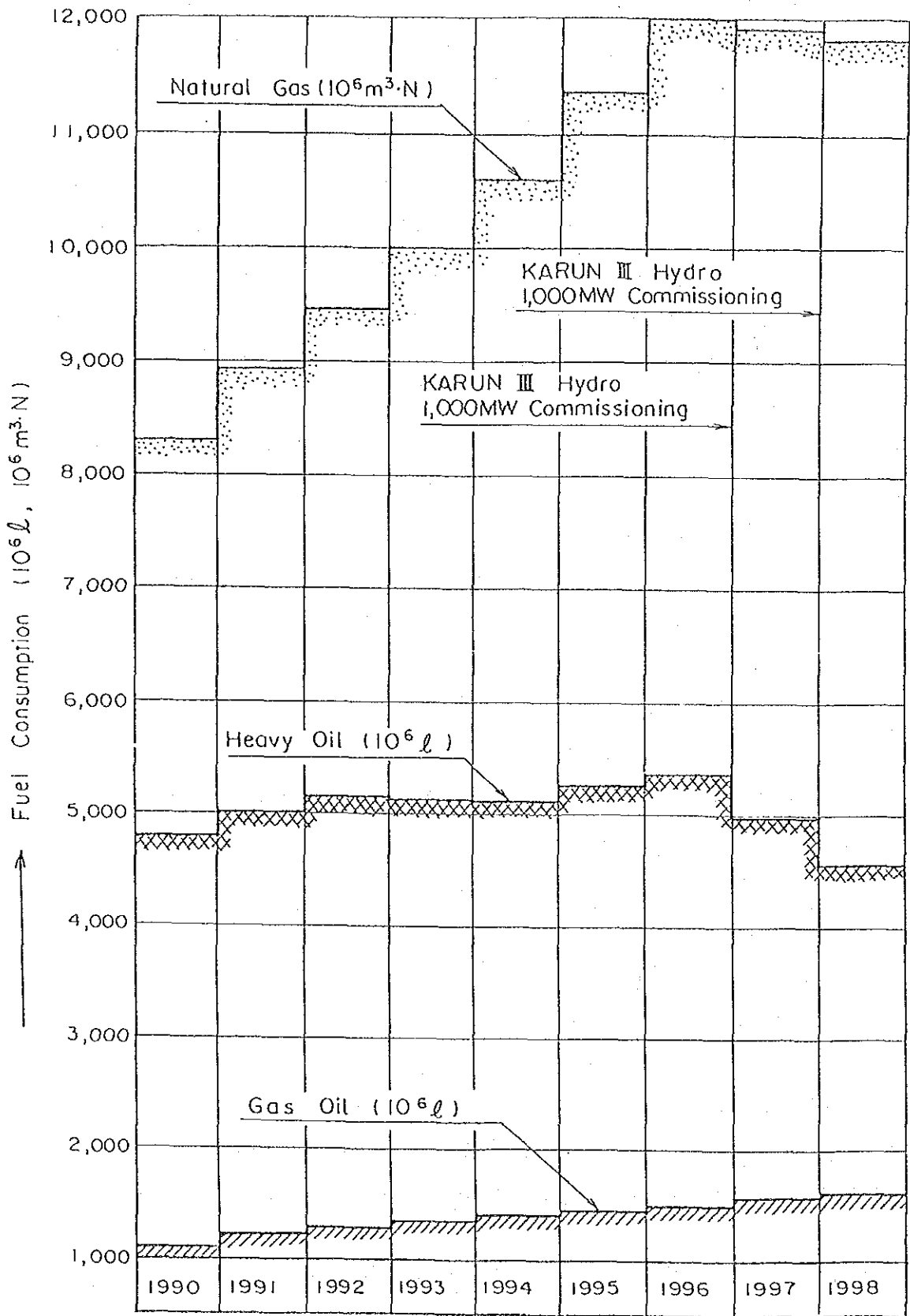


図 7.3 燃料消費および発電効率の推移

