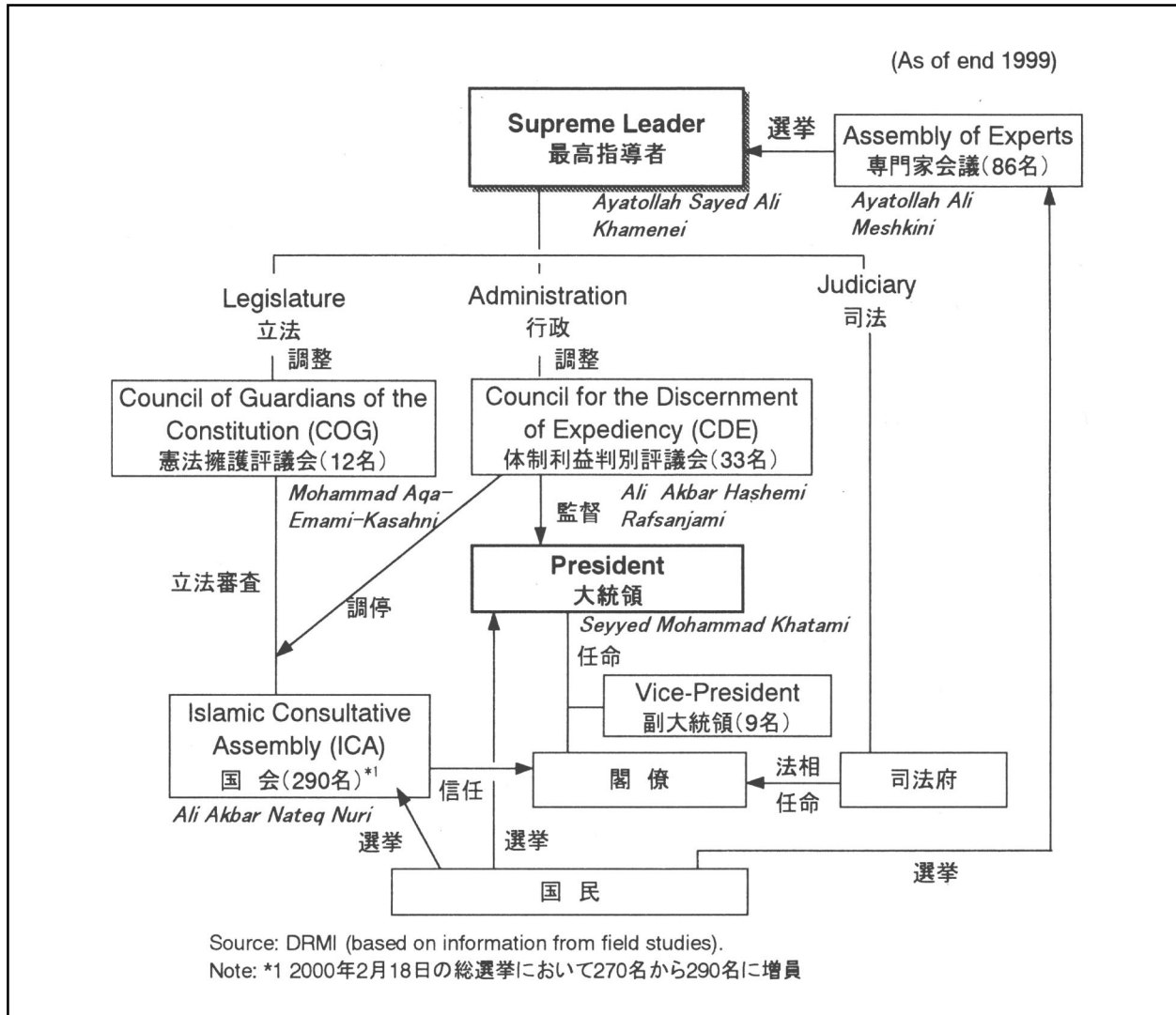


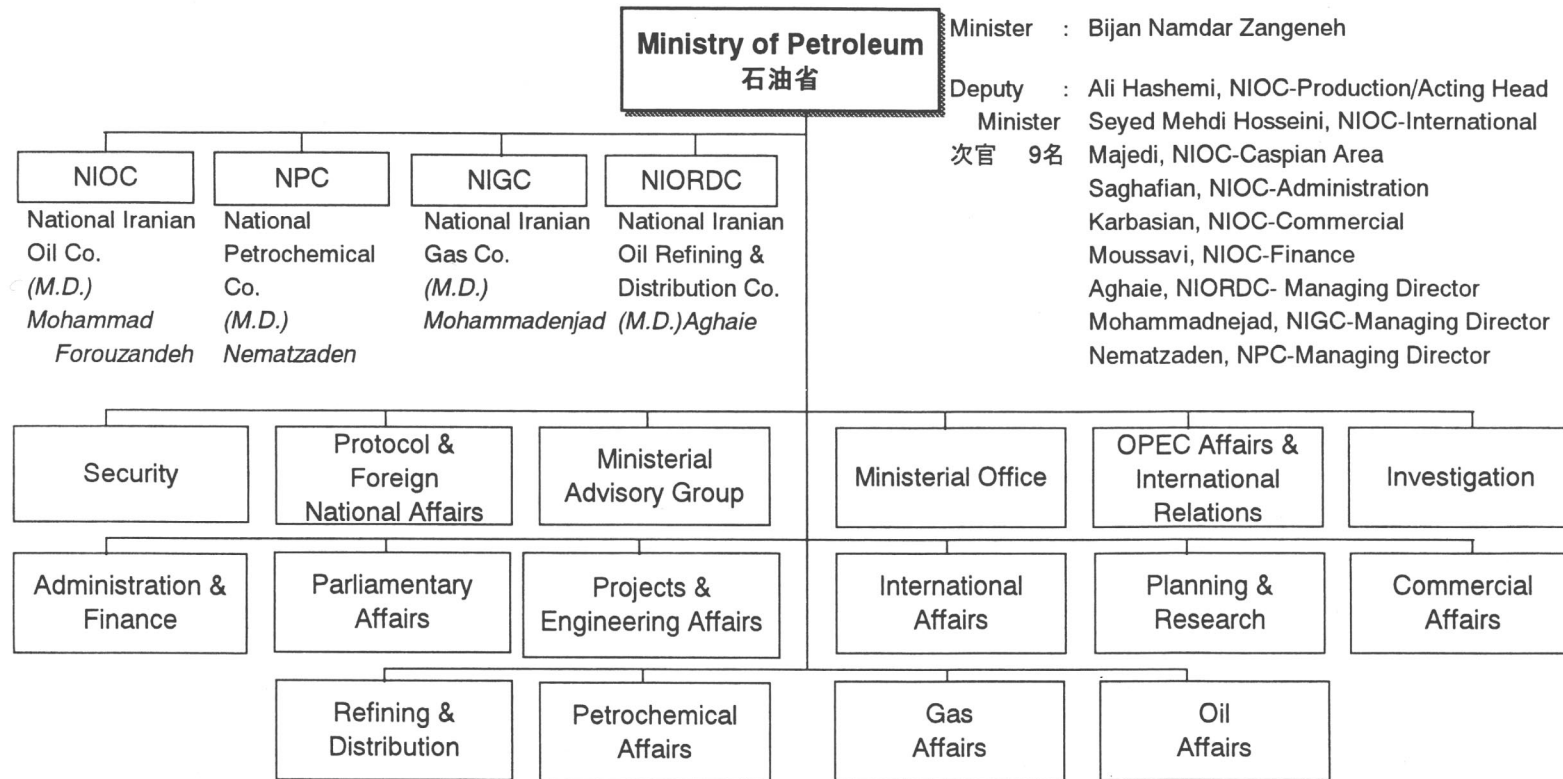
イランの石油、石油化学、ガスにかかわる機関は、原油・ガスの資源開発を NIOC が、石油化学を NPC が、精製と販売を NIORDC が、ガス部門を NIGC がそれぞれ直接統括、管理している。各国営企業には組織図に示してある様に業種、地域ごとに必要に応じてサービス企業が所属している。上述の4社は、石油省の下に並列に位置しているが、NIOC は原料を管理し、規模も大きいため特に強力である。



出所：(財)中東協力センター(イラン、カタール、UAEにおける石油化学工業の動向調査、2000)掲載

図1 - 3 イランの政府機構

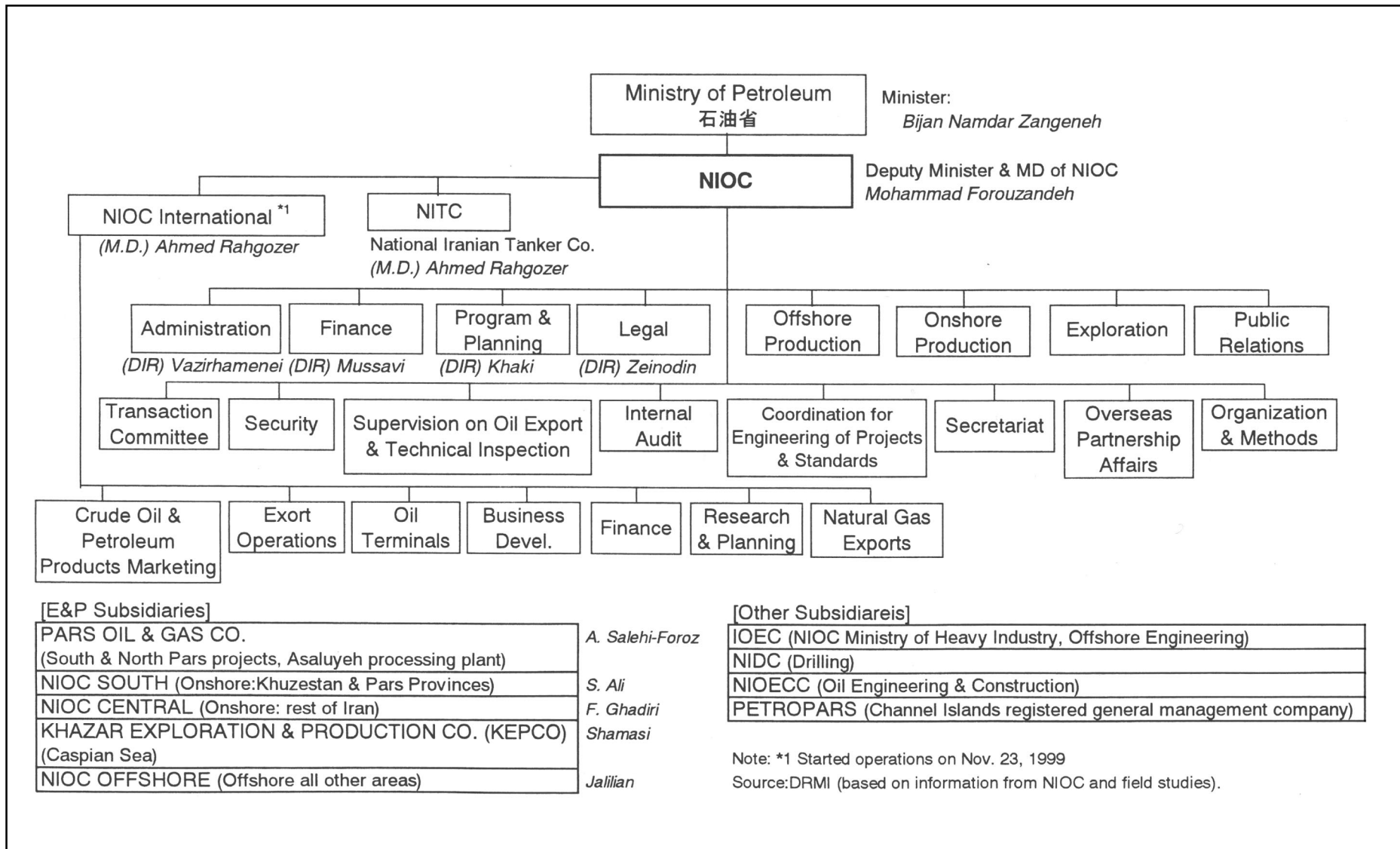
(As of May 1999)



Source: DRMI (based on information from Ministry of Petroleum and field studies).

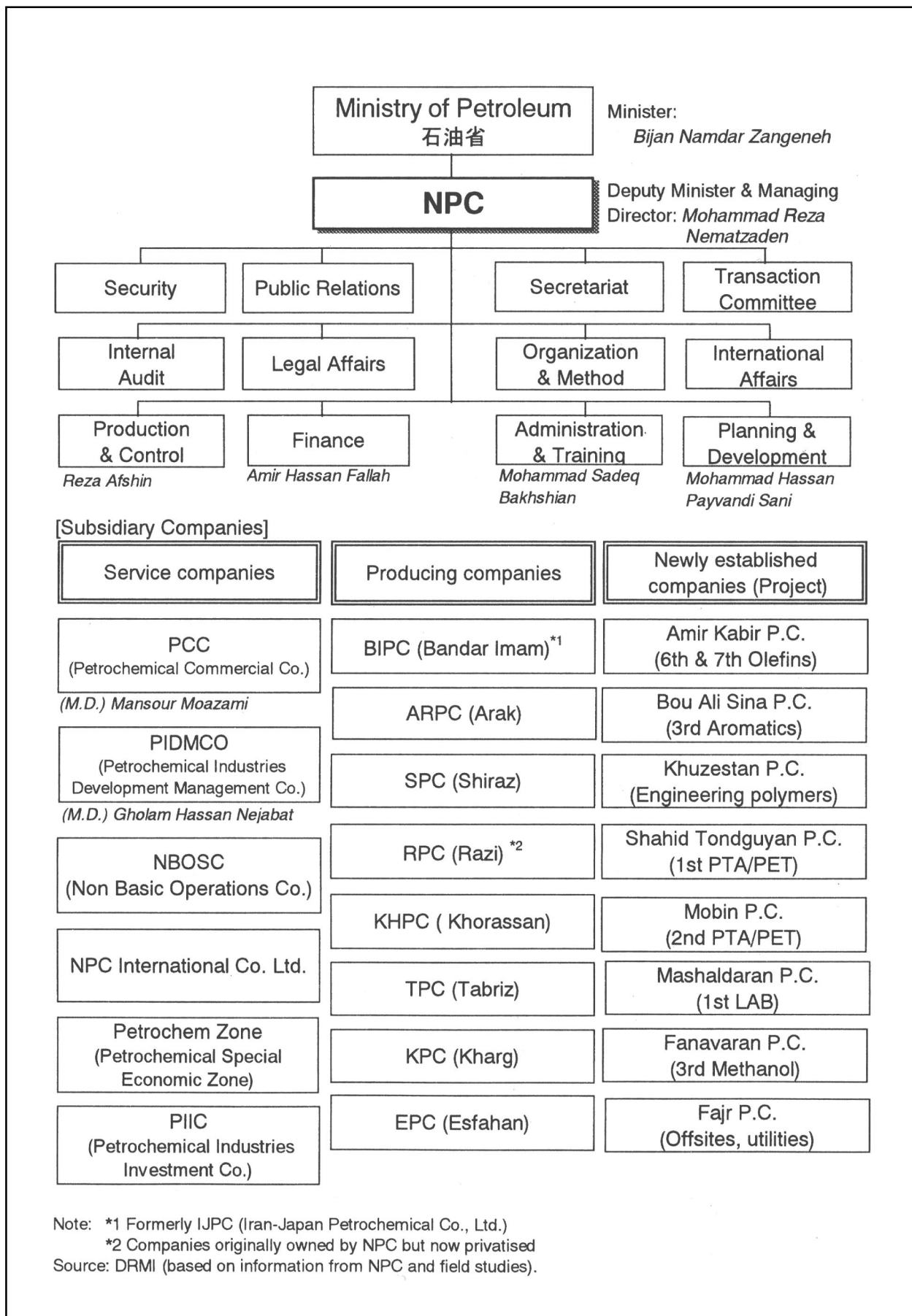
出所 : (財)中東協力センター(イラン、カタール、UAEにおける石油化学工業の動向調査、2000)掲載

図 1 - 4 イランの石油省の機構



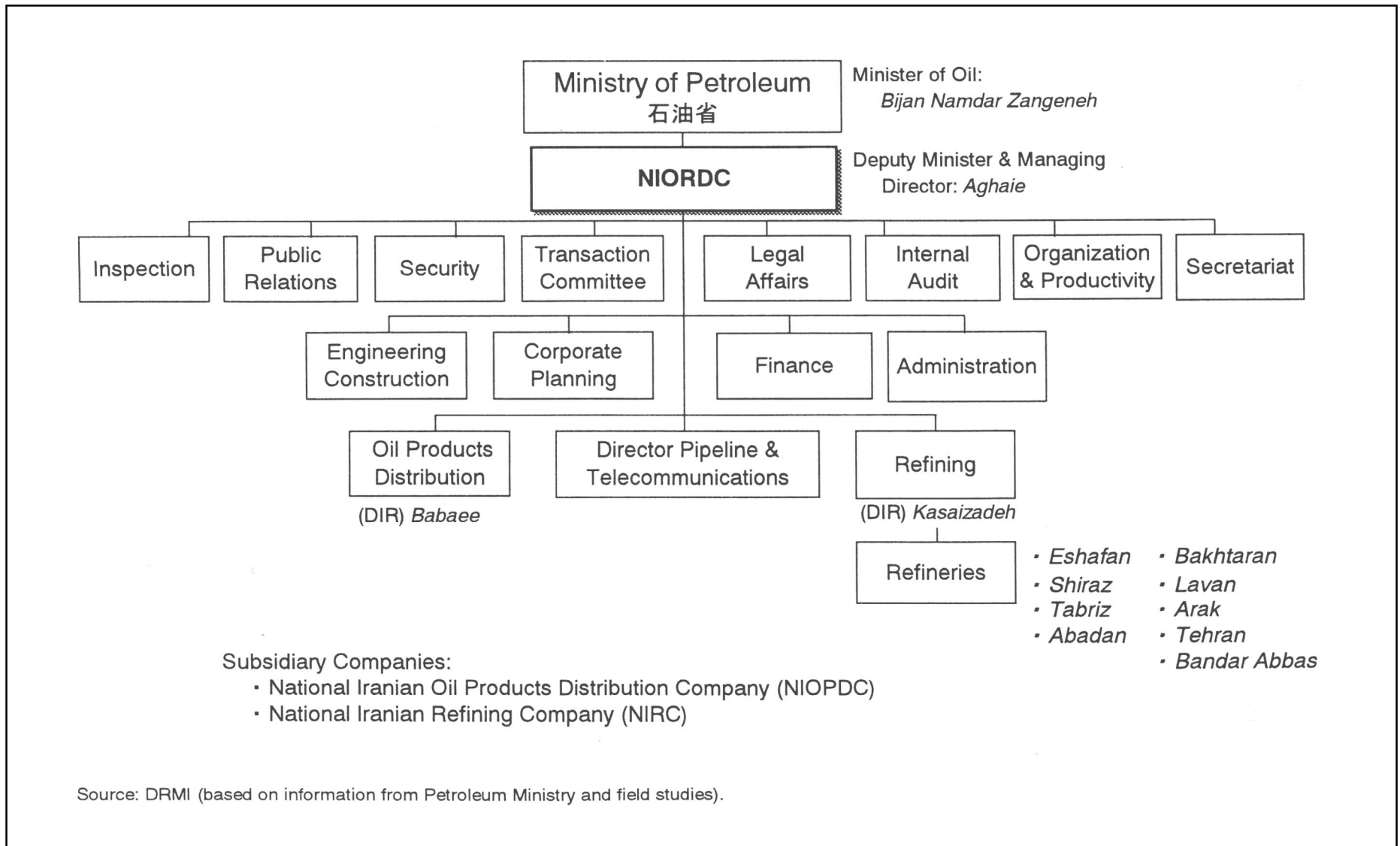
出所：(財)中東協力センター(イラン、カタール、UAEにおける石油化学工業の動向調査、2000)掲載

図1 - 5 NIOC(イラン国営石油会社)の組織図



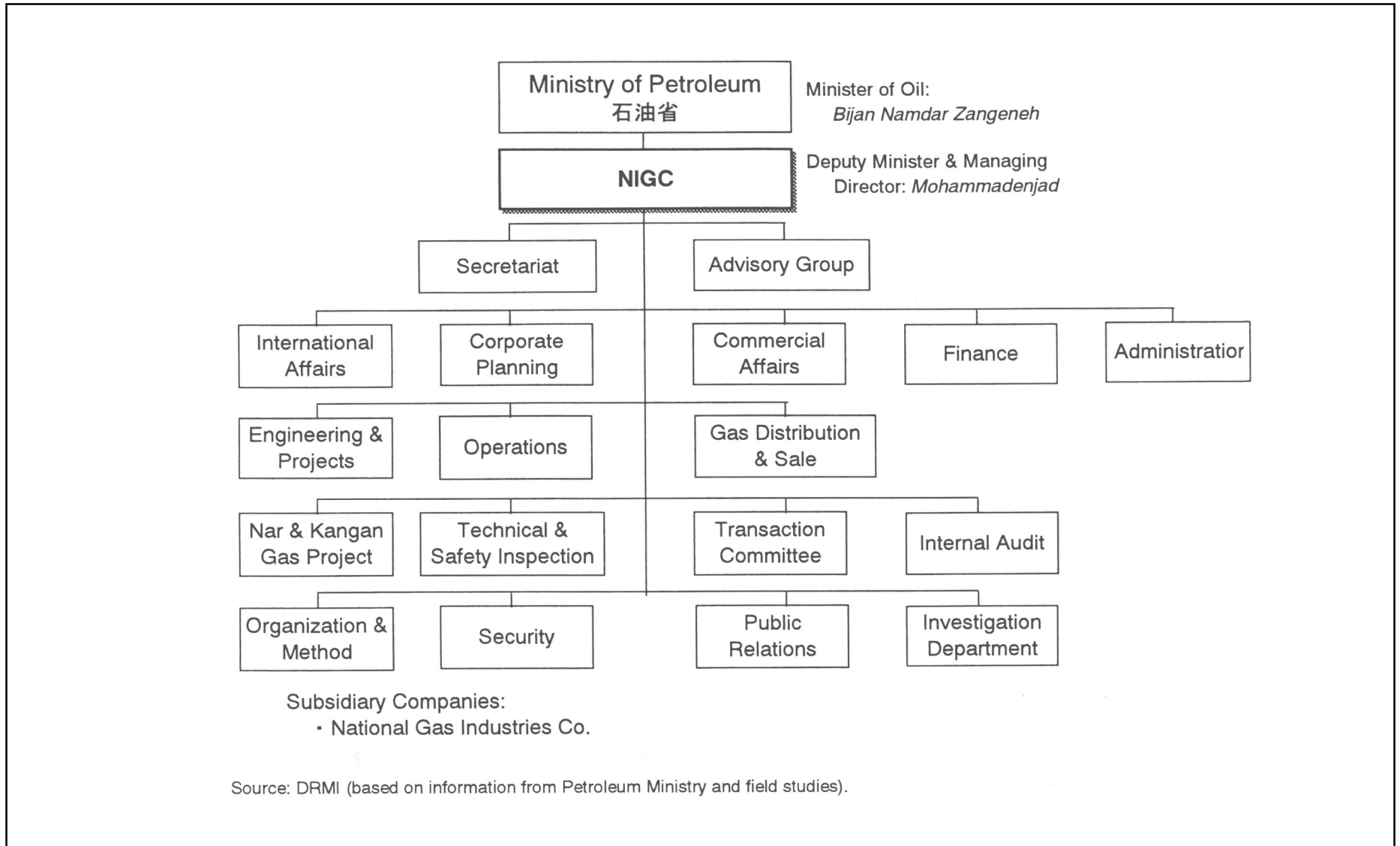
出所：(財)中東協力センター(イラン、カタール、UAEにおける石油化学工業の動向調査、2000)掲載

図 1 - 6 NPC(イラン国営石油化学会社)の組織図



出所：(財)中東協力センター(イラン、カタール、UAEにおける石油化学工業の動向調査、2000)掲載

図1 - 7 NIORDC(イラン国営石油精製・販売会社)の組織図



出所 : (財)中東協力センター(イラン、カタール、UAEにおける石油化学工業の動向調査、2000)掲載

図1 - 8 NIGC(イラン国営ガス会社)の組織図

1 - 2 - 2 経済政策と石油産業

イランは、世界有数の産油国で原油埋蔵量は900億バレルで世界第5位、2000年度の原油生産量は357万B/Dで世界第4位となっている(表1-7、表1-8、表1-9参照)。また日本にとっても第3位の原油供給国で、我が国へのエネルギー安定供給上、重要な国である(表1-10、表1-11、表1-30参照)。

イランの石油資源及び設備の所在地については巻頭添付の図-1と図-2を参照のこと。

表1-7 世界の地域別・国別の原油埋蔵量・生産量・可採年数(1999年)

| | 原油埋蔵量 (10億バレル) | 世界全体に 占める比率(%) | 原油生産量 (1,000B/D) | 世界全体に 占める比率(%) | 可採年数 (R/P) |
|-----------|-------------------|-------------------|---------------------|-------------------|---------------|
| *北米 | 63.7 | 6.2 | 13,700 | 19.1 | 13.8 |
| *中南米 | 89.5 | 8.7 | 6,690 | 9.3 | 37.7 |
| *欧州 | 20.6 | 2.0 | 6,975 | 9.7 | 8.3 |
| ロシア | 48.6 | 4.7 | 6,180 | 8.6 | 21.8 |
| *旧ソ連合計 | 65.4 | 6.3 | 7,560 | 10.5 | 24.2 |
| イラン | 89.7 | 8.7 | 3,550 | 4.9 | 69.9 |
| イラク | 112.5 | 10.9 | 2,580 | 3.6 | 119.5 |
| クウェイト | 96.5 | 9.3 | 2,025 | 2.8 | 130.6 |
| オマーン | 5.3 | 0.5 | 910 | 1.3 | 15.9 |
| カタール | 3.7 | 0.4 | 715 | 1.0 | 14.7 |
| サウディ・アラビア | 263.5 | 25.5 | 8,595 | 12.0 | 87.5 |
| シリア | 2.5 | 0.2 | 560 | 0.8 | 12.3 |
| アラブ首長国連邦 | 97.8 | 9.5 | 2,505 | 3.5 | 107.0 |
| イエメン | 4.0 | 0.4 | 395 | 0.5 | 27.9 |
| その他・中東 | 0.1 | 0.0 | 50 | 0.1 | 9.1 |
| *中東合計 | 675.6 | 65.4 | 21,885 | 30.4 | 87.0 |
| *アフリカ | 74.9 | 7.2 | 7,445 | 10.4 | 28.2 |
| *アジア・太平洋 | 44.0 | 4.3 | 7,635 | 10.6 | 16.3 |
| 世界合計 | 1033.7 | 100.0 | 71,890 | 100.0 | 41.0 |

出所：BP Statistical Review of World Energy, June 2000, p4及びp6より作成。

IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

表1-8 中東の原油埋蔵量

| 順位 | 国名 | 確認埋蔵量 (億バレル) | 構成比(%) | 可採年数 |
|----|-----------|-----------------|--------|-------|
| 1 | サウディ・アラビア | 2,617.0 | 25.4 | 85.6 |
| 2 | イラク | 1,125.0 | 10.9 | - |
| 3 | アラブ首長国連邦 | 978.0 | 9.5 | 120.2 |
| 4 | クウェイト | 965.0 | 9.4 | 126.8 |
| 5 | イラン | 897.0 | 8.7 | 68.9 |
| | 中東計 | 6,835.0 | 66.5 | - |
| | 合計 | 10,285.0 | 100.0 | - |

出所：OIL & GAS JOURNAL(2000年1月1日現在)

表 1 - 9 世界の原油生産量

| 順位 | 国名 | 生産量(万 B/D) | 構成比(%) |
|----|-----------|------------|--------|
| 1 | サウディ・アラビア | 806.4 | 12.0 |
| 2 | ロシア | 635.1 | 9.5 |
| 3 | 米 国 | 582.3 | 8.7 |
| 4 | イラン | 356.8 | 5.3 |
| 5 | 中 国 | 325.5 | 4.9 |
| 8 | OPEC 計 | 2,753.0 | 41.0 |
| | 合 計 | 6,709.6 | 100.0 |

出所：INTERNATIONAL PETROLEUM ENCYCLOPEDIA(2000年1月1日現在)

表 1 - 10 我が国の相手国別原油輸入量

| 順位 | 輸入相手国 | 輸入量(万 B/D) | 構成比(%) |
|----|-----------|------------|--------|
| 1 | アラブ首長国連邦 | 108.7 | 25.2 |
| 2 | サウディ・アラビア | 103.3 | 23.9 |
| 3 | イラン | 49.5 | 11.5 |
| 4 | クウェイト | 41.3 | 9.6 |
| 5 | カタール | 40.4 | 9.4 |
| | 中東計 | 370.2 | 85.7 |
| | 合 計 | 431.8 | 100.0 |

出所：通産省「エネルギー生産・需要統計」(2000年現在)

表 1 - 11 日本の地域別原油輸入量(1999年度)

| | 原油輸入量(万 B/D) | 比率(%) |
|------------|--------------|-------|
| サウディ・アラビア | 83.3 | 19.5 |
| クウェイト | 25.3 | 5.9 |
| 旧中立地帯 | 23.0 | 5.4 |
| カタール | 40.8 | 9.5 |
| アラブ首長国連邦 | 104.2 | 24.3 |
| オマーン | 25.6 | 6.0 |
| イラン | 49.2 | 11.5 |
| イラク | 10.5 | 2.5 |
| その他 | 0.2 | 0.1 |
| *中東・小計 | 362.1 | 84.6 |
| ブルネイ・マレーシア | 7.9 | 1.8 |
| インドネシア | 24.4 | 5.7 |
| その他 | 5.3 | 1.2 |
| *南方地域・小計 | 37.6 | 8.8 |
| メキシコ | 3.9 | 0.9 |
| 米 国 | 4.0 | 0.9 |
| *アメリカ地域・小計 | 7.9 | 1.8 |
| 中 国 | 10.4 | 2.4 |
| *旧共産国・小計 | 10.4 | 2.4 |
| ナイジェリア | 4.8 | 1.1 |
| ガボン | 0.5 | 0.4 |
| その他 | 2.1 | 0.5 |
| *アフリカ・小計 | 7.4 | 1.1 |
| 英国・ノールウェー | 1.4 | 0.3 |
| オーストラリア | 4.0 | 0.9 |
| *合 計 | 428.3 | 100.0 |

出所：『月刊石油関係資料』、燃料油脂新聞社より作成。

IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

表 1 - 12 イランの原油国別輸出量推移(1992 ~ 1997 年)

(Unit : 1,000 b/d)

| 輸出先 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| アジア・極東 | 938.0 | 983.8 | 1,149.7 | 1,013.1 | 1,020.0 | 1,084.5 |
| 日 本 | 354.8 | 367.2 | 441.8 | 380.3 | 429.6 | 439.2 |
| 北アメリカ | 7.9 | 28.4 | 10.4 | 1.7 | 39.5 | 32.5 |
| ラテンアメリカ | 125.0 | 70.0 | 80.0 | 40.0 | 60.0 | 35.0 |
| 西ヨーロッパ | 1,195.0 | 1,340.0 | 1,165.0 | 1,250.0 | 1,145.5 | 1,065.0 |
| フランス | 144.3 | 239.9 | 151.5 | 208.9 | 171.5 | 128.6 |
| ドイツ | 18.1 | 50.1 | 40.3 | 31.6 | 18.2 | 23.5 |
| イタリア | 214.8 | 204.1 | 134.4 | 228.6 | 264.8 | 259.9 |
| オランダ | 206.8 | 193.2 | 170.7 | 101.4 | 103.6 | 89.8 |
| 英 国 | 31.3 | 43.8 | 25.9 | 23.4 | 15.9 | - |
| その他 | 579.7 | 608.9 | 642.2 | 656.1 | 571.5 | 563.2 |
| 東ヨーロッパ | 185.0 | 100.0 | 150.0 | 175.0 | 155.0 | 145.0 |
| 中 東 | 30.0 | 30.0 | 30.0 | 20.0 | 20.0 | 25.0 |
| アフリカ | 45.0 | 45.0 | 60.0 | 120.0 | 190.0 | 200.0 |
| その他 | 2.1 | 2.8 | 4.9 | 1.2 | 0 | 0 |
| 輸出量合計 | 2,528 | 2,600 | 2,650 | 2,621 | 2,630 | 2,587 |
| 生産量 | 3,432 | 3,425 | 3,596 | 3,595 | 3,596 | 3,603 |

出所 : OPEC, Annual Statistical Bulletin 1997

(財)中東協力センター(イラン、カタール、UAEにおける石油化学工業の動向調査、2000)掲載

イラン石油省によれば、1999年3月～2000年3月の原油生産量は337万3,000B/D、原油・石油製品輸出量は220万5,000B/Dであった。

イランはOPEC加盟国中サウディ・アラビアに次ぐ第2の原油生産国であるが(表1-7)、長期で見るとその原油生産量は油田の老朽化、イラン革命による混乱や1981年から1988年まで続いたイラン・イラク戦争の影響により減産傾向が続いて大きく減少し、革命前の水準の600万B/Dまでは回復していない(表1-12、図1-9)。

陸上油田での生産能力を維持するための対策として1990年代に入ってから徐々に油田へのガス圧入による増進回収技術が採用されはじめている。

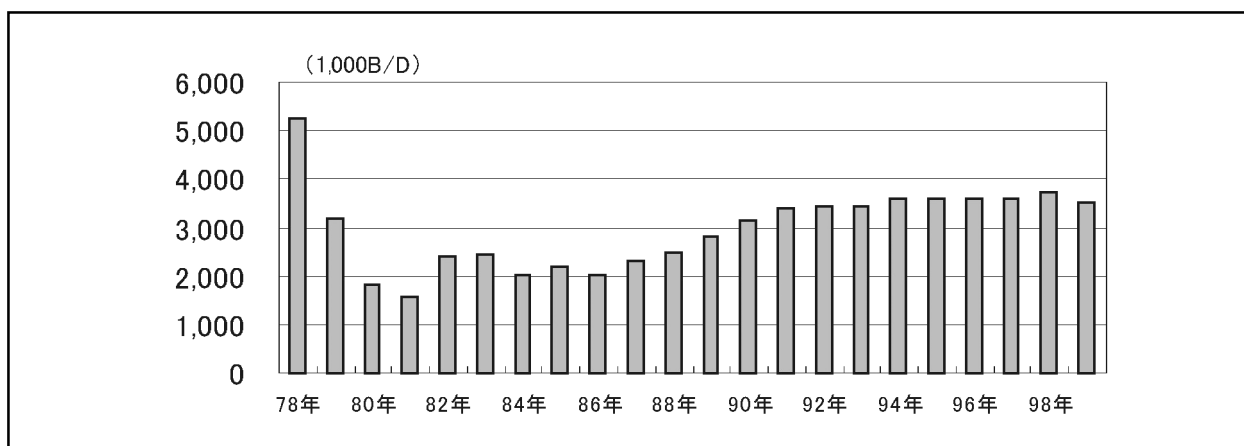
表 1 - 13 イランの原油生産量の推移

(1,000B/D)

| | | | | | | | | | | |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1978年 | 1979年 | 1980年 | 1981年 | 1982年 | 1983年 | 1984年 | 1985年 | 1986年 | 1987年 | 1988年 |
| 5,271.7 | 3,167.9 | 1,816.6 | 1,565.0 | 2,420.6 | 2,441.7 | 2,032.4 | 2,192.3 | 2,037.1 | 2,297.6 | 2,476.3 |
| 1989年 | 1990年 | 1991年 | 1992年 | 1993年 | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 | 1998年 | 1999年 |
| 2,814.1 | 3,132.3 | 3,401.9 | 3,431.6 | 3,425.2 | 3,596.0 | 3,595.0 | 3,596.0 | 3,603.4 | 3,731.2 | 3,500.0 |

出所 : OPEC Annual Statistical Bulletin 1998, p14、及び Monthly Oil Market Report, IEA, July 2000, p46 より作成。

IEEJ : 国際動向 2001年3月掲載



出所：IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

図1 - 9 イランの原油生産量の推移

イラン経済は基本的には石油産業により支えられてきており、今後もこの政策は続いていくと思われる。これからは外国資本の投入も一層の促進を図り、更なる石油資源の開発、またロシアに次いで世界第2位の埋蔵量(23兆 m^3)をもつ天然ガスも、遅れてはいたが開発を進めてガスの輸出を促進し、国内の燃料をガスに転換してその分の石油を輸出に回すなどの政策を進めている(表1 - 14、表1 - 15、表1 - 16、表1 - 17)。

表1 - 14 世界の地域別・国別の天然ガス埋蔵量・生産量(1999年)

| | ガス埋蔵量 (兆 m^3) | 世界全体に 占める比率(%) | ガス生産量 (10億 m^3) | 世界全体に 占める比率(%) | 可採年数 (R/P) |
|-----------|---------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|---------------|
| *北米 | 7.31 | 5.0 | 740.2 | 31.8 | 9.9 |
| *中南米 | 6.31 | 4.3 | 95.3 | 4.1 | 66.2 |
| *欧州 | 5.15 | 3.5 | 282.2 | 12.1 | 18.2 |
| ロシア | 48.14 | 32.9 | 551.0 | 23.7 | 87.4 |
| *旧ソ連合計 | 56.70 | 38.7 | 656.2 | 28.2 | 86.4 |
| パハレーン | 0.11 | 0.1 | 8.5 | 0.4 | 12.9 |
| イラン | 23.00 | 15.7 | 52.5 | 2.3 | 438.1 |
| イラク | 3.11 | 2.1 | 0.0 | 0.0 | |
| クウェイト | 1.49 | 1.0 | 7.0 | 0.3 | 212.9 |
| オマーン | 0.80 | 0.5 | 5.6 | 0.2 | 142.9 |
| カタール | 8.49 | 5.8 | 24.0 | 1.0 | 353.8 |
| サウディ・アラビア | 5.79 | 4.0 | 46.2 | 2.0 | 125.3 |
| アラブ首長国連邦 | 6.00 | 4.1 | 38.0 | 1.6 | 157.9 |
| イエメン | 0.48 | 0.3 | 0.0 | 0.0 | |
| その他・中東 | 0.25 | 0.2 | 5.4 | 0.2 | 46.3 |
| *中東合計 | 49.52 | 33.8 | 187.2 | 8.0 | 264.5 |
| *アフリカ | 11.16 | 7.6 | 113.7 | 4.9 | 98.2 |
| *アジア・太平洋 | 10.28 | 7.0 | 254.8 | 10.9 | 40.3 |
| 世界合計 | 146.43 | 100.0 | 2329.6 | 100.0 | 62.9 |

出所：BP Statistical Review of World Energy, June 2000, p20及びp23より作成。

IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

表 1 - 15 我が国の相手国別 LNG 輸入量

| 順位 | 輸入相手国 | 輸入量(単位：万 t) | 構成比(%) |
|----|-----------|-------------|--------|
| 1 | サウディ・アラビア | 604.3 | 42.8% |
| 2 | アラブ首長国連邦 | 356.4 | 25.3% |
| 3 | クウェイト | 133.5 | 9.5% |
| 4 | インドネシア | 121.7 | 8.6% |
| 5 | オーストラリア | 75.7 | 5.4% |
| 10 | イラン | 6.6 | 0.5% |
| | 合計 | 1,410.6 | 100.0% |

出所：エネルギー生産需給統計年報(2000年)

表 1 - 16 天然ガス埋蔵量

| 順位 | 国名 | 確認埋蔵量(兆 ft ³) | 構成比(%) |
|----|-----------|---------------------------|--------|
| 1 | ロシア | 1,705.0 | 32.8% |
| 2 | イラン | 790.0 | 15.2% |
| 3 | カタール | 394.0 | 7.6% |
| 4 | サウディ・アラビア | 204.0 | 3.9% |
| 5 | アラブ首長国連邦 | 198.5 | 3.8% |
| | 中東計 | 1,830.0 | 35.2% |
| | 合計 | 5,197.9 | 100.0% |

出所：World Oil(1999年現在)

表 1 - 17 天然ガス生産量

| 順位 | 国名 | 生産量(億 t) | 構成比(%) |
|----|--------|----------|--------|
| 1 | ロシア | 4.96 | 23.6% |
| 2 | 米国 | 4.86 | 23.2% |
| 3 | カナダ | -1.46 | 7.0% |
| 4 | 英国 | 0.90 | 4.3% |
| 5 | アルジェリア | 0.74 | 3.5% |
| 8 | イラン | 0.47 | 2.3% |
| | 合計 | 20.97 | 100.0% |

出所：BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY(1999年現在)

しかしまた一方では若年層の労働人口(6,200万の人口のうち19歳以下が5割以上)の増加、現在の高い失業率(15%以上)から雇用の創出に対処するために、非石油産業分野を発展させ、脱石油による経済構造の改革をめざしている。

そこで石油化学分野にも力を入れており、バンドルホメイニ、ファルス、マーシャフルに石油化学経済特別区を設置して外資導入を進めている。また重要産業として自動車産業の育成にも力を入れ、1999年には年産25万台の生産規模を2003年には50万台へと倍増計画を打ち出している。南部ペルシャ湾岸に沿って、キシユ島、ケシユム島、チャバハール市に隣接して計3か所に自由貿易特別区(Free Trade Zone)を設け各種優遇処置を適用して、外資によ

る工業、商業の誘致を図っている(巻頭 図 - 1 参照)。

しかしイラン革命後、ラフサンジャニ政権、ハタミ政権と引き継いで、これら経済改革のために各種補助金の削減、国営企業の民営化促進による自由市場経済の導入、各種財団の経営の健全化等に取り組んではいるが、大きな成果はまだあがっていない。依然として現在のイランの国家形態、豊富なエネルギー資源への依存度の高さ及び国際社会からうける様々な制約を考えると、まだこの目的の達成にはかなりの紆余曲折があるかと思われる。

イランでは憲法の規定に基づき、長期計画に従って経済が運営される。第1次5か年計画(1989年3月～1994年3月)はイラン・イラク戦争後の復興に重点がおかれ、第2次5か年計画(1995年3月～2000年3月)は外貨獲得のため輸出志向型産業の育成に重点がおかれ、現在第3次5か年計画(2000年3月～2005年3月)が実施中である。これは経済成長年率目標値を6%とし、第2次の実績年率3.1%を大幅に上回る抜本的な経済改革をめざしており、380万人の雇用創出を掲げ、参考までに1993～1998年のイランGDPの推移と第3次5か年計画の数値目標を示す(表1-18、表1-19)。

表1-18 イランのGDP(国内総生産)の推移

(単位: 10億イラン・リアル)

| | 1993年 | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 | 1998年 | 1999年 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| GDP | 14,755 | 14,886 | 15,314 | 16,159 | 16,736 | 17,113 | 17,544 |
| 変化率(%) | 2.1 | 0.9 | 2.9 | 5.5 | 3.6 | 2.2 | 2.5 |
| 石油によるGDP | 2,645 | 2,496 | 2,518 | 2,566 | 2,430 | 2,410 | 2,386 |
| 変化率(%) | 3.6 | -5.6 | 0.9 | 1.9 | -5.3 | -0.8 | -1.0 |
| 非石油によるGDP | 12,110 | 12,390 | 12,796 | 13,593 | 14,306 | 14,702 | 15,157 |
| 変化率(%) | 1.8 | 2.3 | 3.3 | 6.2 | 5.2 | 2.8 | 3.1 |

原典: 米国 Petroleum Finance Company.

出所: MEES, 2000.7.10, pB7.

表1-19 イランの第3次経済5か年の数値目標(2000年3月から2005年3月まで)

| | |
|-----------|-----------------------------------|
| 経済成長率 | 年率6% |
| 投資成長率 | 年率7.1%(民間部門: 年率8.5% 〳 政府部門: 年率5%) |
| 雇用創出 | 計380万人 |
| インフレ率 | 年率15.9% |
| 石油・ガス輸出額 | 計641億\$ |
| 非石油製品輸出額 | 計348億\$ |
| サービス輸出額 | 計67億\$ |
| その他資源の輸出額 | 計68億\$ |
| 歳入増加率 | 年率19.5% |
| うち租税収入増加率 | 23.2% |

出所: 『21世紀に向けて: 中東主要国の経済開発』、『中東研究』、(財)中東調査会、2000年1月号、27ページ。

IEEJ: 国際動向 2001年3月掲載

1 - 2 - 3 石油・ガス資源開発と外資導入(バイバック方式)

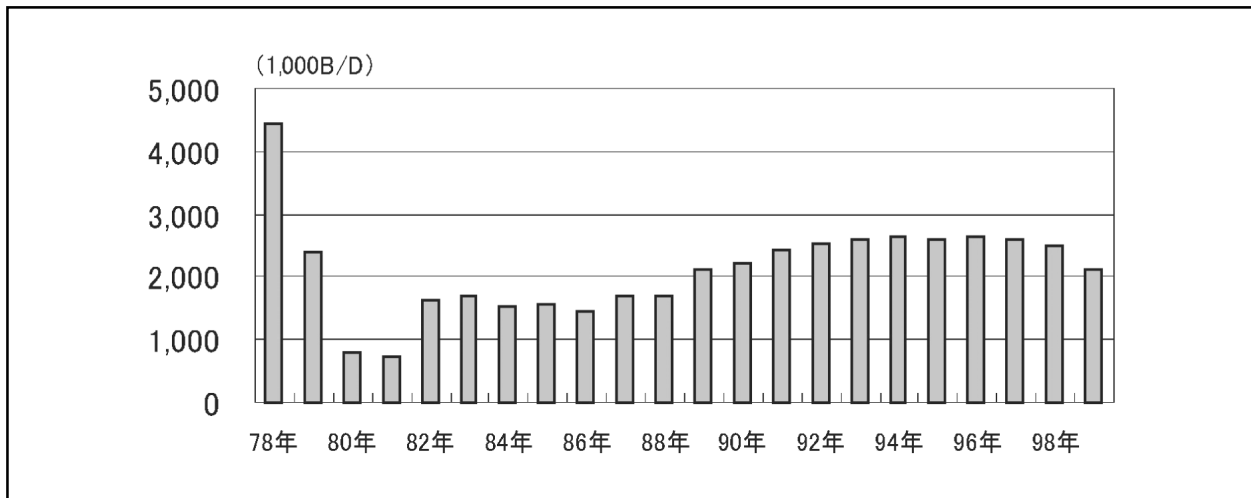
イランの石油・ガス政策の中心は原油・天然ガス輸出による外貨収入にあるので、輸出量の維持、拡大は重要である。しかし既存油田の老朽化、イラン革命による影響、イラン・イラク戦争による損傷や破壊等で原油生産量が伸び悩み、国内の石油製品需要の増大もイランの原油輸出余力の減少を招いている。生産量と輸出量の推移は表1 - 13、表1 - 14、図1 - 11、図1 - 12参照、石油・ガス消費量の推移は表1 - 21、表1 - 22、表1 - 23、表1 - 24、図1 - 13、図1 - 14参照。

表1 - 20 イランの原油輸出量の推移

| | | | | | | | | | | |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1978年 | 1979年 | 1980年 | 1981年 | 1982年 | 1983年 | 1984年 | 1985年 | 1986年 | 1987年 | 1988年 |
| 4,447.1 | 2,407.0 | 796.7 | 714.6 | 1,623.2 | 1,718.7 | 1,521.8 | 1,568.3 | 1,454.0 | 1,710.0 | 1,696.0 |
| 1989年 | 1990年 | 1991年 | 1992年 | 1993年 | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 | 1998年 | 1999年 |
| 2,120.0 | 2,220.0 | 2,420.0 | 2,528.0 | 2,600.0 | 2,650.0 | 2,621.0 | 2,630.0 | 2,587.0 | 2,512.0 | 2,124.0 |

出所：OPEC Annual Statistical Bulletin 1998, p14、及び MEES, 2000.1.24, pA10. より作成。

IEEJ：国際動向 2001年3月掲載



出所：IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

図1 - 10 イランの原油輸出量の推移

表 1 - 21 イランの最終エネルギー消費の推移

(単位：1,000TOE)

| | 石炭 | 石油 | ガス | 電力 | 合計 |
|-------|-------|--------|--------|-------|--------|
| 1990年 | 1,029 | 41,559 | 13,700 | 3,879 | 60,167 |
| 1991年 | 1,123 | 43,338 | 12,200 | 4,229 | 60,890 |
| 1992年 | 1,222 | 43,845 | 16,858 | 4,897 | 66,822 |
| 1993年 | 867 | 47,523 | 18,567 | 4,998 | 71,955 |
| 1994年 | 902 | 51,175 | 16,711 | 5,387 | 74,175 |
| 1995年 | 1,040 | 49,102 | 19,026 | 5,571 | 74,739 |
| 1996年 | 577 | 50,301 | 25,517 | 5,888 | 82,283 |
| 1997年 | 251 | 42,954 | 26,368 | 6,776 | 76,349 |
| 1998年 | 275 | 45,430 | 26,289 | 7,157 | 79,151 |

出所：Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries, 各版より作成。

IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

表 1 - 22 イランでの部門別石油消費量の推移

(1,000TOE)

| | 産業部門 | 交通部門 | 民生部門 | 他部門 | 特定不能 | 非エネルギー | 合計 |
|-------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|
| 1992年 | - | 8,811 | 1,718 | - | 30,100 | 3,216 | 43,845 |
| 1993年 | 6,994 | 15,910 | 12,770 | 8,253 | - | 3,595 | 47,522 |
| 1994年 | 8,637 | 17,794 | 13,092 | 8,201 | - | 3,451 | 51,175 |
| 1995年 | 8,321 | 16,878 | 12,637 | 7,815 | - | 3,451 | 49,102 |
| 1996年 | 7,654 | 19,445 | 12,931 | 7,334 | - | 2,938 | 50,302 |
| 1997年 | 6,232 | 21,331 | 5,177 | 7,120 | - | 3,095 | 42,955 |
| 1998年 | 7,532 | 22,946 | 5,291 | 6,616 | - | 3,045 | 45,430 |

出所：Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries, 各版より作成。

注：統計データの制約上、1992年の数値から示している。

IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

表 1 - 23 イランでの部門別ガス消費量の推移

(1,000TOE)

| | 産業部門 | 交通部門 | 民生部門 | 他部門 | 特定不能 | 非エネルギー | 合計 |
|-------|--------|------|--------|-------|--------|--------|--------|
| 1992年 | 9,605 | - | 1,718 | - | 30,100 | 3,216 | 44,639 |
| 1993年 | 10,579 | - | 7,988 | - | - | - | 18,567 |
| 1994年 | 9,521 | - | 7,189 | - | - | - | 16,710 |
| 1995年 | 10,911 | - | 8,115 | - | - | - | 19,026 |
| 1996年 | 15,185 | - | 8,969 | 1,362 | - | - | 25,516 |
| 1997年 | 10,981 | - | 13,770 | 1,617 | - | - | 26,368 |
| 1998年 | 12,393 | - | 12,389 | 1,507 | - | - | 26,289 |

出所：Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries, 各版より作成。

注：統計データの制約上、1992年の数値から示している。

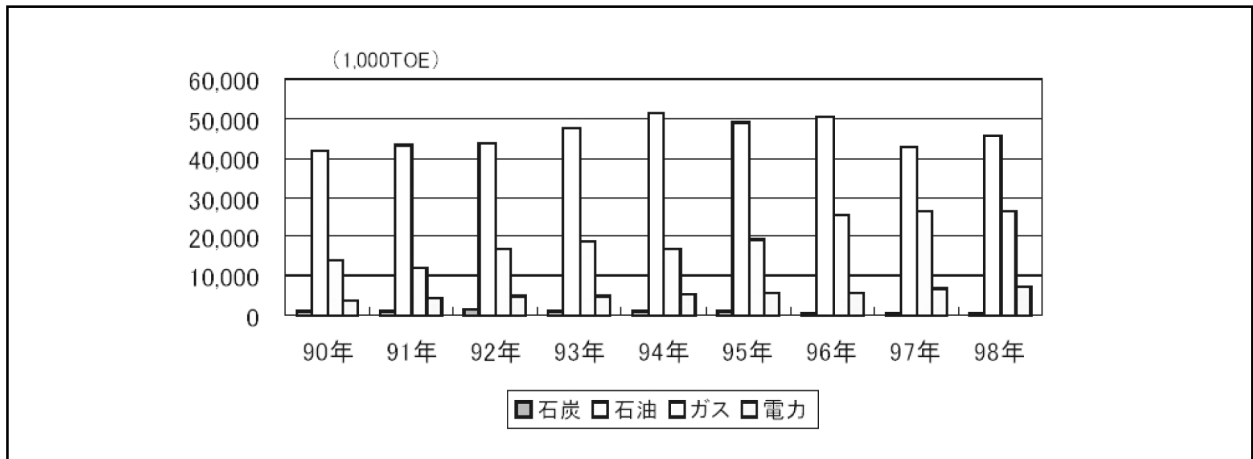
IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

表 1 - 24 イランにおける石油製品需要の推移

(1,000B/D)

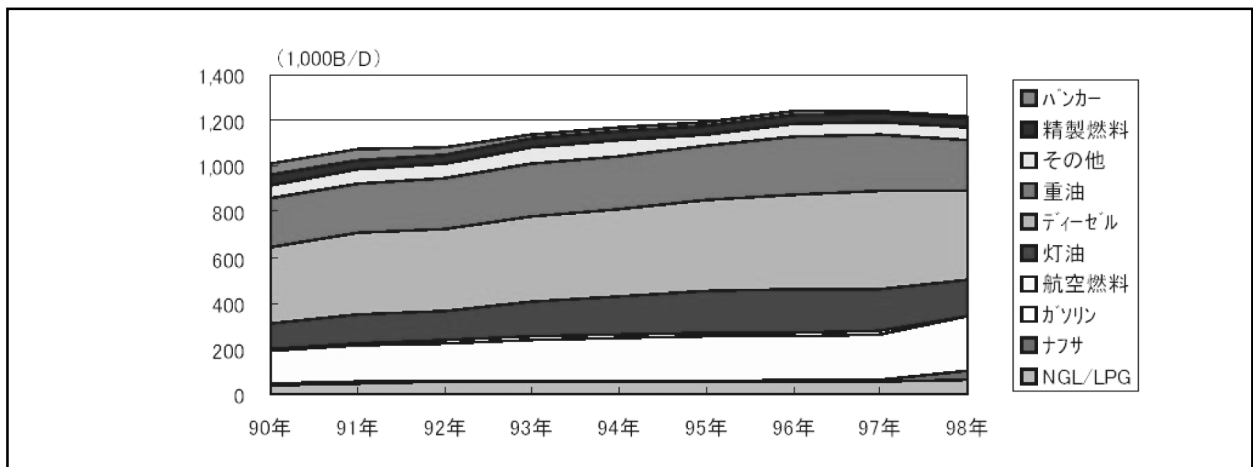
| | 1990年 | 1991年 | 1992年 | 1993年 | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 | 1998年 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| NGL/LPG | 43.5 | 50.8 | 53.7 | 53.0 | 53.8 | 53.7 | 57.6 | 59.3 | 61.7 |
| ナフサ | 3.0 | 3.3 | 3.3 | 3.3 | 3.3 | 5.9 | 8.1 | 8.2 | 41.0 |
| ガソリン | 142.0 | 158.9 | 164.3 | 184.9 | 192.9 | 197.2 | 186.7 | 193.9 | 235.9 |
| 航空燃料 | 12.5 | 13.1 | 13.4 | 13.1 | 13.5 | 13.6 | 15.2 | 15.2 | 5.0 |
| 灯油 | 112.4 | 126.7 | 128.1 | 152.7 | 162.3 | 180.6 | 191.6 | 186.6 | 158.7 |
| ディーゼル | 330.0 | 351.9 | 357.7 | 372.3 | 383.1 | 396.5 | 413.6 | 430.6 | 386.8 |
| 重油 | 217.1 | 217.1 | 226.8 | 232.2 | 233.8 | 241.6 | 259.3 | 244.5 | 223.1 |
| その他 | 57.5 | 63.3 | 64.1 | 70.1 | 70.3 | 50.7 | 52.1 | 52.4 | 53.9 |
| 精製燃料 | 43.8 | 40.1 | 40.0 | 39.5 | 39.9 | 41.2 | 43.3 | 41.8 | 43.6 |
| バンカー | 49.3 | 49.3 | 27.8 | 15.7 | 15.3 | 15.7 | 10.3 | 10.3 | 11.1 |
| 合計 | 1,011.1 | 1,074.5 | 1,079.2 | 1,136.8 | 1,168.2 | 1,196.7 | 1,237.8 | 1,242.8 | 1,220.8 |

出所：Energy Statistics and Balance of Non-OECD Countries, 各版より作成。



出所：IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

図 1 - 11 イランの最終エネルギー消費の推移



出所：IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

図 1 - 12 イランにおける石油製品の需要

このため既存油田の復旧と、新規油田・ガス田の探鉱、開発は豊富な埋蔵量をもつイランにとって緊急な課題である。また精製部門やパイプラインの建設も同様である。しかしこれら大規模な復旧と開発のために必要な投資を賄う資金が不足していた。またこのような大規模投資には、コストを下げるために効率化や合理化を推進するための先進技術や先進経営ノウハウの導入を必要とするが、これも遅れている状態であった。これが原油生産能力の大幅な低下と天然ガス田開発の遅延の原因にもなっている。このことは、石油・ガス資源開発や関連設備の近代化を推進するうえで、外資導入と外国石油企業の参画が不可欠な条件となった。

しかしイランは革命後、石油産業を完全国有化し、憲法で外国企業にイラン国内の地下資源の権益を供与することを禁止した。これは外資が、利権の付与や地下資源、生産物に対して、直接関与することを不可能な状況にしている。したがってこれまではNIOC(イラン国営石油会社)が、石油部門の業務のすべてを管理してきた。このことは、資源へのより有利な進出を求める外国企業の参入や外資にとって大きな障害となっている。

このように外資を切に必要としながらも、他方で外資導入を制約する相矛盾した状況に対応するため、イラン石油省はバイバック(Buy Back)契約という一種のサービス契約を考え出した。このバイバック契約では、NIOCと契約を結んだ外国企業は、コントラクターとして探鉱、開発及び運転にかかわるコストを全額負担し、開発に成功すれば、外国企業は投下したコストとともにあらかじめ取極められた報酬を、生産した製品(原油などで)で限定期間内に回収できるというものである。

イランは石油・ガス産業に関して1990年代に入ってからバイバック契約による外資導入に踏み切り、1995年7月には最初の契約(油田開発 Sirri A&E)が旧Total(フランス)と締結されている。イランはこのバイバック契約をベースとした外資導入で油田、ガス田の資源開発に弾みをつけたい考えである。外国企業にとっても、従来は門戸を閉ざしていたイランが外資開放に方向転換したことを評価しつつ、豊富な原油・ガスの埋蔵量をもつイランを新たな上流部門の投資先として注目している。しかし一方で米国はイランに対する経済制裁処置を強め、1996年8月、石油・ガス上流部門開発への外資投入を2,000万\$以下に抑えるILSA(イラン・リビア制裁強化法)を成立させ、米国だけでなく外国企業も対象とした。これは事実上イランの上流部門の開発に参入することを困難にしている。期限切れの2001年には、米国議会はさらにこれの5年間延長を決議した。しかし前述の旧Totalの場合は、欧州勢の猛反対にあり、米国はこの契約への制裁を見送った経緯があり、今後EU企業には適用しないことが決められた。

米国による ILSA の発動が見送られて、その後欧州企業を中心にイランへの投資決定が相次ぐことになった。

1995 年第 1 次バイバック・プロジェクト 11 件(沖合ガス田開発 -4、ガス処理プラント -2、製油所拡張 -1、NGL/LPG/ Condensate プラント -4)(表 1 - 24)のうち、2000 年 11 月末までに 3 件が調印済みである(表 1 - 26)。さらに 1998 年 7 月に第 2 次バイバック・プロジェクト 43 件(陸上油田・ガス田開発 -15、沖合油田開発 -8、新規探鉱 -17、製油所改良 -3)(表 1 - 25)の入札説明会が開催された。これには 1999 年 3 月外国石油企業の応札が出そろい、11 月に RD/Shell が沖合油田、2000 年 4 月に Norsk Hydro が陸上油田の探鉱、7 月に ENI〔イタリア〕が沖合油田開発、10 月に Petro Iran Develop. Co. が沖合油田開発の計 4 件が調印済みである(表 1 - 26)。

イランは第 1 次、第 2 次あわせて 54 件のバイバック・プロジェクトを計画したが、このうち契約調印に至ったのは 8 件にすぎない。これは基本的には外資側がイランの石油・ガス資源開発への投資機会としつつも、現行の契約条件には問題がありこの改善が必要と認識しているためである。イラン側もこの契約条件改善の必要性を認識して、修正の動きをみせている。現在もイランは、残りのバイバック・プロジェクトに関し外国企業と契約調印に向けた交渉を進めている最中である。この交渉で、特に注目を集めている主要プロジェクトを表 1 - 28 にまとめた。このなかには、現在日本がイランと交渉中のアザディガン油田開発も含まれる。これは第 1 次、第 2 次バイバック・プロジェクトの国際入札のなかに含まれていないものなので、内外の大きな注目を集めた。

表 1 - 25 イランの第 1 次バイバック・プロジェクト

| | |
|---|---|
| * 沖合油田・ガス田開発。 | * ガス処理プラント |
| (1)South Pars ガス田開発。 (2)Balal 沖合油田・ガス田開発。 (3)Samal 沖合油田の Khuff ガス層開発。 (4)Soroush 沖合油田の再開発。 | (1)Doroud 油田のガス収集プラント建設。 (2)Amak 陸上油田・ガス田のガス収集プラント建設。 |
| * 製油所拡張 | * NGL・LPG・コンデンセート製造プラント |
| (1)Shiraz 製油所の拡張。 | (1)NGL 1200 Project。 (2)NGL 1300 Project。 (3)Lavan 島の LPC 回収プラント。 (4)No.9 コンデンセート処理プラント建設。 |

出所：谷本誠司、「中東湾岸諸国の石油・ガス事情(2)」、『国際エネルギー動向分析』、(財)日本エネルギー経済研究所、1998 年 8 月号、92 ページより作成。

IEEJ：国際動向 2001 年 3 月掲載

表 1 - 26 イランの第 2 次バイバック・プロジェクト

| | |
|---|--|
| * 陸上油田・ガス田開発 | * 新規探鉱 |
| <ul style="list-style-type: none"> ・ 油田開発(増進回収法) (1)Dehluran (2)Darquain (3)Paydar (4)West Paydar (5)Masjed-e-Suleyman (6)Saadat Abat (7)Sarvestan (8)Jufeyr (9)Central Zagros ・ 油田開発(ガス圧入) (1)Agha Jari (2)Ahwaz Area Major Bangestan Reservoirs (3)Cheshmeh-Khosh ・ ガス開発 (1)Tang-e-Bijar (2)North Pars (3)West Assaluyeh | <ul style="list-style-type: none"> ・ 陸上鉱区 (1)Anaran (2)Bandar Abbas (3)Dasht-e-Gorgan (4)Markan (5)Mehr (6)Moghan 1 (7)Moghan 2 (8)Munir (9)Semirome (10)Tabas (11)Zavareh-Kashan ・ 沖合鉱区 (1)East Kish (2)Farsi (3)Hormuz (4)Qeshm (5)West Kish (6)Dara |
| * 沖合油田開発 | * 製油所改良 |
| <ul style="list-style-type: none"> ・ 油田開発 (1)Esfandiar (2)Foroozan (3)Hendijan (4)Nowruz (5)Salman (6)Sirri C & D (7)Soroush (8)South Pars | <ul style="list-style-type: none"> ・ Abadan 製油所改良 (1)FCC 高度化・拡大 (2)減圧蒸留装置 (3)ピスプレーカー |

出所：藤田正行、「主要中東産油国における最近の外資導入動向」、『国際エネルギー動向分析』、(財)日本エネルギー経済研究所、1999年5月号、13～14ページ及び木村武司、「イラン石油・天然ガス部門への外資導入状況」、『現代中東研究』、(財)中東経済研究所、2000年4月号、18ページより作成。

IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

表 1 - 27 イランにおける調印済みのバイバック・プロジェクト

| プロジェクト | 概 要 |
|-------------------------------|--|
| Sirri A , Sirri E (沖合油田) | TotalFinaElf(出資比率60%)とPetronas(30%)が参加。1995年7月にNIOCと契約調印。イランにとって上流部門での最初のバイバック契約。同油田は現在、10万B/Dの原油を生産中。生産能力は12万B/Dである。推定投資額は7.6億\$。 |
| South Pars 沖合ガス田 (フェーズ2、3) | TotalFinaElf(40%)、Gazprom(30%)、Petronas(30%)が参加。1997年9月、契約調印。沖合プラットフォーム2基、陸上ガス精製プラント、ガス配管の据え付けが必要な作業であり、現在、20%ほど完了。生産能力はガスが20億ft ³ /日、コンデンセートが8万B/D、硫黄が400t/日。推定投資額20億\$。 |
| Doroud 油田 | TotalFinaElf。旧ElfAquitaine(55%)とAgip(45%)がDoroud沖合油田の産油量を14.8万B/Dから22万B/Dまで増産する目的でガスと水を注入する施設の建設契約を1999年3月にNIOCと締結。プラットフォームと生産設備の入札内容を評価中。推定投資額9.9億\$。 |
| Bala1 油田 | TotalFinaElf(85%)とBowValley(15%)が参加。旧ElfAquitaineが1999年4月に英Premier Oi1が資金難で撤退した後にこれを引き継いだ。投資額は1億6,900万\$。2001年に生産開始予定でその後3年以内に4万B/Dのフル生産体制になる見込み。推定投資額は3億\$。 |
| Nowruz 及び Soroush 沖合油田の再開発 | Shellが投資額8億\$で1999年11月に契約締結。Soroushから10万B/D、Nowruzから9万B/Dの生産量が期待され、2001年秋には新規の生産が開始予定である。推定投資額8億\$。 |
| Anaran 油田 | 2000年4月、Norsk Hydroが4年半の探鉱契約を締結。探鉱の結果として商業量の発見があった場合、Norsk Hydroは開発のための交渉で優位に立つが、独占交渉権は与えられない。また、Norsk Hydroは開発権を得られなかった場合でも最抵30%の権益が与えられることになっている。 |
| South Pars Phase4-5 | オペレーターはENI。推定投資額38億\$。2000年7月に契約締結。2005年1月に生産開始予定。国内消費・パイプラインによる輸出向けに206億m ³ /年の生産量を見込む。 |
| Salman 油田 | 2000年10月にPetrolran Development Company(Pedco)が契約締結。原油生産量の現行8.5万B/Dから13万B/Dへの引き上げ、Dry Gasの生産能力1,400万m ³ /日とNG1の生産能力9,000B/Dをもつガス生産設備の設置を行う予定。投資額は8.5億\$で、原油増産に3年、ガス回収に4年かかる予定。 |

出所：MEES, 2000.3.27, pA7、2000.6.12, pD4、2000, 7.31, pA5、2000.10.30, ppA9-A10より作成。

IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

表 1 - 28 交渉中の主要バイバック・プロジェクト

| プロジェクト | 概 要 |
|-----------------------|---|
| South Pars Phase 6-8 | Petro Pars が契約に調印する予定。2000 年 12 月に Enterprise Oil が 26.5 億 \$ を投資し 20% の持ち分取得予定と発表。生産されたガスは国内の油田の再注入用に使用される。生産目標は約 200 億 m ³ / 年である。 |
| South Pars Phase 9-12 | 2000 年 8 月、NIOC が「Phase 9-10」と「Phase 11-12」の入札開始を発表。「Phase 9-10」はイラン国内向けのガス供給プロジェクト「Phase 11-12」は LNG 輸出プロジェクトである。2000 年 9 月、BG と OIEC が折半出資の合弁企業を設立し、「Phase 9-10」と「Phase 11-12」に共同入札する旨を発表。2000 年 11 月中旬時点で国際石油全業 20 社が入札用書類を購入した(このなかには米国企業も数社含まれているといわれている)。応札期限は 2000 年 12 月 23 日で、それから 4 か月以内に落札企業が発表予定。 |
| Bangestan | 2000 年 10 月、Shell、ENI、TotalFinaElf、Lasmo、BP が応札。 |
| Azadegan 油田 | 2000 年 11 月のハタミ大統領訪日の際に、日本・イラン両国が 8 項目から成る「エネルギー分野における協力に関する共同声明」に調印。日本のインドネシア石油と石油資源開発に対して Azadegan 油田の特定鉱区の開発に関する優先交渉権が与えられる。 |
| Masjed-e-Suleyman 油田 | カナダの Sheer Energy がイランの Naftgaran Engineering Services Company とパートナーシップを結成して開発のための交渉を行っている。9,000 万 \$ の投資額と 3 ~ 4 年の期間を見込んでいる。 |

出所：現地ヒアリング調査及び MEES, 2000.9.4, ppA9-A10、2000.10.2, pA18、2000.10.23, pA10、2000.10.30, ppA9-A10、2000.11.6, ppA3-A6、2000.11.20, pA17、2000.11.27, pA14、WJ, 2000.12.20. より作成。

IEEJ：国際動向 2001 年 3 月掲載

1 - 3 我が国とイランの関係

1 - 3 - 1 原油の輸入

イランは、日本にとってエネルギー源としての原油の重要な供給国となっている。

日本は 1970 年度には原油輸入の 42% をイランに依存し、最大の原油輸入先であった。その後イランからの原油輸入量は低下したものの、革命前の 1977 年度には日本の原油総輸入量 475 万 4,000B/D のうち 17% 相当の 80 万 8,000B/D をイランから輸入しており、その時点ではサウディ・アラビアに次ぐ第 2 の原油輸入先となっていた(表 1 - 29 参照)。

イランからの原油輸入は、1979 年のイラン革命による混乱と、それに続くイラン・イラク戦争で油田関連設備の破壊が原因で、一時的に 10 万 B/D を割り込んだことはあったが、その後は 20 万 B/D 台を維持し、1989 年度以降は 30 ~ 40 万 B/D の水準まで増加し、日本の総原油輸入量に占める割合は 10% 前後を維持している。そして 1998 年から 2000 年度にかけて日本のイランからの原油輸入量は 49 万 B/D 以上を記録している。これは全輸入量の 11.5% に相当し、アラブ首長国連邦(25.2%)とサウディ・アラビア(23.9%)に次ぐ第 3 位の水準となった(表 1 - 10、表 1 - 11、表 1 - 29、図 1 - 13、図 1 - 14 参照)。

表 1 - 28 交渉中の主要バイバック・プロジェクト

| プロジェクト | 概 要 |
|-----------------------|---|
| South Pars Phase 6-8 | Petro Pars が契約に調印する予定。2000 年 12 月に Enterprise Oil が 26.5 億 \$ を投資し 20% の持ち分取得予定と発表。生産されたガスは国内の油田の再注入用に使用される。生産目標は約 200 億 m ³ / 年である。 |
| South Pars Phase 9-12 | 2000 年 8 月、NIOC が「Phase 9-10」と「Phase 11-12」の入札開始を発表。「Phase 9-10」はイラン国内向けのガス供給プロジェクト「Phase 11-12」は LNG 輸出プロジェクトである。2000 年 9 月、BG と OIEC が折半出資の合弁企業を設立し、「Phase 9-10」と「Phase 11-12」に共同入札する旨を発表。2000 年 11 月中旬時点で国際石油全業 20 社が入札用書類を購入した(このなかには米国企業も数社含まれているといわれている)。応札期限は 2000 年 12 月 23 日で、それから 4 か月以内に落札企業が発表予定。 |
| Bangestan | 2000 年 10 月、Shell、ENI、TotalFinaElf、Lasmo、BP が応札。 |
| Azadegan 油田 | 2000 年 11 月のハタミ大統領訪日の際に、日本・イラン両国が 8 項目から成る「エネルギー分野における協力に関する共同声明」に調印。日本のインドネシア石油と石油資源開発に対して Azadegan 油田の特定鉱区の開発に関する優先交渉権が与えられる。 |
| Masjed-e-Suleyman 油田 | カナダの Sheer Energy がイランの Naftgaran Engineering Services Company とパートナーシップを結成して開発のための交渉を行っている。9,000 万 \$ の投資額と 3 ~ 4 年の期間を見込んでいる。 |

出所：現地ヒアリング調査及び MEES, 2000.9.4, ppA9-A10、2000.10.2, pA18、2000.10.23, pA10、2000.10.30, ppA9-A10、2000.11.6, ppA3-A6、2000.11.20, pA17、2000.11.27, pA14、WJ, 2000.12.20. より作成。

IEEJ：国際動向 2001 年 3 月掲載

1 - 3 我が国とイランの関係

1 - 3 - 1 原油の輸入

イランは、日本にとってエネルギー源としての原油の重要な供給国となっている。

日本は 1970 年度には原油輸入の 42% をイランに依存し、最大の原油輸入先であった。その後イランからの原油輸入量は低下したものの、革命前の 1977 年度には日本の原油総輸入量 475 万 4,000B/D のうち 17% 相当の 80 万 8,000B/D をイランから輸入しており、その時点ではサウディ・アラビアに次ぐ第 2 の原油輸入先となっていた(表 1 - 29 参照)。

イランからの原油輸入は、1979 年のイラン革命による混乱と、それに続くイラン・イラク戦争で油田関連設備の破壊が原因で、一時的に 10 万 B/D を割り込んだことはあったが、その後は 20 万 B/D 台を維持し、1989 年度以降は 30 ~ 40 万 B/D の水準まで増加し、日本の総原油輸入量に占める割合は 10% 前後を維持している。そして 1998 年から 2000 年度にかけて日本のイランからの原油輸入量は 49 万 B/D 以上を記録している。これは全輸入量の 11.5% に相当し、アラブ首長国連邦(25.2%)とサウディ・アラビア(23.9%)に次ぐ第 3 位の水準となった(表 1 - 10、表 1 - 11、表 1 - 29、図 1 - 13、図 1 - 14 参照)。

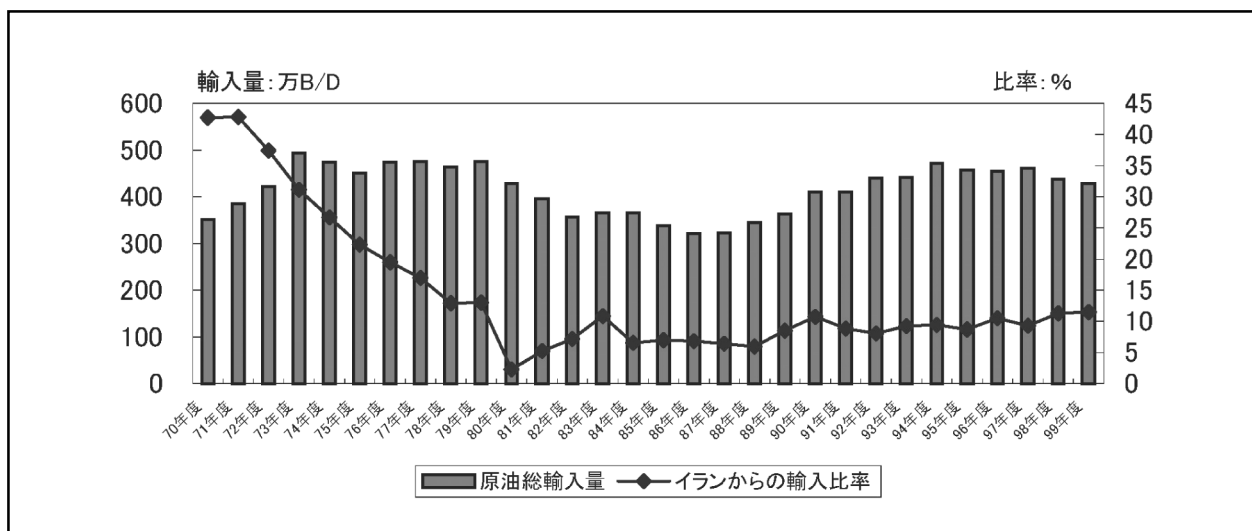
一方イランにとっても日本は最大の原油輸出先であり、1998年度、1999年度はイラン総輸出量のそれぞれ19.1%と19.7%が日本向けであった(表1 - 12、表1 - 29、表1 - 30参照)。

表1 - 29 日本の原油輸入量の推移

(万B/D)

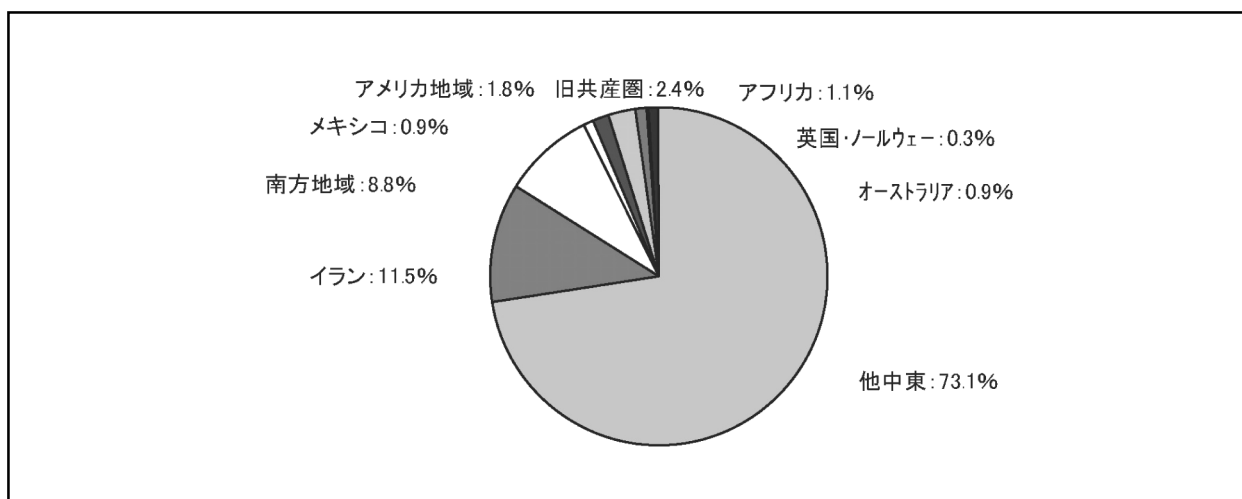
| | 原油総輸入量 | イランからの原油総輸入量 | イランからの輸入率(%) | | 原油総輸入量 | イランからの原油総輸入量 | イランからの輸入率(%) |
|--------|--------|--------------|--------------|--------|--------|--------------|--------------|
| 1970年度 | 352.0 | 150.3 | 42.7 | 1985年度 | 338.9 | 23.6 | 6.9 |
| 1971年度 | 385.5 | 165.0 | 42.8 | 1986年度 | 322.2 | 22.0 | 6.8 |
| 1972年度 | 422.1 | 157.9 | 37.4 | 1987年度 | 322.9 | 20.7 | 6.4 |
| 1973年度 | 494.5 | 153.8 | 31.1 | 1988年度 | 344.2 | 20.4 | 5.9 |
| 1974年度 | 473.9 | 126.5 | 26.7 | 1989年度 | 363.4 | 30.8 | 8.5 |
| 1975年度 | 450.8 | 100.5 | 22.3 | 1990年度 | 411.0 | 44.0 | 10.7 |
| 1976年度 | 474.3 | 92.5 | 19.5 | 1991年度 | 410.1 | 36.2 | 8.8 |
| 1977年度 | 475.4 | 80.8 | 17.0 | 1992年度 | 440.6 | 35.5 | 8.1 |
| 1978年度 | 464.1 | 59.9 | 12.9 | 1993年度 | 441.9 | 40.9 | 9.3 |
| 1979年度 | 476.2 | 62.1 | 13.0 | 1994年度 | 471.6 | 44.3 | 9.4 |
| 1980年度 | 428.2 | 9.7 | 2.3 | 1995年度 | 457.6 | 39.8 | 8.7 |
| 1981年度 | 395.6 | 20.7 | 5.2 | 1996年度 | 454.6 | 47.8 | 10.5 |
| 1982年度 | 356.3 | 25.5 | 7.1 | 1997年度 | 460.9 | 43.0 | 9.3 |
| 1983年度 | 365.7 | 39.6 | 10.8 | 1998年度 | 438.2 | 49.4 | 11.3 |
| 1984年度 | 365.8 | 23.9 | 6.5 | 1999年度 | 428.3 | 49.2 | 11.5 |

出所：『内外石油資料』、石油連盟及び『月刊石油関係資料』、燃料油脂新聞社より作成。



出所：IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

図1 - 13 日本原油輸入量の推移(万B/D)



出所：IEEJ：国際動向 2001年3月掲載

図1 - 14 日本の地域別原油輸入量

表1 - 30 イランの原油需給バランスの推移(1992～1999年)

(Unit: 上段数字 = 1,000 b/d 下段数字 = million t/y)

| | 1992 (実績) | 1993 (実績) | 1994 (実績) | 1995 (実績) | 1996 (実績) | 1997 (実績) | 1998 (実績) | 1999 (実績・推定) |
|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-----------------|
| 生産能力 | 3,455.0 | 3,455.0 | 3,603.0 | 3,612.0 | 3,668.0 | 3,750.0 | 3,820.0 | 3,950.0 |
| | 172.1 | 172.1 | 179.4 | 179.9 | 182.7 | 186.8 | 190.2 | 196.7 |
| 生産量 [A1] | 3,431.6 | 3,425.2 | 3,596.0 | 3,595.0 | 3,596.0 | 3,603.4 | 3,595.8 | 3,524.0 |
| [A2] | 170.9 | 170.6 | 179.1 | 179.0 | 179.1 | 179.4 | 179.1 | 175.5 |
| 輸出量 [B1] | 2,528.0 | 2,600.0 | 2,650.0 | 2,621.0 | 2,630.0 | 2,587.0 | 2,580.0 | 2,500.0 |
| [B2] | 12.9 | 129.5 | 132.0 | 130.5 | 131.0 | 128.8 | 128.5 | 124.5 |
| 輸入量 [C1] | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| [C2] | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 石油製品向け [D1] | 903.6 | 825.2 | 946.0 | 974.0 | 966.0 | 1,016.4 | 1,015.8 | 1,024.0 |
| 消費量 [D2] | 45.0 | 41.1 | 47.1 | 48.5 | 48.1 | 50.6 | 50.6 | 51.0 |
| 過不足 [A1-D1] | 2,528.0 | 2,600.0 | 2,650.0 | 2,621.0 | 2,630.0 | 2,587.0 | 2,580.0 | 2,500.0 |
| [A2-D2] | 125.9 | 129.5 | 132.0 | 130.5 | 131.0 | 128.8 | 128.5 | 124.5 |

Note1: The conversion factor of lower figures to upper figures is 0.0498

出所：DRMI (based on information from OPEC, Annual Statistic Bulletin 1997, Oil & Gas Journal, AOGD, and field studies)

1 - 3 - 2 日本の投資と協調支援

前節で述べたように、イランは日本にとってエネルギー供給を確保するための原油輸出国として重要な相手国である。したがって革命後やイラン・イラク戦争の混乱期にも、また米国による国交断絶、経済制裁等による悪化した外交事情の下で一定の制限はあったが、日本とイランはお互いに政府要人の交流を図り対話外交を継続してきた。

しかし日本企業による対イラン投資プロジェクトに目を転じれば、当時中東で最大の工業化プロジェクトといわれた IJPC(Iran Japan Petrochemical Complex)が、イラン革命、イラン・イラク戦争のなかで頓挫し、結果的に清算という結末を迎えたことは、その後の日本企業の対イラン投資に少なからぬ影響を与えた。すなわち対イラン投資の政治経済上のリスク感に加えて、米国による経済制裁の制限もあり、IJPC 以降今日に至るまで日本企業による対イラン投資は停滞したままになっている。

前述の IJPC(バンダル・ホメイニ石油化学プロジェクト)は、イランの NPC と日本側のイラン化学開発(株)とが共同折半出資による現地合弁会社を設立して、Ahwas とその周辺地区の油田から随伴ガス NGL と、Abadan 製油所からのナフサ供給で、30 万 t エチレンプラント等を建設し、LPG と各種化学製品の製造を行うものであった。1976 年に建設が開始されたが、1979 年イラン革命の影響で工事が中断された。これで必要資金が 7,300 億円まで増大したために民間ベースでの対応が困難となり、1975 年に供与した 288 億円の円借に加えて、1979 年にも OECF から 200 億円の出資が実施された。その後工事は再開されたが、1980 年に勃発したイラン・イラク戦争の被害で再び中断した。しかし戦後の復興条件では、イラン側と合意に至らず、結局事業清算となって日本はこれから撤退した。

イラン・イラク戦争後の復興ブームで、イランは輸入額の急増で 1992 年以降には外貨の資金繰りが急速に悪化し、西側諸国に対して債務返済の繰り延べを要請した。この額は 1995 年 1 月時点で 120 億 \$ になっていたが、日本はドイツに次ぐ第 2 の規模で、リスケジュールリングに応じてイランへの金融支援を実施した。

このほかには、上記に続いて、1993 年カルーン川第 4 ダム建設計画に第 1 次分の円借として 386 億円、第 2 次分は後述するハタミ大統領との会談で土木工事支援に 75 億円の円借供与を約束した。

1998年以降、国際市場の原油価格の暴落に外貨の資金繰りに支障を来したイランは、再リスケを要請し、1999年5月までに日本を含めた西側諸国は、総額20億\$のリスケと新規融資に応じた。

1999年以降は原油価格の回復により、イラン経済が回復基調となってビジネスの機会も見直されてきたので、日本民間投融資保護のため、次の2案件と1融資に貿易保険の適用を出した。

- ・ 1999年12月内諾：鉄道信号システム、テヘラン～バンダルアバス間1,200km、5億円(丸紅、NEC)
- ・ 2000年3月内諾：交換機の近代化、モバイル電話網の拡充、17億円(住商、NEC)
- ・ 日本とイランの貿易決済の円滑化のために、イラン中央銀行と国営銀行5行に1億\$を融資(富士銀行)

表1 - 31 日本のODA実績推移

(単位：億円)

| | 有償資金協力 | 無償資金協力 | 技術協力 | |
|------------------------------------|-----------|----------|--------------|-------------|
| 1993年度 | 386.14 | 0.00 | 9.37 | カルーン第4ダム：有償 |
| 1994年度 | 0.00 | 0.00 | 10.26 | |
| 1995年度 | 0.00 | 0.00 | 6.93 | |
| 1996年度 | 0.00 | 0.73 | 9.83 | |
| 1997年度 | 0.00 | 0.21 | 7.34 | |
| 1998年度 | 0.00 | 0.00 | 4.70 | 草の根無償開始 |
| 1999年度 | 0.00 | 0.55 | 7.55 | |
| 累計 | 735.34 | 13.48 | 128.23 | |
| (有償及び無償資金協力はE/Nベース、技術協力はJICA経費ベース) | | | | |
| DAC主要援助国のODA実績(1999年 単位：百万ドル) | | | | |
| | ドイツ(59.3) | 日本(48.0) | オーストリア(14.2) | フランス(9.0) |

出所：外務省中東第2課 提供

1 - 3 - 3 日本・イランのエネルギー協議事項

ハタミ政権の成立後、イランをとりまく内外情勢には変化の兆しが現れつつある。米国はまだ経済制裁を継続してはいるが、イランは国民の支持を背景に改革勢力が伸張し、欧州、中東地域を中心に対外融和政策を進展している。こうした状況下で、エネルギー供給の大部分を輸入に依存せざるを得ない我が国にとっては、重要なエネルギー供給国であるイランとの関係強化を図ることは、エネルギー安全保障上の重要な政策であろう。次に我が国とイランのエネルギー分野における経済、投資関係強化の促進について、最近の結果を概説する。この間特に、2000年10月のハタミ大統領の訪日は、両国間の今後の協力関係を一層緊密にしたものと思われる。

日本政府は、石油・ガス上流部門への外資導入を推進しているイランとの関係強化を図って2000年4月テヘランで開かれたイラン石油省との協議で、石油・ガス田の開発、電力、新エネルギーの分野での協力に関して討議を行う「エネルギー定期協議」を開催することが合意された。

2000年8月イラン石油省で第1回、日本・イラン「エネルギー定期協議」を開催し下記事項が合意された(資源エネルギー庁)。

- ・省エネルギー、電力、環境保全の分野での協力について確認
- ・日本側から排気ガスによる大気汚染の改善策として、圧縮天然ガス(CNG)自動車の導入促進の提案

2000年11月、ハタミ大統領とザンガネ石油相の訪日時に、東京で第2回日本・イラン「エネルギー定期協議」を開催し、下記8項目の合意がなされた(通商産業省)。

- 1) 国際エネルギー市場安定化における両国間の協力促進
- 2) 日本・イラン間でのエネルギー政策協議の重要性確認と継続
- 3) 研修等エネルギー分野におけるイラン専門家研修コースを提供する。
- 4) 圧縮天然ガス自動車の導入促進
環境的な目的から天然ガス利用を促進するため、自動車向けのCNGの利用を拡大する事業化調査を実施する(2001年3月に完了した)。
- 5) 省エネルギーの促進
産業分野における省エネルギーを促進するため、幅広い情報交換を実施していく。
イランの電力分野においてもこれを行う。
- 6) 天然ガスの利用拡大
液化天然ガス事業(LNG)や天然ガス液体化事業(GTL)を含めた天然ガス産業の開発に向け、情報交換を実施していく。
- 7) 石油・ガス田の開発協力
日本企業が、イランにおける石油・天然ガス開発事業に参入することに歓迎する。アザディガン油田の特定地域の評価及び開発に関し、NIOCと交渉を開始することに合意。さらにNIOCは、日本の石油企業がアフズ、バングスタン、サウス・パルス等その他の石油・ガス田の開発に、マイナーなパートナーとして参加することを支持する。
- 8) 原油輸入代金の前払い
NIOC、日本側石油輸入者及び日本国際協力銀行(JBIC)の協力により、ナフトイラン・インタートレード(NICO)に対し、原油輸入代金の前払いとして、2000年に10億\$、そ

の後2年間で毎年10億\$相当額を供与する枠組みが合意された。

アザディガン油田開発は日本企業2社(石油資源開発とインドネシア石油)に優先交渉権が与えられたが、契約する際は利権譲渡ではなく、前述したバイバック方式になる。アザディガン油田は、イラン南部のフーズスタン州にあり、イラク国境からは10kmの所に位置する。原始埋蔵量は260億バレルで可採埋蔵量は30～60億バレル、40万B/Dの生産可能と発表されているが、詳細は調査してみないとほとんど不明ということである。イランでは日本が初めての上流進出の可能性として期待もされるが、リスクも伴う交渉となる。

日本側は2001年8月にプロポーザルを提出し、現在は交渉中とのことである。

2001年10月、日本政府は両国政府間協定として、資源輸入の実績を背景に、国交のない米国に代わって、アフガンと隣接し種々の国際問題を抱えるイランを経済外交を通して側面から援助していくことで合意し、次のプロジェクトの実施を支援して行く。天然ガス自動車の普及などのエネルギーや産業インフラ分野の協力策を打ち出す。

(括弧内は、参加予定企業)(2001年10月29日、日経)

- ・イラン最大の原油積み出し港カーク島の出荷基地の近代化(日石三菱、トーメン)
- ・アラク製油所の環境改善と製品高度化(日揮、日本プラント協会)
- ・テヘラン市のバス天然ガス化(東京ガス、トーメン)
- ・石油、ガスパイプライン向け通信事業(フジクラ、トーメン)
- ・天然ガス利用の新燃料ジメチルエーテルの生産(住友商事)
- ・同上 (三井物産)
- ・天然ガス火力発電所の効率化(伊藤忠商事)
- ・テヘラン、タブリーズ、イスファール、製油所の省エネと近代化対策
- ・アフワズ製鉄所の省エネ対策
- ・国営石油化学会社向け省エネ対策

経済産業省が事業化調査の費用を負担し、専門家を派遣する。実際の工事は日本企業がビジネスとして請け負う。イランは2005年までの5か年計画で、現在日糧400万バレルの原油生産能力を500万バレルまで引き上げる方針。したがって同国原油の9割を出荷するカーク島の設備能力の増強が急務となっている。

人口が集中する首都テヘランでは、自動車の増加による大気汚染が問題で、ガソリン中の窒素酸化物の削減や精製効率を改善する事業に協力する。ガソリン車に比べて公害の天然ガス燃料バスを導入するモデル地区を設定し、天然ガススタンドの技術や運転ノウハウを提供する。モデル地区の結果をみて、テヘラン全域の公共交通機関の天然ガス車への切り換え支援も検討する。セメント工場や製鉄所などの省エネルギー対策、天然ガスを利用する発電所の一層の効率化、ペルシャ湾の天然ガスを使用した新燃料の生産事業などもつめる。経産省は工事の総事業費が1兆円規模に及び、対イランビジネスの活性化につながるとみている。

イランにとって日本は最大の石油輸出相手国。同国への直接投資の累計は3,200億円に達する。

第2章 石油・ガス資源開発と生産状況

2-1 石油

2-1-1 石油資源開発

イランの石油・ガス政策の中心は原油・天然ガス輸出による外貨収入の維持、拡大であると考えられる。しかし原油生産量の伸び悩みと国内の石油製品需要の増大はイランの原油輸出余力の減少を招いている。

イラン油田の位置は巻頭図-1を、原油埋蔵量と生産、輸出量に関しては表2-1、表2-2及び第1章の表1-7、表1-12、表1-19、表1-30、図1-9を参照のこと。

イラン石油省によれば、1999年3月～2000年3月の原油生産量は337万3,000B/D、原油・石油製品輸出量は220万5,000B/Dであった。

イランはOPEC加盟国中サウディ・アラビアに次ぐ第2の原油生産国であるが、長期で見るとその原油生産量は大きく減少している。1908年に中東初の油田が発見されたイランは、古くからの石油大国であり、イスラム革命前の1970年代には600万B/Dの生産量を誇っていた。しかし1978年には524万B/Dあったものが、イラン革命による混乱や1981年から1988年まで続いたイラン・イラク戦争の影響により減産傾向が続いた(第1章表1-12、図1-9参照)。1999年の原油生産量は350万B/Dで、米国、サウディ・アラビア、ロシアに次いで世界第4位、世界全体の約5%を占めるが、1990年代の原油生産量は340～370万B/Dで推移しており革命前の水準までは回復していない。このような原油生産低迷の原因は陸上油田の老朽化にある。

1970年代に600万B/Dあったのが、1999年初めには330万B/Dまで落ち込んだ。現在イランの持続可能な原油生産能力は1999年時点で公称420万B/Dであるが、実際は370～380万B/Dと見られている。このうち沖合油田が、50万B/Dとなっている。各沖合油田の生産能力は表2-2に示す。この生産能力の落ち込みは次の理由になる。

- ・ 20世紀初頭から生産を始めているので、油田の成熟化と老朽化が進んでいる
- ・ イラン革命による混迷で、石油部門への投資が停滞し、加えて、石油関連の優秀な技術者、人材の国外流出
- ・ 革命により石油産業の国有化で外資が流入しなくなったため、外国の最先端の探鉱・開

発技術の導入が遅れた

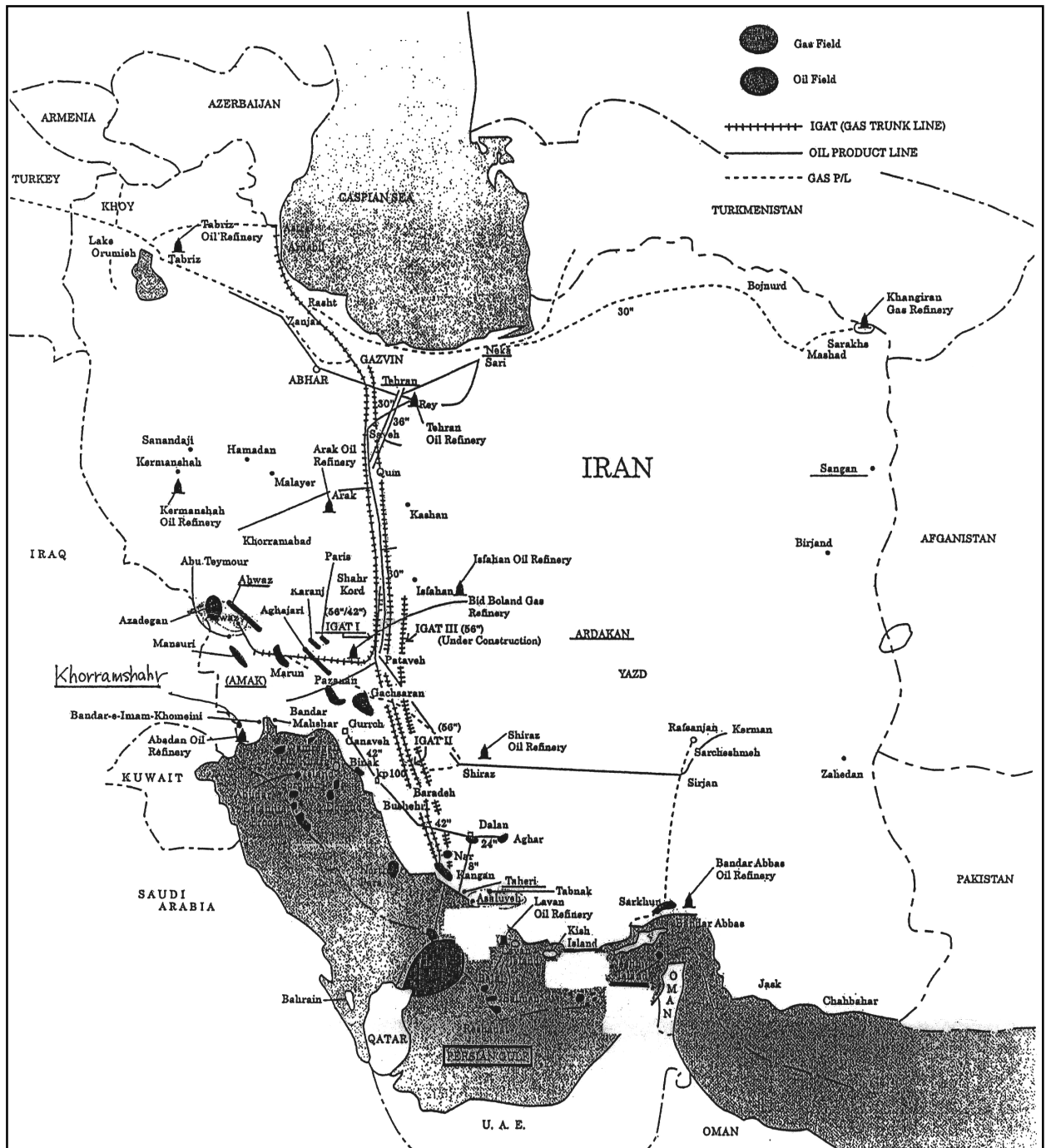
- ・ イラン革命とイラン・イラク戦争の期間中、新規の油田探鉱、開発がほとんどなされなかった。また戦争による原油生産設備の破壊、損傷が影響した
- ・ この上のような状況下で、過度の生産が行われたために既存油田の疲弊が顕著になった

陸上油田での生産能力を維持するための対策として、1990年代に入って徐々に油田へのガス圧入による増進回収技術が採用され始めている。ガス(天然ガスと随伴ガス)の注入は1990年の171億 m³/年から1999年には285億 m³/年に増加し、これはイランのガス生産量の約30%に相当している。

表2 - 1 イランの油田

| NIOC | 油田各発見年 | 深さ(fe) | 生産井数 | 生産量(avg. B/D) (2000 年) | API |
|------|-------------------------|-------------|-------|-------------------------------|------|
| | Abouzar, 1969 | 2,800 | | | 26.0 |
| | Ab-Teymur, 1967 | 10,500 | | | 32.6 |
| | Agha Jari, 1936 | 7,440 | | | 34.0 |
| | Ahwaz Asmari, 1958 | 8,150 | | | 32.0 |
| | Ahwaz Bangestan, 1958 | 12,000 | | | 25.5 |
| | Bahregansar, 1960 | 9,000 | | | 30.0 |
| | Bibi Hakimeh, 1961 | 4,570 | | | 29.9 |
| | Binak, 1959 | 10,440 | | | 29.9 |
| | Chesmeh Khush, 1967 | 10,700 | | | 29.0 |
| | Chillingar, 1974 | 33,500 | | | 36.6 |
| | Dehluran, 1972 | 11,900 | | | 35.5 |
| | Dorood, 1961 | 11,000 | | | 34.0 |
| | Forozan, 1966 | 7,000 | | | 28.5 |
| | Gachsaran, 1937 | 3,400 | | | 32.0 |
| | Haft Kel, 1927 | 1,980 | | | 31.1 |
| | Hendijan, 1968 | 11,000 | | | - |
| | Karanj, 1963 | 5,360 | | | 34.4 |
| | Kupal, 1965 | 10,500 | | | 32.0 |
| | Lab-e Safid, 1968 | 4,350 | | | 35.3 |
| | Lali 1948 | 5,500 | | | 24.0 |
| | Mansuri, 1963 | 7,100 | | | 27.5 |
| | Marun, 1963 | 9,400 | | | 34.0 |
| | Masjid-e Suleiman, 1908 | 1,600 | | | 40.0 |
| | Naft Safid, 1938 | 5,000 | | | 44.5 |
| | Naft-Shahre, 1923 | 2,000-3,000 | | | 43.0 |
| | Nosrat, 1986 | 8,250 | | | 32.6 |
| | Nowruz, 1966 | 8,200 | | | 21.0 |
| | Par-e Siah, 1964 | 4,250 | | | 31.7 |
| | Parsi, 1964 | 4,670 | | | 33.9 |
| | Pazanan, 1961 | 7,250 | | | 35.0 |
| | Rag-e Safid, 1964 | 7,230 | | | 28.8 |
| | Ramin, 1966 | 12,200 | | | 32.9 |
| | Ramshir, 1962 | 8,750 | | | 27.8 |
| | Resalat, 1969 | 7,650 | | | 34.0 |
| | Reshadat, 1966 | 7,000 | | | 34.4 |
| | Salman, 1965 | 7,500-8,100 | | | 34.0 |
| | Shadegan, 1989 | 7,850 | | | 35.6 |
| | Sirri-C, 1979 | 7,050 | | | 31.0 |
| | Sirri-D, 1978 | 8,000 | | | 31.0 |
| | Soroosh, 1962 | 7,000 | | | 19.0 |
| | Sulabedar, 1971 | 3,400 | | | 39.5 |
| | Total Iran | | 1,120 | 3,681,700 | |
| | 海上油田 | | | | |

出所：OIL & GAS Journal Dec.24,2001



出所：住友商事(株)提供

図2 - 1 イラン石油・ガスパイプラインルート概略図

表 2 - 2 イランの主要な沖合油田の現行生産能力と増産目標

| 沖合油田 | 現行生産能力 | 増産目標 |
|-------------|------------|------------|
| Sirri A & E | 12 万 B/D | |
| Balal | 4 万 B/D | |
| Salman | 9 万 B/D | 13.5 万 B/D |
| Doroud | 22.5 万 B/D | |
| Soroush | 3.5 万 B/D | 10 万 B/D |
| Nowruz | 0.5 万 B/D | 9 万 B/D |
| Forozoom | 4.5 万 B/D | 9 万 B/D |
| Esfandir | 5 万 B/D | |
| Abzar | 8 万 B/D | 14 万 B/D |
| Nosrat | 1.5 万 B/D | |
| Farzan | 1.5 万 B/D | |

出所:「イランの石油ガス開発と我が国へのインプリケーション」
エネルギー総合推進委員会(株)トーマンパワーホールディング提供資料)

2 - 1 - 2 石油製品の需要と生産

イランにおける石油精製と製品の需給関係の現状について紹介する。

現在イランには表 2 - 3 に示すように、NIOC の管理下に 10 万 B/D 以上の製油所がアバダン (Abadan)、イスファハーン (Esfahan)、バンドルアッバス (Bandar Abbas)、テヘラン (Tehran)、アラック (Arak)、タブリーズ (Tabriz) の 6 か所と、それ以外の製油所がシラーズ (Shiraz)、ラフアン島 (Lavan Island)、ケルマンシャー (Kermanshah) の 3 か所に、計 9 製油所が稼働している。このほかに 4 か所の新製油所建設計画や、既存製油所の近代化計画もある (表 2 - 4、表 2 - 5)。またこれとは別にバンダマシャール (Bandar Mashar) で NPC の管理下にある LPG 製油所が付近の油田からコンデンセートを集めて LPG を製造し、同港から輸出している。

2000 年 1 月現在のイランの石油精製能力は 147 万 B/D である。

製油所所在地と原油・ガスの主要パイプラインルートを巻頭図 - 1 と図 - 2 に示す。

表 2 - 3 イランの製油所生産設備能力

(Unit : b/d)

| 会社 / 工場 | 稼働時期 | プロセス / エンジニアリング | 常圧蒸留 | 減圧蒸留 | 熱分解 | 接触分解 | 接触改質 | 水素化分解 | 水素化処理 |
|-----------------|-------------------|------------------------|-----------|---------|---------|--------|---------|---------|---------|
| NIOC | | | | | | | | | |
| Abadan | Apr.89/92/96 | | 400,000 | 80,000 | | 30,000 | 26,000 | | 26,000 |
| Arak | July 93/Jan.94 | /JGC, TPL/Belleli | 150,000 | 71,000 | 27,300 | | 21,600 | 24,500 | 21,600 |
| Bandar Abbas | Sep.97 | /Snamprogetti, Chiyoda | 232,000 | 126,000 | 31,000 | | 36,000 | 28,000 | 36,000 |
| Esfahan | Feb.80/Sept.80/90 | | 265,000 | 119,000 | 38,000 | | 29,600 | 30,000 | 29,600 |
| Kermanshah | June 71/84 | | 30,000 | | | | 2,775 | | 5,875 |
| Lavan Island | Feb.77 | | 20,000 | | | | | | |
| Shiraz | Aug.74 | /Snamprogetti | 40,000 | 18,400 | 9,000 | | 6,215 | 9,280 | 10,000 |
| Tabliz | Apr.78/90 | | 112,000 | 50,000 | 16,500 | | 11,120 | 18,000 | 24,300 |
| Tehran | 68/76 | /Fluor Thyssen | 225,000 | 120,000 | 35,000 | | 27,260 | 30,000 | 27,260 |
| Bandar Asaluyeh | 2003 | | (70,000) | | | | | | |
| NPC | | | na. | | | | | | |
| Bandar Imam *1 | | | | | | | | | |
| 合計 | | | 1,474,000 | 584,400 | 156,800 | 30,000 | 160,570 | 139,780 | 180,635 |

Note : *1) NPC has production capacities for 950,000 t/y of LPG and 450,000 t/y of Naphtha.

出所 : DRMI (based on data from Oil & Gas Journal, Dec. 21, '98, P41, AOGD, and field studies.)

表 2 - 4 イランの精製能力の推移と見通し

(1,000B/D)

| | 1992年 | 1995年 | 1999年 | 2003年 |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| * 既存製油所(小計) | 830 | 1,035 | 1,524 | 1,674 |
| Abadan | 250 | 250 | 450 | 450 |
| Bandar Abbas | | | 232 | 232 |
| Tehran | 220 | 220 | 225 | 225 |
| Isfahan | 200 | 220 | 265 | 265 |
| Arak | | 150 | 150 | 300 |
| Tabliz | 80 | 110 | 112 | 112 |
| Shiraz | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Kermanshah | 20 | 25 | 30 | 30 |
| Lavan | 20 | 20 | 20 | 20 |
| * 新規製油所(小計) | | | | 625 |
| Chahbahar | | | | 225 |
| Neka | | | | 200 |
| Qushm Island | | | | 120 |
| Bandar Asaluyeh | | | | 80 |
| 合計 | 830 | 1,035 | 1,524 | 2,299 |

出所 : Arab Oil & Gas Directory 1999, Arab Petroleum Reserch Center, p133.

注 1 : 2003 年は予測値。

注 2 : Bandar Asaluyeh はコンデンセート用。

表 2 - 5 イランの精油所の精製能力拡張・高度化の内容

| | |
|---------------------|---|
| Arak 製油所 | 現行精製能力 15 万 B/D を 2003 年までに 30 万 B/D に引き上げる。 |
| Bandar Asaluyeh 製油所 | 水素化脱硫装置(5 万 B/D) |
| Abadan 製油所 | 減圧蒸留装置(7 万 B/D) ピスプレーカー(2.5 万 B/D) 脱塩淡水化装置 4 基(13 万 B/D) 既存の常圧・減圧蒸留装置の最新化 水素化脱硫装置(7 万 B/D) 硫黄製造装置(120t/日) 既存の FCC(3.5 万 B/D)の改良 |
| Isfahan 製油所 | FCC(6 万 B/D) 水素、アミン、硫黄製造装置 |

出所：Arab Oil & Gas Directory 1999, Arab Petroleum Reserch Center, p133 及び MEES, 2000.7.24, pA6 より作成。

イランにおける石油製品の需要は、1990 年代に入ってから増加している。1990 年から 1998 年まで石油製品全体の需要は 7.7% 増加し、このなかではガソリン 66%、ディーゼル 17% の増加が大きい。この国内での需要と消費の推移は第 1 章の表 1 - 23、図 1 - 11、表 1 - 21 に示す。この需要の増加に伴って精製能力も増強されていくが、その推移と、それから生産される主要石油製品の量を表 2 - 6、図 2 - 2、表 2 - 7、表 2 - 8、図 2 - 3 に示す。

しかしイランの既存の製油所設備では、性能的にも経済的にも、製品ごとの需要に応じた生産をすることは技術上困難であり、どうしても製品量のアンバランスを生じる。この製品の過不足は輸出入で調整するか、政策的に需給バランスを管理するしかない。

イランは種々の政策を施行し、最終にはこの需給バランスを輸出入で調整しているが、その推移を図 2 - 4、表 2 - 9、表 2 - 10 に示す。

1998 年には石油製品生産量の合計は 135 万 4,000B/D と対前年比で約 20% の増加となっている(表 2 - 8)。1990 年代半ばまでは精製能力は需要を下回っていたが、1990 年代後半に入ると石油製品需要を上回っている(図 2 - 4、表 2 - 10)。しかし製品ごとのバランスを見ると、ガソリン、ガスオイル(ディーゼル)という主要製品は、需要が国内製油所での生産量を上回り、外国からの輸入を余儀なくされている(表 2 - 9、表 2 - 10)。

NIOC は今後も国内での需要は高い率で伸びていくと予想し、これに対応して、1999 年時点の 152 万 B/D ある製油能力を、4 か所の新規製油所建設を含めた増強計画と装置の近代化導入で 2003 年までに 229 万 B/D にすることを決めている(表 2 - 7、表 2 - 5)。

ガソリンの得率を上げるプロセスの導入、さらに深刻化のおそれのある大気汚染に対応して脱硫装置の増強等の高度化プロジェクトを推進する計画である。

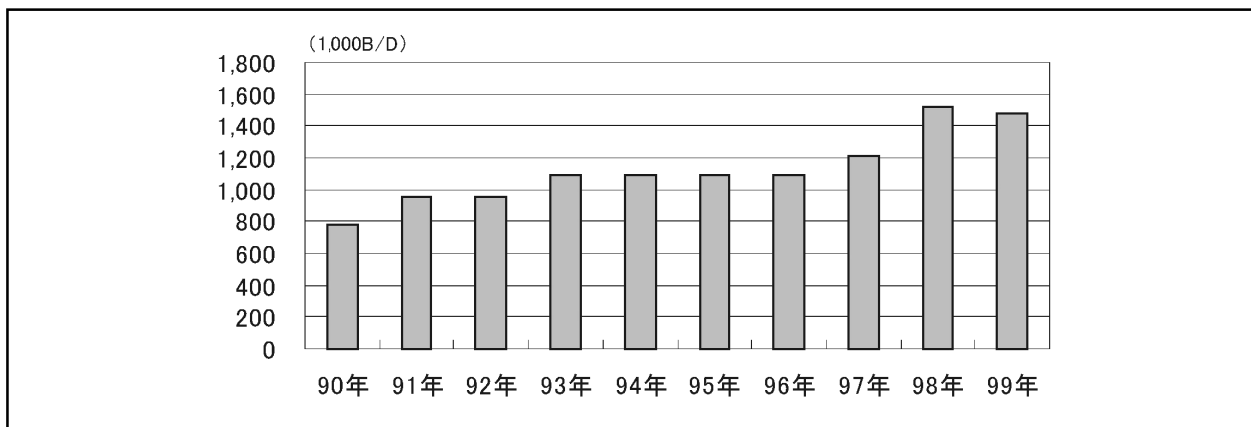
石油製品需要の伸びは、国内での製品確保対策と、原油生産量が一定ならば、原油輸出余力の低下の2つの問題を提起する。

表2 - 6 イランの国内精製能力の推移

(1,000B/D)

| 1990年 | 1991年 | 1992年 | 1993年 | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 | 1998年 | 1999年 |
|-------|-------|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 777.0 | 957.0 | 957.0 | 1,092.0 | 1,092.0 | 1,092.0 | 1,092.0 | 1,208.0 | 1,524.0 | 1,474.0 |

出所：OPEC Annual Statistical Bulletin 1999, p17.



出所：OPEC Annual Statistical Bulletin 1999, p17.

図2 - 2 イランの国内精製製品能力の推移

表2 - 7 イランの精製能力の推移と見通し

(1,000B/D)

| | 1992年 | 1995年 | 1999年 | 2003年 |
|-----------------|-------|-------|-------|-------|
| * 既存製油所(小計) | 830 | 1,035 | 1,524 | 1,674 |
| Abadan | 250 | 250 | 450 | 450 |
| Bandar Abbas | | | 232 | 232 |
| Tehran | 220 | 220 | 225 | 225 |
| Isfahan | 200 | 220 | 265 | 265 |
| Arak | | 150 | 150 | 300 |
| Tabliz | 80 | 110 | 112 | 112 |
| Shiraz | 40 | 40 | 40 | 40 |
| Kermanshah | 20 | 25 | 30 | 30 |
| Lavan | 20 | 20 | 20 | 20 |
| * 新規製油所(小計) | | | | 625 |
| Chahbahar | | | | 225 |
| Neka | | | | 200 |
| Qushm Island | | | | 120 |
| Bandar Asaluyeh | | | | 80 |
| 合計 | 830 | 1,035 | 1,524 | 2,299 |

出所：Arab Oil & Gas Directory 1999, Arab Petroleum Reserch Center, p133.

注1：2003年は予測値。

注2：Bandar Asaluyehはコンデンセート用。

表 2 - 8 イランの国内精油所における石油製品の生産量

(1,000B/D)

| | 1993年 | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 | 1998年 |
|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| LPG | 40.1 | 41.3 | 42.5 | 39.8 | 39.6 | 42.9 |
| ガソリン | 177.0 | 182.2 | 167.8 | 157.6 | 151.9 | 179.9 |
| 灯油 | 150.3 | 154.7 | 145.2 | 148.7 | 142.1 | 145.6 |
| ディーゼル | 289.3 | 297.8 | 316.4 | 317.2 | 314.5 | 373.8 |
| 燃料油 | 355.8 | 366.2 | 368.4 | 376.3 | 390.8 | 445.7 |
| その他 | 76.2 | 78.4 | 78.5 | 91.2 | 95.8 | 166.4 |
| 合計 | 1,088.7 | 1,120.6 | 1,118.8 | 1,130.8 | 1,134.7 | 1,354.3 |

出所：Arab Oil & Gas Directory 1999, Arab Petroleum Reserch Center, p134.

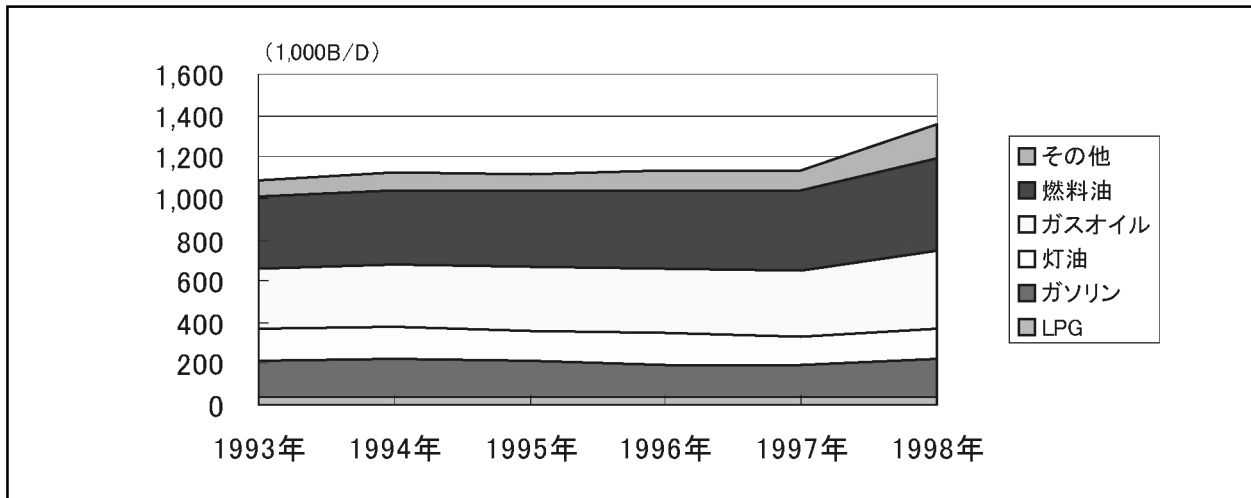


図 2 - 3 イランの国内精油所における石油製品の生産量

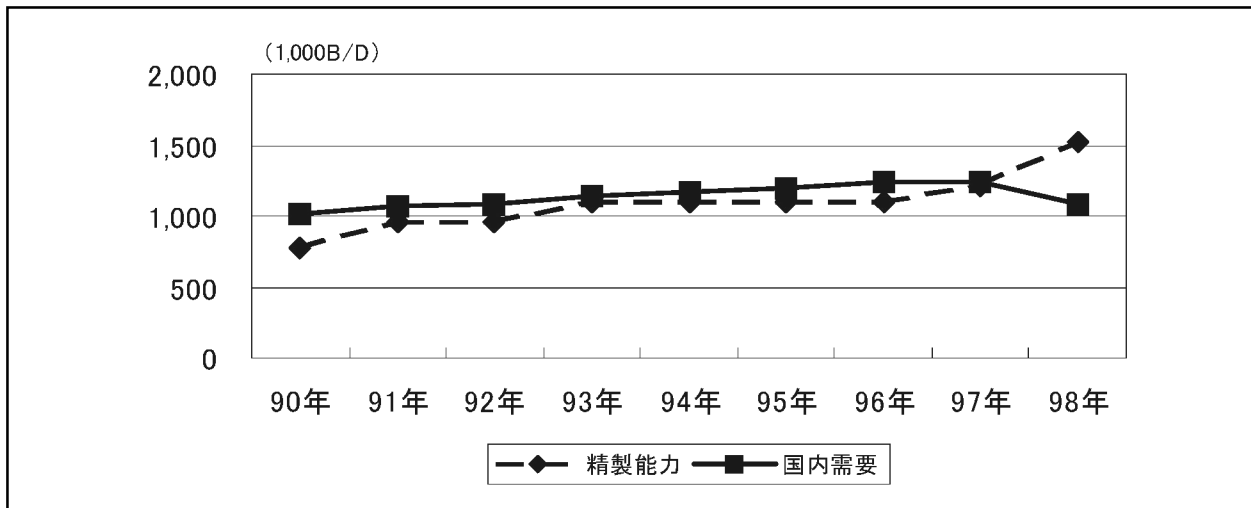


図 2 - 4 イランの国内精製能力と国内石油需要の推移

表 2 - 9 イランの主要な石油製品の需給ギャップ

(1,000B/D)

| | 1990年 | 1991年 | 1992年 | 1993年 | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 | 1998年 |
|-------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| ガソリン | -23.1 | -23.8 | -24.7 | -7.9 | -10.7 | -29.4 | -29.1 | -42.0 | -56.0 |
| 灯油 | -26.3 | -26.7 | -22.0 | -2.4 | -7.6 | -35.4 | -42.9 | -44.5 | -13.1 |
| ガスオイル | -100.8 | -111.8 | -98.9 | -83.0 | -85.3 | -80.1 | -96.4 | -116.1 | -13.0 |
| 燃料油 | 13.8 | 20.5 | 24.6 | 123.6 | 132.4 | 126.8 | 117.0 | 146.3 | 222.6 |

出所：Energy Statistics of Non-OECD Countries, 各版及び Arab Oil & Gas Directory 1999, Arab Petroleum Reserch Center より作成。

表 2 - 10 イランの石油製品の需給バランス(1993 ~ 1998年)

(1,000B/D)

| 石油製品 | 1993 | | | | 1994 | | | | 1995 | | | |
|-------|------------|-------|---------|-------|------------|-------|---------|-------|------------|-------|---------|-------|
| | 製油所 生産量 | 輸入量 | 供給量 | 輸出量 | 製油所 生産量 | 輸入量 | 供給量 | 輸出量 | 製油所 生産量 | 輸入量 | 供給量 | 輸出量 |
| LPG | 40.1 | - | 53.8 | - | 41.3 | - | 54.7 | - | 42.5 | - | 54.5 | - |
| ガソリン | 177.0 | 7.9 | 184.9 | - | 182.2 | 10.7 | 192.9 | - | 167.8 | 31.8 | 199.6 | - |
| 灯油 | 150.3 | 34.9 | 185.2 | - | 154.7 | 29.3 | 184.0 | - | 145.2 | 46.7 | 191.9 | - |
| ガスオイル | 289.3 | 88.9 | 378.2 | - | 297.8 | 91.4 | 389.2 | - | 316.4 | 59.5 | 375.9 | - |
| 燃料油 | 355.8 | - | 245.2 | 110.6 | 366.2 | - | 247.0 | 119.2 | 368.4 | - | 255.2 | 113.7 |
| その他 | 76.2 | - | 75.3 | - | 78.4 | - | 78.4 | - | 78.5 | - | 78.2 | - |
| 合計 | 1,088.7 | 131.7 | 1,122.6 | 110.6 | 1,120.6 | 131.4 | 1,146.2 | 119.2 | 1,118.8 | 138.0 | 1,155.3 | 113.7 |
| 原料注入量 | 1,137.2 | | | | 1,170.5 | | | | 1,177.6 | | | |
| 石油製品 | 1996 | | | | 1997 | | | | 1998 | | | |
| | 製油所 生産量 | 輸入量 | 供給量 | 輸出量 | 製油所 生産量 | 輸入量 | 供給量 | 輸出量 | 製油所 生産量 | 輸入量 | 供給量 | 輸出量 |
| LPG | 39.8 | - | 57.8 | - | 39.6 | - | 59.4 | - | 42.9 | - | 59.8 | - |
| ガソリン | 157.6 | 29.6 | 187.2 | - | 151.9 | 42.0 | 193.9 | - | 179.9 | 31.8 | 211.3 | - |
| 灯油 | 148.7 | 53.0 | 201.7 | - | 142.1 | 53.8 | 195.9 | - | 145.6 | - | 145.6 | - |
| ガスオイル | 317.2 | 52.4 | 369.6 | - | 314.5 | 69.3 | 383.8 | - | 373.8 | - | 373.8 | - |
| 燃料油 | 376.3 | - | 270.5 | 105.8 | 390.8 | - | 254.4 | 136.4 | 445.7 | - | 210.4 | 235.3 |
| その他 | 91.2 | - | 91.2 | - | 95.8 | - | 95.8 | - | 166.4 | - | 159.4 | - |
| 合計 | 1,130.8 | 135.0 | 1,178.0 | 105.8 | 1,134.7 | 165.1 | 1,183.2 | 136.4 | 1,354.3 | 31.8 | 1,160.3 | 235.3 |
| 原料注入量 | 1,185.5 | | | | 1,190.0 | | | | 1,420.0 | | | |

Note 1: * including air bunker

Note 2: ** including sea bunker

出所: NIOC

この対策として、製品需要の増加には国内の精製能力を増大させることで対応してきたが、原油輸出量低下の対策としては、国内石油製品価格の段階的な引き上げ(表 2 - 11)で消費の節減と、天然ガス利用の促進で代替エネルギーへの転換を図ることで進められている。表 2 - 11によれば、これらの製品価格は毎年引き上げられ、1999年度は1994年度に比較すると6 ~ 10倍の水準になっている。また代替エネルギーとしての天然ガスの利用を促進し、大部分の火力発電の燃料を天然ガスに切り換え、バスの燃料もCNGへの転換が考慮されており、他の分野の燃料も天然ガスに切り換えを進行中である。

表 2 - 11 イランの国内石油製品価格の推移

(イランリアル/)

| | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 | 1998年 | 1999年 |
|------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| レギュラー・ガソリン | 50 | 100 | 130 | 160 | 200 | 350 |
| プレミアム・ガソリン | 70 | 140 | 180 | 220 | 280 | NA |
| ガスオイル | 10 | 20 | 30 | 40 | 60 | 100 |
| 灯油 | 15 | 20 | 30 | 40 | 60 | 100 |
| 燃料油 | 5 | 10 | 15 | 20 | 30 | 50 |

出所：MEES, 1999.1.25, pA6.

2 - 1 - 3 バイバック契約による設備増強計画

イランの政治・経済事情により、ほぼ革命以来といってもよいこれからの新規に開発される油田や製油所の増設、近代化等のプロジェクトは、第1章で述べたイランが定めるバイバック方式の国際入札により外資を導入して実施されていくものと思われる。

NIOC が 1995 年に発表した第 1 次バイバック・プロジェクト 11 件と、1998 年に発表した第 2 次バイバック・プロジェクト 43 件は第 1 章の表 1 - 24 と表 1 - 25 にそれぞれ示してある。

2 - 2 天然ガス

2 - 2 - 1 ガス資源開発

イランのガス田所在地は巻頭図 - 2 を参照。イランの天然ガス確認埋蔵量は 1999 年末時点で 23 ~ 24 兆 m³ となっていて、ロシアの 48 兆 m³ に次いで世界第 2 位、世界全体の約 15% を占めている(第 1 章の表 1 - 14、と表 2 - 12 参照)。この可採年数は 400 年以上と推定されている。イラン天然ガス埋蔵量の 57% は非随伴ガスとされ、その 7 割は South Pars 海上ガス田に集中しているが、これはカタールの沖合ガス田 North Field に隣接しており、同一ガス田といわれている。カタールではこのガス田を利用した 2 つの輸出用 LNG プロジェクトが、順調に進捗している。このように豊富な埋蔵量をもちながら、イラン天然ガスの生産量は 1999 年の実績で 525 億 m³/年と、世界第 8 位にとどまっている(第 1 章表 1 - 17 と表 2 - 13 参照)。これは天然ガス開発が進んでいないことを示しており、イランからの天然ガス輸出は現時点では事実上ないといいてもよい。この豊富な天然ガスの埋蔵量から、今後の開発の動向次第では大規模な生産量と輸出が期待できる。現在イランは天然ガス需要の不足分は隣のトルクメニスタンからパイプラインで輸入している。天然ガスの生産量を推定することは、入手資料により違いがあり簡単なことではないが、イランの天然ガス生産の推移を表 2 - 13 と図 2 - 5 に示す。

表 2 - 12 イランの天然ガス田の埋蔵量

(Unit: Billion cu m)

| 油田・ガス田 | 1375(1996/1997) | |
|-----------------------|-------------------|----------|
| | 一次埋蔵量 | 可採埋蔵量 |
| 随伴ガス田埋蔵量 | | |
| Onshore fields | 11,712.7 | 8,198.9 |
| Offshore fields | 1,235.2 | 629.9 |
| 小 計 | 12,947.9 | 8,828.8 |
| 非随伴ガス田埋蔵量 | | |
| South Pars | 8,495.0 | 7,929.0 |
| North Pars | 1,880.0 | 1,505.0 |
| Kangan | 945.0 | 670.5 |
| Aghar/Dalan | 705.1 | 563.1 |
| Khangiran/Sarakhs | 697.3 | 379.2 |
| Nar | 504.6 | 374.7 |
| Sarkhun | 316.8 | 242.2 |
| Assluyeh | 265.0 | 192.3 |
| Gevarzin | 41.0 | 26.2 |
| Gonbadli | 13.3 | 1.8 |
| Sarajeh | 11.3 | 7.0 |
| Other onshore fields | 3,719.2 | 2,057.1 |
| Other offshore fields | 1,902.0 | 1,531.0 |
| 小 計 | 19,495.6 | 15,479.1 |
| 天然ガス埋蔵量合計 | 32,443.5 | 24,307.9 |

出所： Ministry fo Energy "Energy Balance Sheet, 1375"

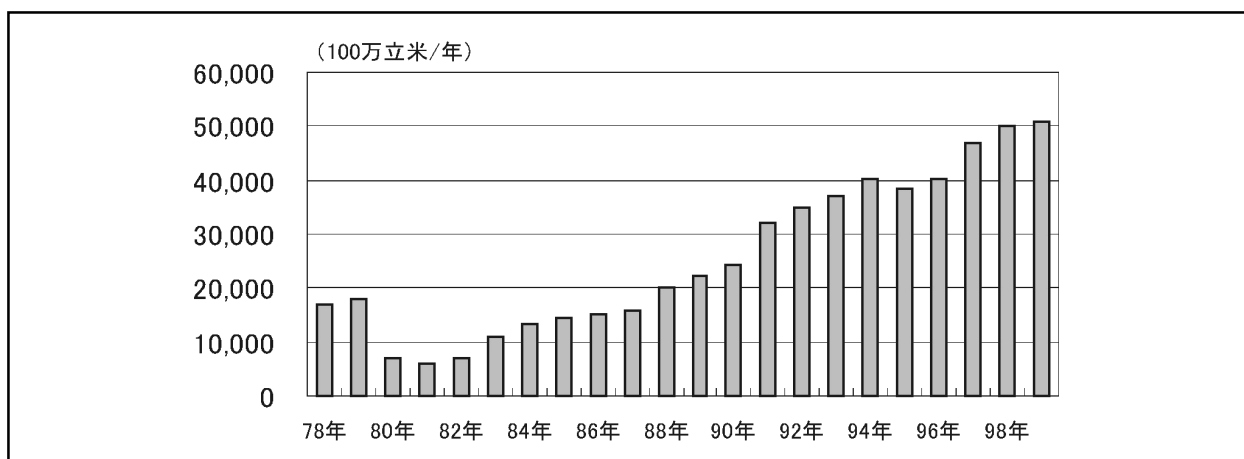
表 2 - 13 イランの天然ガス生産量

(100 万 m³/年)

| | | | |
|--------|--------|--------|--------|
| 1978 年 | 16,948 | 1989 年 | 22,200 |
| 1979 年 | 17,913 | 1990 年 | 24,200 |
| 1980 年 | 7,138 | 1991 年 | 32,200 |
| 1981 年 | 5,950 | 1992 年 | 35,100 |
| 1982 年 | 7,200 | 1993 年 | 36,900 |
| 1983 年 | 11,000 | 1994 年 | 40,400 |
| 1984 年 | 13,500 | 1995 年 | 38,600 |
| 1985 年 | 14,600 | 1996 年 | 40,410 |
| 1986 年 | 15,200 | 1997 年 | 47,000 |
| 1987 年 | 16,000 | 1998 年 | 50,000 |
| 1988 年 | 20,000 | 1999 年 | 51,000 |

出所： OPEC Annual Statistical Bulletin 各版より作成。

注： 「Marketed Gas Production」のみで、「Flared」、「Re injected」、「shrinkage」は含まない。



出所：OPEC Annual Statistical Bulletin 各版より作成。

注：「Marketed Gas Production」のみで、「Flared」、「Re-injected」、「shrinkage」は含まない。

図2 - 5 イランの天然ガス生産量の推移

イランにとっては後述する輸出プロジェクトを含め、天然ガス開発は最優先プロジェクトとして位置づけられている。NIOCは2000年6月に国際石油企業9社(ENI, BG, Gaz de France, Lasmo, BP, RD/Sell, BHP, Petronas, TotalFinaElf)と総額250万\$でガス利用のマスタープラン調査の契約を結んだ。この結果は今後25年間のガス戦略に利用されるとのことである。またガス田の開発には莫大な資金と最新技術を必要とすることから、外資を導入することを前提とした前述のバイバック方式による契約方法で外国企業との交渉に入っている。

South Parsガス田は非随伴天然ガスの7割の埋蔵量を占めるだけに、この開発プロジェクトの成否が、イラン天然ガスの将来の鍵を握っているといえる。South Parsのガス田開発は1～25のフェーズに分けて開発が進められる計画で、1～10フェーズまでが国内供給用で、11～25フェーズがLNGを含む輸出用とされている(表2 - 14)。

表2 - 14 South Parsガス田開発プロジェクト

| | |
|-----------|--|
| フェーズ1 | Pars Oil and Gas Companyが開発中。2002年の生産開始目標。 生産能力は天然ガス：102億m ³ /年、コンデンセート：4万B/D、硫黄：200t/日。 |
| フェーズ2-3 | TotalFinaElfが開発中。2002年の生産開始目標。 生産能力は天然ガス：204億m ³ /年、コンデンセート：8万B/D、硫黄：400t/日。 |
| フェーズ4-5 | ENIが契約調印。2005年の生産開始目標。 生産能力は天然ガス：206億m ³ /年。 |
| フェーズ6-7-8 | PetroParsが契約調印予定。パートナーとなるべき外国企業を選定中。 生産能力は天然ガス：206億m ³ /年。生産開始年は未定。 |
| フェーズ9-10 | 入札開始。183億m ³ /年の天然ガスをイラン国内に供給予定。 |
| フェーズ11-12 | 入札開始。天然ガス(LNG)輸出プロジェクト。BGとOIECが共同で応札。 |
| フェーズ13-25 | 将来、入札予定。BGとOIECが共同で応札。 |

出所：MEES, September 4, 2000, ppA9-A10、October 2, 2000, pA18、及びMEED, October 20, 2000, p36. より作成。

2 - 2 - 2 ガスの利用と輸出(パイプライン)

イランの油田は老朽化とイラン・イラク戦の影響で生産能力が減衰の傾向にある。したがって既存油田の生産維持、増進回収にとってガスの圧入は極めて重要となっている。そこで中長期的な生産能力維持のために、イランはこのガス注入による消費量を1999年の690億m³から2006年には1,215億m³まで引き上げる予定である。また国内でのガス消費(ガス圧入を除く)の拡大は、石油輸出余力確保のための手段として重要である。現在石油製品の需要は堅調に伸びており、その結果1990年代に入って石油輸出余力が鈍化してきた。こうした状況下、国内ガス利用促進は、発電所や大工場の燃料をガスに転換し、石油化学工場の原料もガスに換えることを検討、またテヘラン市内の大気汚染問題の環境対策にバス燃料を天然ガス(CNG)にする等が実施に移されている。参考にイラン国内における部門別のガス消費量推移を次の図表に示す。第1章表1-23、表2-15、表2-16、表2-17、図2-6。

表2-15 イランの部門別天然ガス消費量の推移

(1,000TOE)

| | 1992年 | 1993年 | 1994年 | 1995年 | 1996年 | 1997年 |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 産業部門 | 9,605 | 10,579 | 9,521 | 10,911 | 15,185 | 17,083 |
| 民生部門 | 7,253 | 7,988 | 7,189 | 8,115 | 8,969 | 10,091 |
| 発電用 | 9,413 | 10,435 | 9,392 | 10,081 | 10,547 | 11,865 |
| 合計 | 26,271 | 29,002 | 26,102 | 29,107 | 34,701 | 39,039 |

出所：Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries, 各版より作成。

表2-16 イランの天然ガス生産量の推移(1992～1997年)

(million cu m)

| | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 天然ガス生産量 | 71,300 | 74,400 | 81,760 | 79,570 | 86,010 | 93,520 | |
| 内訳 | 販売用ガス | 35,100 | 36,900 | 40,400 | 38,600 | 40,410 | 45,400 |
| | フレアーガス | 12,400 | 11,500 | 11,600 | 11,700 | 12,000 | 9,800 |
| | 圧入用ガス | 21,500 | 23,500 | 26,260 | 25,770 | 30,000 | 34,400 |
| | 損失/消失 | 2,300 | 2,500 | 3,500 | 3,500 | 3,600 | 3,920 |

出所：OPEC, Annual Statistical Bulletin 1997

表 2 - 17 イランの販売用天然ガス消費量

(Unit: Million cu m)

| | 1373(1994/1995) | 1374(1995/1996) | 1375(1996/1997) (%) | | Growth Rate(%/y) 94-95/96-97 |
|---------|-------------------|-------------------|-------------------------|-------|-----------------------------------|
| 家庭燃料用 | 8,630 | 9,812 | 10,984 | 24.5 | 12.8 |
| 商業用 | 1,207 | 1,386 | 1,668 | 3.7 | 17.6 |
| 会社燃料用 | 1,897 | 2,020 | 2,184 | 4.9 | 9.3 |
| 工業用 | 25,117 | 27,277 | 29,934 | 66.9 | 9.2 |
| 発電用 | } 14,156 | } 14,324 | 13,824 | 30.9 | |
| 石油精製用 | | | 1,109 | 2.5 | |
| 石油化学用 | 4,712 | 5,322 | 4,960 | 11.1 | 6.5 |
| 石油化学用燃料 | 2,711 | 3,190 | 2,977 | 6.6 | 4.8 |
| 石油化学用原料 | 2,001 | 2,132 | 1,983 | 4.4 | -0.5 |
| その他の工業用 | 6,249 | 7,631 | 10,041 | 22.4 | 26.8 |
| 合計 | 36,851 | 40,495 | 44,770 | 100.0 | 10.2 |

出所： Ministry of Energy "Energy Balance Sheet, 1375"

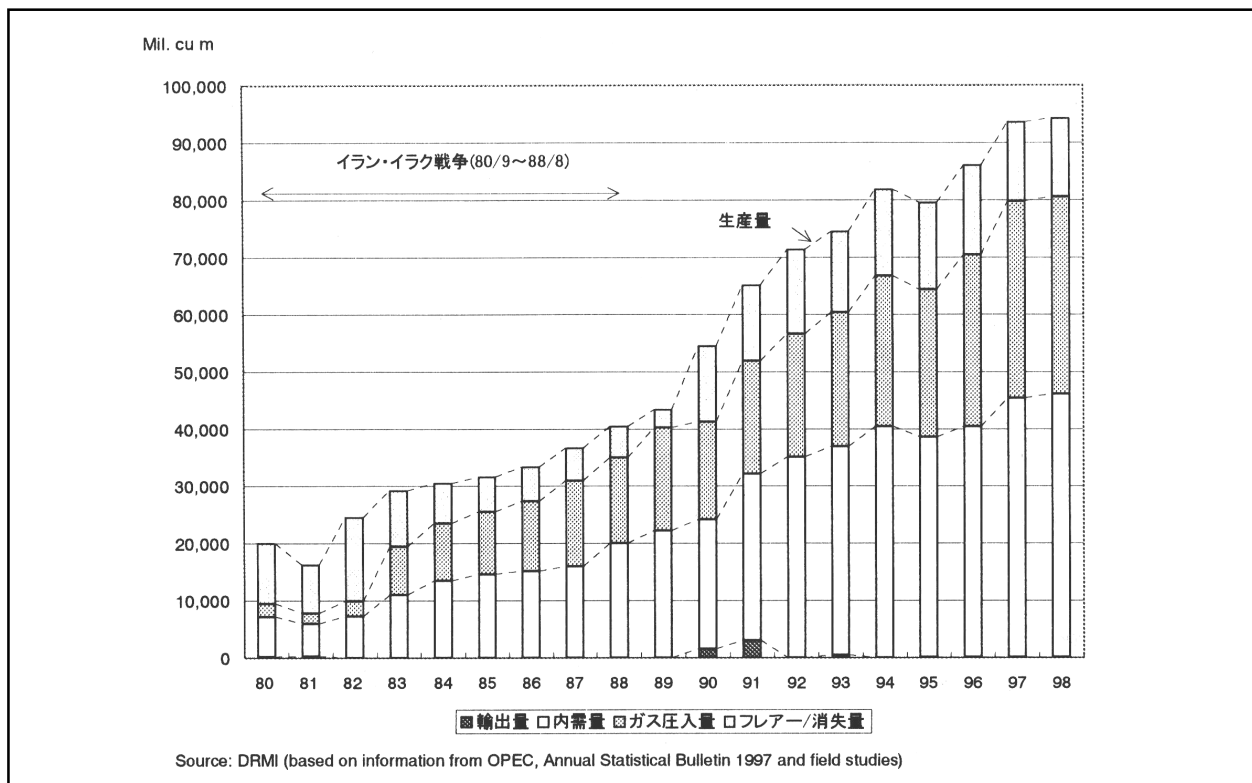


図 2 - 6 イランの天然ガス生産量推移(1980 ~ 1998 年)

イランは国内への天然ガス供給用パイプライン網の整備はもちろんのこと、輸出向けのパイプライン敷設計画も進んでいる。パイプラインルート位置は巻頭図 - 2 及び図 2 - 1 を参照。天然ガスパイプラインの幹線としては、革命前の 1970 年に敷設したイラン西部 Ahwas 近郊の Bid Boland から北上してカスピ海沿岸の Astara に至る約 1,200km(56"/42")の IGAT-I がある。これで旧ソ連(アゼルバイジャン)へ天然ガスを輸出したが、1980 年以降は極少量に減っている。続けてペルシャ湾岸南部の Kangan 地区からカスピ海南の Gazvin まで約 1,200km(56")の IGAT-II を IGAT-I に沿って敷設した。

現在 IGAT-II に沿って IGAT-III(56")が途中まで建設中であり、次の IGAT-IV(56")がペルシャ湾南岸(South Pars)の Asaluyeh からテヘランまでの 1,100km を 3 期に分けて 2004 年までの完成予定で計画されている。

上記 IGAT 幹線ラインの他に天然ガス輸出用パイプライン建設計画を表 2 - 18 と表 2 - 19 に示す。

イランにはトルコ、アルメニア、アゼルバイジャン、パキスタン、インド、極東、欧州へのパイプライン及び LNG による天然ガス輸出構想があるものの、2000 年 11 月末時点で具体化しているのは、トルコへのパイプラインによる輸出計画だけである。

1996 年 8 月にイランとトルコは天然ガスを 2000 年からトルコ国境まで 22 年間(計 1,900 億 m³)供給協定に調印した。しかしトルコ側のパイプライン建設が遅れて供給開始は 2001 年 7 月からに変更した。

インド向けに関しては、イランからパキスタンを経由してインドの西岸に至る全長 2,200km 輸出能力 180 ~ 220 億 m³/年の海底パイプラインの構想が発表されたが、インドとパキスタンの政治的対立が原因で、この構想はイランから LNG を輸入することになっている。これは South Pars ガス田付近に 10 億 \$ を投資して LNG プラント 300 万 t/年を 2 系列建設し、インドの精製業者 Reliance とマレーシアの Petronas が製品引き取りを計画している。

なお、天然ガスの開発及び輸出に関しては、パイプラインによる輸出や LNG の輸出以外にも最近になって GTL(ガスの液化)での輸出も検討されている。NIOC と NPC は RD/Shell と South Pars の天然ガスを利用して GTL プラント(7 万 B/D)建設の FS 実施に合意している。

表 2 - 18 イランの天然ガス輸出構想

| プロジェクト | 輸送手段 | 輸血量 (億 m ³) | 稼働開始時期 | 現 状 |
|--------------|--------------|----------------------------|--------|------|
| イラン～トルコ | パイプライン | 30～100 | 2000年 | 調印済み |
| イラン～アルメニア | パイプライン | 10 | 2000年 | 調印済み |
| イラン～アゼルバイジャン | パイプライン | 4 | 2000年 | 調印済み |
| イラン～パキスタン | パイプライン | 80～150 | 2005年 | MOU |
| イラン～欧州 | パイプライン / LNG | 40～160 | | 調印済み |
| イラン～極東 | LNG | 60 | | 調印済み |
| イラン～インド | LNG / パイプライン | 30～100 | 2006年 | MOU |

出所：NIOC(1999年11月)

表 2 - 19 イランガスパイプライン計画

| プロジェクト | Owner | パイプ 買付 | 全長 / 外径 / 数量 / スペック / サワー有無 | 備 考 | |
|-----------------------------|----------------------|----------------------|--|--|--|
| IGAT-IV | Ph-1 | NIGC | MJF | 全長300km(56")26万t X70グレード(non sour) | 2004年よりガス供給開始予定。区間は Ph-1：Assaluyeh-Shiraz Ph-2：Shiraz-Esfahan |
| | | NIGC | MJF | 全長400km(56")34万t X70グレード(non sour) | |
| | | NIGC | NIGC | 全長400km(56")35万t X70グレード(non sour) | |
| Neka-Tehran | NIOC | NIOC | 全長135km(30/32")2.6万t X65グレード(sour) | Ph-1,Ph-2開通後、Ph-3にて Assaluyeh-Tehran (or Saveh)までパイプラインを延長する。 | |
| Agha Jari | Petro Pars | Petro Pars | 全長300km(56")34万t X70グレード(non sour) | 2005年完成予定。 | |
| South Pars | Agip/ Petro Pars等 | Agip/ Petro Pars等 | Phase4-8(32")22万t X65グレード(non sour) | Phase-4/5(各1100)敷設工事予定：2002～3年。 Phase-6/7/8(各100)敷設工事予定：2003～4年。 Ph-4/5のガスは Assaluyeh 精製後 IGAT-IV で連結。 Ph-6-8のガスは Agha Jari PL にて Agha Jari まで輸送。 | |
| | | | Phase9-25(32")73万t X65グレード(sour) | | |
| Iran-Ibdiya | NIOC(?) | | 全長2,000km(56"?)180万t X70グレード(non sour?) | 2000年11月にイラン及びインド政府が本PJの 取り進めを確認。パキスタン通過せずに海底 PLとする予定。 | |
| その他(IGAT-III・イラン国内・カスピ海沿岸等) | | | | | |

出所：住友商事(株)収集資料

2 - 3 カスピ海沿岸諸国の石油・ガス開発とイラン

2 - 3 - 1 石油・ガス資源開発(OIL & GAS JOURNAL DEC.17,2001)

イランはカスピ海の南岸を領有しているが、沿岸諸国が次々この領域での石油資源開発に世界的な注目をうける成果をあげているなかにあつて、自国領の開発はかなりの遅れをとっている。しかしイランの国策から、1999年になってやっと外国企業とパイバック方式による契約が成立し、本格的な探鉱を開始できる状態になった。実際の試掘開始は2004年までは難しいともいわれている。

したがってここでは、カスピ海領域国のアゼルバイジャン、カザフスタン、ロシア、トルクメニスタンの開発の進捗状況を紹介して、これからイランがとっていくであろうカスピ海領域でのエネルギー政策を理解するうえの参考に資する。

(1) 石油開発

最近、カスピ海領域の石油・ガス開発の状況は、世界規模の発見として伝えられている。

ロシアのこの地域におけるこれまでの優勢な立場は、2000年に Yuri Korchagin と Khvalynskoye 油田を発見したことで、より強力なものになったと思われた。しかし同じく2000年、カザフスタンは世界最大油田の1つと評価される Kashagan 油田を発見し、埋蔵量の均衡を塗り替えてしまった。また一方ではすべての主要なプロジェクトで発見されている大規模なガス田の存在も、カスピ海領域開発に大きな弾みをつけている。この Kashagan の発見と埋蔵量獲得競争は、その成果によって新旧企業の入替わりも激しく、有名企業の敗退も伝えられている。カスピ海での評価が石油企業の今後の成否の鍵を握っているともいわれている。

表 2 - 20 カスピ海地域の石油・ガスの埋蔵量

| | 石 油 (百万バレル) | ガ ス | | |
|----------|----------------|----------|--------------|----------|
| | | (10億 cf) | オイル相当(百万バレル) | ガスの比率(%) |
| アゼルバイジャン | 6,625 | 21,358 | 10,384 | 36.2 |
| カザフスタン | 29,839 | 93,313 | 46,262 | 35.5 |
| イラン | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ロシア | 750 | 1,250 | 970 | 22.7 |
| トルクメニスタン | 2,177 | 91,060 | 18,204 | 88.0 |
| 合 計 | 39,391 | 206,981 | 75,820 | 48.0 |

出所：OIL & GAS JOURNAL Dec, 17, 2001

表2 - 20 に集計されているように、2002年1月現在のカスピ海地域の原油埋蔵量の合計は394億バーレルになる。このうちカスピ海地域の5か国が開発している主要油田のKashagan, Tengiz, Karachaganak, Azeri-Chirag-Guneshli(ACG), Shah-Danis とロシアの Severnyi 地区の6か所だけで、計269億バーレルと推定され、この地域全体の68%に相当する。Wood Mackenzie の評価によると、Kashagan 油田は少なく見積っても10億バーレルを埋蔵し、この領域の25%以上に相当する。カザフスタン地域でのこの巨大油田の発見は、この国の地位を不動なものとし、カスピアン原油の75%を保有することになる。さらに分析調査が進めばこれは増加の方向にあり、カザフスタンを一層強力なものにするであろう。

ロシアは Yuri Korchagin と Khvalynskoye 油田の自国地域から7億5,000万バーレルの追加埋蔵量を発見したが、アゼルバイジャンは66億バーレルを発見して全体の17%を得て2番目の地位を確かなものにした。しかし2000年と2001年に行われたアゼルバイジャンの南カスピ海での試掘では、結局可能性のないことが分かり失望している。トルクメニスタンの石油埋蔵量は、おおよそ6%で22億バーレルあり変更はない。一方イランはまだ探鉱が完了してないので、このカスピ海地域の発見には貢献していない。

(2) ガス開発

Kashagan 油田の発見は、これに約25兆cfの随伴ガスの含有が予測できるので、カザフスタンは、巨大なガス埋蔵量を保持するトルクメニスタンとともにガス供給者としての位置を高めている。

カスピ海領域のガス埋蔵量は207兆ft³と推定されるが、カザフスタンとトルクメニスタンがそれぞれ45%と44%を占めている(表2 - 20参照)。カザフスタンは大量のガスを所有しているが、特にTengiz と Kashagan 油田からのガスを含め多くのガスは酸性である。したがってこれを改善するにはコストがかかる。カザフスタンやこの地域では適正なガス価格で引き取ってくれる市場もなく、この酸性ガスの精製には費用がかかるので、このカザフスタンの多くのガスは当分の間価値が否定的である。アゼルバイジャンのガス埋蔵量は主として巨大なShah Daniz ガス田からのもので、この領域の10%になる。このガス量は多くはないが、アゼルバイジャンは地理的に有利な条件にあるため、トルコと国際価格でのガス取り引き契約に成功している。他のカスピ海沿岸国と違って、アゼルバイジャンは追加のガス市場獲得にも有利な立場にあり、長期間にわたりガス資産に投資していくことができる。

すべてのガス開発プロジェクトにとって、ガスからの利益に与かるには、この地域での開発と投資の最適化を図るため長期のガス売買契約を保証するか、価値ある代替利用を考えねばならない。

(3) 原油生産

Wood Mackenzie の評価によるとカスピ海領域の原油生産は、2000 年には 120 万 B/D を生産したが、2015 年までにはこの既発見井だけで 3 倍以上の 380 万 B/D を超えるであろうと予想している(表 2 - 21 参照)。カザフスタンとアゼルバイジャンはこの地域での生産を続けて 2015 年までには各々 250 万 B/D と 100 万 B/D に達するであろう。

表 2 - 21 カスピ海地域の原油生産推移と予想

(1,000 B/D)

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 |
|----------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| アゼルバイジャン | 251 | 186 | 282 | 406 | 1,112 | 954 | 519 |
| カザフスタン | 518 | 409 | 736 | 1,629 | 2,246 | 2,484 | 2,144 |
| イラン | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ロシア | 0 | 0 | 0 | 32 | 100 | 85 | 63 |
| トルクメニスタン | 114 | 100 | 154 | 272 | 318 | 333 | 251 |
| 合計 | 881 | 695 | 1,172 | 2,339 | 3,786 | 3,856 | 2,977 |

出所：OIL & GAS JOURNAL Dec, 17, 2001

しかしながら既発見の油田だけでは、カスピ海域の原油生産は 2015 年以降は減衰していくと思われるが、多分 2020 年を越えて 350 ~ 400 万 B/D の安定水準を続けていく新規探鉱の成功が期待できる。

カスピ海油田の原油性状は大部分がかなりの軽質で、カザフスタンの Tengiz と Kashagan 油田の原油は、API 比重が 40 度以上で硫黄含有量も中程度である。しかしメルキャプタン濃度は比較的高い。

カザフスタンは Kashagan 油田開発からの増加で調整し安定した増産を期待することができる。アゼルバイジャンの将来の原油増産はまさに Baku-Tbilisi-Ceyhan(BTC)輸出パイプラインの認可と建設にかかっている。BTC が 2005 年までに運転開始すれば、ACG プロジェクトは全稼働してアゼルバイジャンの原油生産を 2010 年までにはほぼ 4 倍の 110 万 B/D 以上に上げることが可能となる。一方 2010 年以降も将来の探鉱によりこの地区の埋蔵量もしたがって生産も増加はしていくと思われるが、期待されていた最近のアゼリ地区での探鉱の失敗は、カスピ海南部での期待に厳しい疑問を投げかけることになった。

北部のロシアとカザフスタン地区では、この地区での新油田発見によって将来の増産が見込まれると楽観視されている。トルクメニスタンでの原油の生産は、主に Cheleken と Livanov の契約地での進捗により影響される。生産は 2015 年以降に既存油田が衰退していく前の 2010 年までには 31 万 8,000B/D までの増加が期待される。

カスピ海のロシア地区では、生産は 2004 年に Severnyi ブロックから、初めは Yuri Korchagin 油田とその後 Khvalynskoye のフェーズ分けから多分始まるであろう。

イランはカスピ海地区ではまだ探鉱を始めていないので、2010 年前にこの地区での原油生産に参入することは期待されていない。

(4) ガス生産

既存発見井からだけで評価すると、カスピ海領域では 2010 年までに約 16 ~ 17bcfd の天然ガス生産の可能性がある。主にトルクメニスタンが 49%、カザフスタンが 38% を占めている(表 2 - 22 参照)。

カザフスタンで短中期のガス生産に寄与する主要プロジェクトは、Karachaganak, Tengiz, と Kashagan の開発である。

表 2 - 22 カスピ海地域のガス生産推移と予想(MM cfd)

| | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 |
|----------|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|
| アゼルバイジャン | 1,070 | 643 | 584 | 965 | 2,040 | 2,262 | 1,713 |
| カザフスタン | 769 | 701 | 807 | 3,302 | 6,345 | 7,420 | 6,736 |
| イラン | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| ロシア | 0 | 0 | 0 | 52 | 167 | 142 | 106 |
| トルクメニスタン | 8,491 | 3,154 | 4,484 | 8,356 | 8,172 | 6,621 | 4,828 |
| 合計 | 10,330 | 4,498 | 5,875 | 12,675 | 16,724 | 16,445 | 13,383 |

出所 : OIL & GAS JOURNAL Dec, 17, 2001

トルクメニスタンではガスの生産量は、新規埋蔵の開発ではなくて、既存ガス田の生産能力と市場の需要によって大きく変動している。アゼルバイジャンのカスピ海ガス生産は、主に Shah Daniz ガス田プロジェクトと、トルコや近隣諸国と追加のガス売買契約が保証できるかどうか、その程度によって影響をうける。新しい探鉱の成功は 2010 年を超えてガスの生産を増加させていくであろう。北部のカザフ地区では問題となる酸性随伴ガスが予想されるのに、カスピ海南部では Shah Daniz のような問題のないクリーンなガスが、より確かに発見されるであろうと考えられる。ガス埋蔵量の大部分は、地方や地域及び国際市場

がなく暗礁に乗り上げたままになってはいるが、カスピ海ガス生産の進展の可能性は大きなものがある。

トルクメニスタンとカザフスタンのガスはロシアの優勢に従っており、その結果国際ガス価格で取り引きする市場を見つけることはほとんどできないでいる。この10年の間にガス供給能力が十分に需要を超えることが予想されるような地域では、追加のガス市場の確保、輸出パイプライン建設の資金調達、技術や政治リスクの処理等がその地域でのガス生産の可能性を実現していけるかどうかの鍵となっている。

2 - 3 - 2 スワップ取り引き

カスピ海領域におけるイランの資源開発は、近隣諸国からはかなりの遅れをとってはいるが、1999年以降は外資を導入し、外国石油企業と本格的な探鉱を開始している。現在は地震探査の段階で、有望鉱区選定の分析に入っている模様。1994年ころより試掘が始まるであろうと予想されている。

一方カスピ海近隣諸国は内陸部に位置し、開発生産した石油・ガスを国際市場に出すのに容易ではない。隣国を跨ってパイプラインを敷設するか、他国の港から輸出するかである。

いずれも長距離輸送のための投資を必要とし、石油・ガスの国際価格との競合もある。

イランはこの点非常に有利な地理条件にあり、これら石油・ガスを通行料を徴収し、パイプラインで自国領域を通して西側諸国やパキスタン、インドへの輸出、またペルシャ湾からアジア地区その他への輸出を提案し、早くからカスピ海の沿岸産油諸国と交渉してきた。

また同時に、このほかの方法として、これらの国と原油の交換を行って、カスピ海原油を受け取り、イラン北部にある精油所で精製する。代わりにイラン南部で生産した原油をペルシャ湾から産出国のものとして輸出するいわゆるスワップ取り引きを行っている。

イランのこれら取り引きの現況を以下に紹介する。

- ・イランは1996年からカザフスタンと原油スワップ取り引きを行っている。これは、イラン国内では北部が主要な石油消費地、南部が主要原油生産地となっているため、その位置条件を利用している。しかし実際にはカザフスタンの原油の性状が、イラン国内製油所での精製に適していないために、この原油スワップ取り引きは行われていない。

- ・トルクメニスタンとの間で原油スワップ取り引きが行われている。同国で操業する Dragon Oil と Monument の英国企業 2 社との間で 1998 年中ごろから実施されている。ただし取り引き量は数千 B/D 程度と限定的である。
- ・イランはカスピ海原油の輸送ルートとしての優位性を確保し、他のルートと比較した場合の競争力を向上させるために 2000 年に入ってからスワップに関するタリフを引き下げる処置をとった。またスワップ取り引きに関連して、イラン国内のネカとテヘラン間の原油パイプラインの国際入札を行い、1999 年に中国企業と契約した。
- ・イランはカザフスタンとトルクメニスタンにとっては、自国の原油、ガスを旧ソ連圏外に輸出する場合には地理的に重要な位置にある。この特性を生かして、イランは両国に対して、イランルート経由で原油、天然ガス輸出パイプラインの建設を提案している。
- ・イランとトルクメニスタンの間では 1995 年に天然ガス輸出パイプラインをトルクメニスタンの Korpedzhe からイランの Kord Kuy まで建設することで同意され、1997 年からイランへの湧出が開始されている。一方トルクメニスタンからトルコ市場向けへのイラン経由天然ガスパイプライン建設も検討されている。

2 - 4 国内燃料事情

イランでの最終エネルギーの消費は 1998 年において 7,915 万 TOE であった(表 2 - 23)。このうち、石油が 4,543 万 TOE で全体の 57%、ガスが 2,629 万 TOE で全体の 33% を占めており、これら 2 つで最終エネルギー消費の 90% を占めている。石炭と電力はそれぞれ 0.3%、9% とわずかな比率を占めるにすぎない。

1998 年の最終エネルギー消費全体では 1990 年比で 31% の増加となっている。1990 年と比較した場合、石油は 9% の増加、ガスと電力は約 2 倍の増加で、石炭は 73% の減少となっている。

表 2 - 23 イランの最終エネルギー消費の推移

(単位：1,000TOE)

| | 石 炭 | 石 油 | ガ ス | 電 力 | 合 計 |
|--------|-------|--------|--------|-------|--------|
| 1990 年 | 1,029 | 41,559 | 13,700 | 3,879 | 60,167 |
| 1991 年 | 1,123 | 43,338 | 12,200 | 4,229 | 60,890 |
| 1992 年 | 1,222 | 43,845 | 16,858 | 4,897 | 66,822 |
| 1993 年 | 867 | 47,523 | 18,567 | 4,998 | 71,955 |
| 1994 年 | 902 | 51,175 | 16,711 | 5,387 | 74,175 |
| 1995 年 | 1,040 | 49,102 | 19,026 | 5,571 | 74,739 |
| 1996 年 | 577 | 50,301 | 25,517 | 5,888 | 82,283 |
| 1997 年 | 251 | 42,954 | 26,368 | 6,776 | 76,349 |
| 1998 年 | 275 | 45,430 | 26,289 | 7,157 | 79,151 |

出所：Energy Statistics and Balances of Non-OECD Countries, 各版より作成。

IEEJ：国際動向 2001 年 3 月掲載

部門別の消費量を見ると、石炭は産業部門だけで使用されている(表2 - 24)。

表2 - 24 イランでの部門別石炭消費量の推移

(単位：1,000TOE)

| | 産業部門 | 交通部門 | 民生部門 | 他部門 | 特定不能 | 非エネルギー | 合計 |
|-------|-------|------|------|-----|------|--------|-------|
| 1992年 | 1,222 | - | - | - | - | - | 1,222 |
| 1993年 | 867 | - | - | - | - | - | 867 |
| 1994年 | 902 | - | - | - | - | - | 902 |
| 1995年 | 1,040 | - | - | - | - | - | 1,040 |
| 1996年 | 577 | - | - | - | - | - | 577 |
| 1997年 | 251 | - | - | - | - | - | 251 |
| 1998年 | 275 | - | - | - | - | - | 275 |

出所：1. Energy Statistics and Balances of Non-OBCD Countries, 各版より作成。

2. 「イランの石油ガス開発と我が国へのインプリケーション」エネルギー総合推進委員会(トーマン提供資料)

注：統計データの制約上、1992年の数値から示している。

石油は産業、交通、民生の各部門で使用されているが、特に交通部門での消費量の伸びが大きい(表2 - 25)。

表2 - 25 イランでの部門別石油消費量の推移

(単位：1,000TOE)

| | 産業部門 | 交通部門 | 民生部門 | 他部門 | 特定不能 | 非エネルギー | 合計 |
|-------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|
| 1992年 | - | 8,811 | 1,718 | - | 30,100 | 3,216 | 43,845 |
| 1993年 | 6,994 | 15,910 | 12,770 | 8,253 | - | 3,595 | 47,522 |
| 1994年 | 8,637 | 17,794 | 13,092 | 8,201 | - | 3,451 | 51,175 |
| 1995年 | 8,321 | 16,878 | 12,637 | 7,815 | - | 3,451 | 49,102 |
| 1996年 | 7,654 | 19,445 | 12,931 | 7,334 | - | 2,938 | 50,302 |
| 1997年 | 6,232 | 21,331 | 5,177 | 7,120 | - | 3,095 | 42,955 |
| 1998年 | 7,532 | 22,946 | 5,291 | 6,616 | - | 3,045 | 45,430 |

出所：1. Energy Statistics and Balances of Non-OBCD Countries, 各版より作成。

2. 「イランの石油ガス開発と我が国へのインプリケーション」エネルギー総合推進委員会(トーマン提供資料)

注：統計データの制約上、1992年の数値から示している。

ガスについては民生部門での消費量が1992年から1998年の期間中に7.2倍と急増しているが、交通部門での使用はこれまでのところない。しかしながらテヘランでは自動車の排気ガスによる大気汚染が深刻で、これを防止するために、今後ガスを燃料とするCNG車が普及すれば、この部門の消費も増えていくものと予想される(表2 - 26)。

表 2 - 26 イランでの部門別ガス消費量の推移

(単位：1,000TOE)

| | 産業部門 | 交通部門 | 民生部門 | 他部門 | 特定不能 | 非エネルギー | 合計 |
|-------|--------|------|--------|-------|--------|--------|--------|
| 1992年 | 9,605 | - | 1,718 | - | 30,100 | 3,216 | 44,639 |
| 1993年 | 10,579 | - | 7,988 | - | - | - | 18,567 |
| 1994年 | 9,521 | - | 7,189 | - | - | - | 16,710 |
| 1995年 | 10,911 | - | 8,115 | - | - | - | 19,026 |
| 1996年 | 15,185 | - | 8,969 | 1,362 | - | - | 25,516 |
| 1997年 | 10,981 | - | 13,770 | 1,617 | - | - | 26,368 |
| 1998年 | 12,393 | - | 12,389 | 1,507 | - | - | 26,289 |

出所：1. Energy Statistics and Balances of Non-OBCD Countries, 各版より作成。

2. 「イランの石油ガス開発と我が国へのインプリケーション」エネルギー総合推進委員会(株)トーマンパワーホールディング提供資料)

注：統計データの制約上、1992年の数値から示している。

電力に関しては産業・民生の両部門での消費量が1992年から1998年までの期間中に約1.5倍増加した(表2-27)。

表 2 - 27 イランでの部門別の電力消費量の推移

(単位：1,000TOE)

| | 産業部門 | 交通部門 | 民生部門 | 他部門 | 特定不能 | 非エネルギー | 合計 |
|-------|-------|------|-------|-------|------|--------|-------|
| 1992年 | 1,539 | - | 1,678 | 1,680 | - | - | 4,897 |
| 1993年 | 1,339 | - | 1,859 | 1,800 | - | - | 4,998 |
| 1994年 | 1,677 | - | 1,826 | 1,884 | - | - | 5,387 |
| 1995年 | 1,759 | - | 1,860 | 1,952 | - | - | 5,571 |
| 1996年 | 1,868 | - | 1,373 | 2,647 | - | - | 5,888 |
| 1997年 | 2,502 | - | 2,281 | 1,993 | - | - | 6,776 |
| 1998年 | 2,556 | - | 2,467 | 2,135 | - | - | 7,158 |

出所：1. Energy Statistics and Balances of Non-OBCD Countries, 各版より作成。

2. 「イランの石油ガス開発と我が国へのインプリケーション」エネルギー総合推進委員会(株)トーマンパワーホールディング提供資料)

注：統計データの制約上、1992年の数値から示している。

一方、1995年10月に日本で開催された第16回世界エネルギー会議でイラン側より提出された最終エネルギー需要見通しによれば、2000年における石油、ガス、電力、石炭の消費割合はそれぞれ57.8%、31.3%、9.3%、1%に対して、2010年では47.4%、38.6%、13%、0.7%となっている(表2-34)。そしてこれからますます天然ガスの利用が増え、この15年間で石油消費に迫る見通しを立てている。

2 - 4 - 1 発電燃料

イランの発電能力はイラン・イラク戦争終了時の1988年に1万4,000MWだったが、1994年現在、2万MWに達している。そして1995年末で、合計2万2,420MWで、その構成比は蒸気52%、コンバインドサイクル20%、ガス17%、水力9%、ディーゼル3%となっている。また、1996年度はエネルギー省の見通しでは2万7,150MWを設定している。2000年3月の第2次開発計画終了までには、蒸気、ディーゼルは現状レベルを維持する一方、コンバインドサイクル、ガス及び水力を増強する。

発電燃料の消費量に関しては、1988年にディーゼルオイル180万m³、重油390万m³、天然ガス60億m³となっている(表2 - 28)。

表2 - 28 The consumption of different types of fuel

| | Year | | | | | |
|------------------------------|-------|-------|--------|--------|-------------------------|-------------------|
| | 1979 | 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 |
| Type of fuel | 1,398 | 983 | 948 | 1,010 | 1,280 | 1,622 |
| Diesel oil M lit. | 1,064 | 1473 | 1,900 | 1,947 | 2,618 | 3,183 |
| Heavy fuel M lit. | 2,335 | 2278 | 2,360 | 3,177 | 3,621 | 3,885 |
| Natural gas M m ³ | 4,797 | 4,734 | 5,208 | 6,134 | 7,519 | 8,690 |
| Total M lit. | 1,398 | 983 | 948 | 1,010 | 1,280 | 1,622 |
| | Year | | | | % Average annual growth | % of total growth |
| | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | | |
| Type of fuel | 2,191 | 1,642 | 1,480 | 1,800 | 2.8 | 5.8 |
| Diesel oil M lit. | 3,568 | 4,150 | 3,559 | 3,900 | 15.5 | 41.1 |
| Heavy fuel M lit. | 3,993 | 3,856 | 5,451 | 6,000 | 11.1 | 53.1 |
| Natural gas M m ³ | 9,752 | 9,648 | 10,490 | 11,700 | 10.4 | 100 |
| Total M lit. | 2,191 | 1,642 | 1,480 | 1,800 | 2.8 | 5.8 |

出所：1. National Strategy for Environment and Sustainable

5. Sustainable Energy Development Economics, Conservation and Renewable Resources(by world Bank and UNDP)

2. 「National Strategy for Environment and Sustainable Development」(The world Bank and United National Development program)

そして1996～1997年における発電用天然ガスの年間消費量は138億2,400万m³である(表2 - 29)。

表 2 - 29 イランの販売用天然ガス消費量

(Unit: Million cu m)

| | 1373(1994-95) | 1374(1995-96) | 1375(1996-97) (%) | | Growth Rate(%/y) 94-95/96-97 |
|---------|-----------------|-----------------|-----------------------|-------|-----------------------------------|
| | | | | | |
| 家庭燃料用 | 8,630 | 9,812 | 10,984 | 24.5 | 12.8 |
| 商業用 | 1,207 | 1,386 | 1,668 | 3.7 | 17.6 |
| 会社燃料用 | 1,897 | 2,020 | 2,184 | 4.9 | 9.3 |
| 工業用 | 25,117 | 27,277 | 29,934 | 66.9 | 9.2 |
| 発電用 | } 14,156 | } 14,324 | 13,824 | 30.9 | |
| 石油精製用 | | | 1,109 | 2.5 | |
| 石油化学用 | 4,712 | 5,322 | 4,960 | 11.1 | 6.5 |
| 石油化学用燃料 | 2,711 | 3,190 | 2,977 | 6.6 | 4.8 |
| 石油化学用原料 | 2,001 | 2,132 | 1,983 | 4.4 | -0.5 |
| その他の工業用 | 6,249 | 7,631 | 10,041 | 22.4 | 26.8 |
| 合 計 | 36,851 | 40,495 | 44,770 | 100.0 | 10.2 |

出所：1. Ministry of Energy "Energy Balance Sheet, 1375"

2. (財)中東協力センター提供(イラン、カタール、UAEにおける石油化学工業の動向調査、2000)

一方、重油は1997年度で700万 m³になっている。

1988年から1996年の間に発電能力は1.94倍となり、天然ガス消費量は2.3倍、重油の消費量は1.79倍になっている。

イラン国営電力会社 Tavanir のファズロツラーヒ副社長によれば、同社の電力政策は以下の3点に要約される。

- 1) 水力以外の発電所は大都市郊外に開発を進める。
- 2) エネルギー効率が高く、クリーンエネルギーでもある天然ガス・蒸気のコンバインドサイクル発電の導入に力を入れる。
- 3) 再生可能であり、開発の余地がある水力発電事業も引き続き拡大していく。

したがって、今後の発電燃料は上記政策と、大都市での大気汚染の問題からますます天然ガスの消費が増加するものと思われる。

2 - 4 - 2 自動車燃料

現在、イラン国内の自動車の稼働台数は約350万台あり、そのうち約6割200万台がテヘランで稼働されている。そのうち、ディーゼル車(バス、トラック)については稼働割合は12%であるが、自動車全体に対する燃料消費率は48%に至る。LPG車については、1995年にLPG・ステーションモデル第一号を日本の技術(出光興産)で立ち上げたのを皮切りに2000年現在、

テヘラン市内の約 20 か所、市外に数箇所の LPG・ステーションを建設、タクシーを中心に LPG 車の普及も約 8 万台に達している。しかし、LPG の生産能力の限界並びに生産原価の問題から、LPG 車の普及は頭打ちとなりつつある。

2000 年に入りイランでは石油省が中心となり、環境改善並びにクリーンエネルギーとして国際的にも注目を浴びている天然ガスの有効利用を目的に圧縮天然ガス自動車(CNG 車)をイラン全土に本格的に導入することの検討を開始した。

ガソリンの消費量は 1998/99 年で年間 23 万 7,000B/D である(表 2 - 30)。

表 2 - 30 石油製品の国内消費量推移

| | 1991/92 年 | 1994/95 年 | 1995/96 年 | 1996/97 年 | 1997/98 年 | 1998/99 年 |
|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| LPG | 46 | 55 | 53 | 58 | 58 | 58 |
| ガソリン | 155 | 197 | 197 | 208 | 220 | 237 |
| 灯油 | 151 | 187 | 181 | 192 | 183 | 171 |
| JET | 12 | 14 | 13 | 15 | 18 | 17 |
| 軽油 | 347 | 391 | 376 | 394 | 405 | 401 |
| 重油 | 221 | 265 | 256 | 268 | 278 | 235 |
| 潤滑油 | 6 | 10 | 9 | 6 | 8 | 8 |
| アスファルト | 35 | 47 | 41 | 47 | 47 | 46 |
| 他 | 6 | 6 | 6 | 9 | 8 | 13 |
| 合計 | 979 | 1,172 | 1,132 | 1,197 | 1,225 | 1,186 |

出所：1. NIOC 資料

2. 平成12年度石油資源開発等支援調査「イラン国テヘラン市・バスCNG化プロジェクトに係るF/S調査」
(日本貿易復興会)

ガソリンの種類としては有鉛レギュラーガソリン、有鉛スーパーガソリン、無鉛レギュラーガソリンがある。有鉛ガソリンについては、NIOC MOGAS 220 及び 226 でガソリンの仕様が規定されている(表 2 - 35、表 2 - 36)。無鉛ガソリンについては仕様が無い。

国際的に認められたラボラトリーがテヘランのガソリンを分析したところ、表 2 - 37 の結果が得られた。この表によれば各種ガソリンの鉛とベンゼンの含有量は下記のごとくなる。

| | 有鉛レギュラー | 有鉛スーパー | 無鉛レギュラー |
|-------------------|---------|---------|---------|
| Lead(mg/l) | 220 | 70/80 | 2 |
| Benzene(% vol.) | 2.7/2.8 | 5.7/5.4 | 3.0 |

日本ではレギュラーガソリンについては1975年から、プレミアムガソリンについては1983年から鉛の使用が中止された。ベンゼンについては2000年をめぐり1%以下の含有量に低減された。

ディーゼルオイルの消費量はガソリンとほぼ同等と考えられる。仕様はNIOC GAS OIL 606で規定され、硫黄の含有量はmax.1.0wt%になっている(表2 - 38)。日本では1997年からディーゼルオイルにふくまれる硫黄分は0.05%以下に低減された。

大気汚染問題が深刻化するイランにおいて、環境省は2000年3月21日から排ガス規制を行っている。この排ガス規制はガソリン車ばかりでなく、バス、トラック等の大型ディーゼル車も対象となっており、大型車はEURO Iレベルに相当するECE-R49/02(level A)の基準を遵守しなければならない。さらに、2002年3月21日にはEURO IIレベルに相当するECE-R49/02(level B)の基準が施行されることになっている(表2 - 31)。

表2 - 31 ディーゼル重量車のヨーロッパ排ガス規準
(gram/kWh)

| | ECE-R49/02 (Level A) "EURO I" | ECE-R49/02 (Level B) "EURO II" |
|-----|----------------------------------|-----------------------------------|
| CO | 4.5 | 4.0 |
| HC | 1.1 | 1.1 |
| Nox | 8.0 | 7.0 |
| PM | 0.36 | 0.15 |

出所：東京ガス株式会社「イラン国テヘラン市、バスCNG化プロジェクトに係るF/S調査」報告書

しかし、実態はディーゼル燃料の質等の問題もあり、この基準を満足する車両を生産するのが不可能なため、この基準が強制力をもつのはEURO Iについては2001年3月21日以降、EURO IIについては2003年3月21日以降と1年ずつ繰り延べられるとのことである。ちなみにガソリン車においては、2000年3月21日以降ECE15.04が施行されているが、実態は大型車同様、基準を満足できるモデルが少ないため、強制的に施行されるのは1年繰り延べの2001年3月21日とのことである。さらに環境省は2004年までに、もっと基準の厳しいECE-R83を施行したい意向である。

このような環境のなかで、バスのCNG化はイラン政府の政策により今後強力に推し進められるのは確実である。各CNG化レベルに応じた費用の内訳とCNGバス及びディーゼルバスの排出汚染物質質量を示す(表2 - 32、表2 - 33)。

表 2 - 32 各 CNG 化レベルに応じた費用の内訳

(US\$)

| | 現行 CNG 改造 | EURO I 改造 | EURO II 改造 |
|----------|-------------|-------------|---------------|
| 改造 / 製造者 | Vahed Motor | Vahed Motor | Shahab Khodro |
| 排ガス浄化 | なし | 三元触媒 | 希薄燃焼 |
| 購入部品 | 2,700 | 2,700 | 6,100 |
| 組立、自作部品 | 500 | 500 | 1,000 |
| 容器 | 4,200 | 4,200 | 4,200 |
| 電子制御部品 | 0 | 2,500 | 4,000 |
| 計 | 7,400 | 9,900 | 15,300 |

出所：東京ガス株式会社「イラン国テヘラン市、バス CNG 化プロジェクトに係る F/S 調査」報告書

表 2 - 33 CNG バス及びディーゼルバスの排出汚染物質

(mg/km)

| 排出汚染物質 | CO | HC | Nox | Sox | PM |
|------------|--------|-------|--------|-------|-------|
| 現行 CNG 改造 | 5,758 | 611 | 51,091 | 9.5 | 313 |
| EURO I 改造 | 793 | 113 | 10,553 | 8 | 65 |
| EURO II 改造 | 705 | 113 | 9,234 | 8 | 27 |
| 現行ディーゼル車 | 11,786 | 7,022 | 10,666 | 5,111 | 2,816 |

出所：東京ガス株式会社「イラン国テヘラン市、バス CNG 化プロジェクトに係る F/S 調査」報告書

2 - 4 - 3 産業用燃料

イランの 1998 年度の産業部門の石炭、石油、ガスの消費量の合計は 2,020 万 TOE で、消費割合は石炭：1.4%、石油：37.3%、ガス：61.4%である。年々石炭と石油の消費量が減少し、ガスの消費量が増加している(前述の表 2 - 24、表 2 - 25、表 2 - 26)。この傾向は今後とも続くものと思われる。

産業部門の天然ガスの 1996/1997 年の年間消費量は発電用を別とすれば、161 億 1,000 万 m³ で、天然ガス全消費量の 36%を占める。内訳は石油精製用：3%、石油化学用：11%、その他の工業用：22%である(前述の表 2 - 29)。

その他の工業の中で主要な産業のエネルギー消費を列記すると次のごとくなる。

- ・イラン鉄鋼業全体の 1994 年度のエネルギー消費は 4,136 万 9,000 Gcal/y で、この内訳は天然ガス：60%、石炭：23%、購入電力：16%、その他：1%である(表 2 - 39)。エネルギー原単位の加重平均値は、8,834 Mcal/t-CS であり、最新の製鉄所に比べ 50%程エネルギーを余分に消費している。

- ・ イランのセメント工業は、1995年度の時点で15社20工場が稼働しているが、使用燃料は、重油又は天然ガスが主流で、石炭は1工場のみである。イランのセメント工業全体のエネルギー消費量を推定するために、14工場の平均値を使用した(表2 - 40)。
- ・ イランの板ガラス工場は、1995年度時点で4社4工場稼働しているが、そのうちの3社3工場で全生産量の95%を生産している。この3工場の中で、2工場は燃料として天然ガスを使用し、残り1工場はNo.1窯の使用燃料を1995年に天然ガスに転換し、さらに他の窯も逐次転換することになっている。したがって、板ガラス工場の使用燃料は将来ほとんど天然ガスになると思われる。1994年度のエネルギー消費量は、天然ガス：約8,600万m³/yで燃料油：約7万8,000kl/yである(表2 - 41)。

2 - 4 - 4 家庭・商業用燃料

家庭・商業用燃料で石炭の消費はない。民生部門の石油及び天然ガスの1996年度と1997年度の消費量を比較してみると、石油は約60%減少し、天然ガスは約54%増加している。これは、イラン国内の天然ガスライン網が整備されると同時にガス田の開発が進み、天然ガスの供給が増加したため燃料が石油から天然ガスに切り替わってきているためと思われる。今後さらに大型ガス田の開発が見込まれているので、天然ガスの消費量が増えていくであろう(前述の表2 - 24、表2 - 25、表2 - 26)。

1996～1997年にかけての民生用(家庭燃料用、商業用、会社燃料用)の年間天然ガス消費量は約149億m³で、これはイランの天然ガス消費量の33%を占める(前述の表2 - 29)。

表 2 - 34 Final Energy Demand by Source and Sector(P J)

(Unit: Billion Joule)

| | 1970 | 1973 | 1979 | 1980 | 1985 | 1990 | 1992 | 1993 | 2000 | 2010 |
|------------------------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Coal | | | | | | | | | | |
| Industry | 9 | 26 | 46 | 48 | 39 | 29 | 37 | 45 | 55 | 67 |
| Transport | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Other | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| - of which: Residential | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Commercial | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Non-Energy Use | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Coal | 9 | 26 | 46 | 48 | 39 | 29 | 37 | 45 | 55 | 67 |
| Oil | | | | | | | | | | |
| Industry | 92 | 125 | 234 | 252 | 386 | 407 | 442 | 372 | 456 | 692 |
| Transport | 108 | 166 | 358 | 330 | 507 | 589 | 677 | 747 | 993 | 1,797 |
| Other | 154 | 215 | 451 | 409 | 645 | 660 | 773 | 916 | 1,408 | 1,864 |
| - of which: Residential | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Commercial | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Non-Energy Use | 17 | 28 | 58 | 59 | 82 | 86 | 132 | 133 | 155 | 230 |
| Total Oil | 371 | 535 | 1,100 | 1,049 | 1,619 | 1,741 | 2,025 | 2,167 | 3,012 | 4,583 |
| Natural Gas | | | | | | | | | | |
| Industry | 3 | 23 | 9 | 20 | 58 | 214 | 269 | 386 | 1,026 | 2,421 |
| Transport | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Other | 0 | 1 | 20 | 33 | 127 | 128 | 288 | 339 | 605 | 1,311 |
| - of which: Residential | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Commercial | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Non-Energy Use | 59 | 71 | 65 | 26 | 1 | 116 | 112 | 63 | 0 | 0 |
| Total Natural Gas | 62 | 91 | 94 | 79 | 185 | 458 | 669 | 789 | 1,631 | 3,732 |
| Other | | | | | | | | | | |
| Industry | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Transport | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Other | 25 | 21 | 21 | 21 | 21 | 20 | 21 | 21 | 24 | 30 |
| - of which: Residential | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Commercial | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Non-Energy Use | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Other | 25 | 21 | 21 | 21 | 21 | 20 | 21 | 21 | 24 | 30 |
| Electricity | | | | | | | | | | |
| Industry | 14 | 25 | 21 | 31 | 41 | 53 | 66 | 75 | 139 | 376 |
| Transport | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Other | 9 | 14 | 36 | 39 | 81 | 128 | 144 | 156 | 347 | 876 |
| - of which: Residential | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Commercial | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Non-Energy Use | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Electricity | 22 | 39 | 67 | 69 | 122 | 181 | 209 | 231 | 486 | 1,252 |
| Heat | | | | | | | | | | |
| Industry | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Transport | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Other | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| - of which: Residential | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Commercial | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total Heat | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Final Energy Demand | | | | | | | | | | |
| Industry | 118 | 198 | 319 | 351 | 524 | 703 | 814 | 878 | 1,676 | 3,556 |
| Transport | 108 | 166 | 358 | 330 | 507 | 589 | 677 | 747 | 993 | 1,797 |
| Other | 187 | 252 | 529 | 501 | 874 | 936 | 1,226 | 1,433 | 2,384 | 4,081 |
| Non-Energy Use | 77 | 99 | 122 | 85 | 83 | 202 | 244 | 196 | 155 | 230 |
| Total Final Energy Demand PJ | 489 | 715 | 1,328 | 1,267 | 1,987 | 2,429 | 2,961 | 3,253 | 5,208 | 9,664 |
| MTOE | 12 | 17 | 32 | 30 | 47 | 58 | 71 | 78 | 124 | 231 |

出所： 1. Iranian National Committee/WEC, Ministry of Energy

2. イラン国エネルギー最適利用計画調査最終報告書(国際協力事業団、(財)省エネルギーセンター、日本エネルギー経済研究所)

表 2 - 35 Specification of regular petrol NIOC MOGAS 220(Regular motor gasoline)

| Method | | Specification | Test Method |
|--------------------------|----------------------|--------------------------|--------------|
| Specific Gravity | 60°F/60°F | To be reported | D1298 |
| Distillation Evaporated | | | D86 |
| 10% | | 65max. | |
| 50% | | 115max. | |
| 90% | | 180max. | |
| FBP | | 205max. | |
| Residue | % vol. | 2max. | |
| Losses | % vol. | To be reported | |
| Sulphur, Total | % wt. | 0.1max. | D1266 |
| Corrosion-3hrs. | 50 | No.1 strip | D130 |
| Vanpour pressure, Reid | 1b/inch ² | (1) | D323 |
| Gum Existent (Air Jet) | mg/100ml. | 4.0max. | D381 D910 |
| Induction period 212°F | | 480min. | D525 |
| Colour | Red | 1.0kg/1000m ³ | |
| Lead (as metal) | g/USG | 2.11max. | D526 |
| Octane Number (Research) | | 87min. | D2699 |
| Mercaptan content | ppm | 5max. | D1219 |

(1) Seasonal limit of vapour pressure will be as follows:

| | |
|------------------------------|--------|
| Mid-November - Mid-March | 10max. |
| Mid-March - Mid-May | 9max. |
| Mid-May - Mid-September | 8max. |
| Mid-September - Mid-November | 9max. |

The latest issues of relevant test methods shall be used.

出所：イラン国エネルギー最適利用計画調査最終報告書(国際協力事業団、(財)省エネルギーセンター、日本エネルギー経済研究所)

表 2 - 36 Specification for Fuel Oils, Kerosene, and Gas Oils

| Method | Specification | Test Method |
|------------------------|---------------|-------------|
| Motor octane rating | 87min. | D2730 |
| Research octane rating | 95min. | D2699 |
| Colour | Blue (1) | D2392 |

(1) Maximum dye addition 1.0kg/1000m³.

Note: NIOC MOGAS 226(Super motor petrol)

Specification characteristics for this grade shall be identical with those detailed in the latest issue of specification for Regular Motor Petrol(NIOC Mogas 220)with the exceptions shown in Table 2.4:2.

出所：イラン国エネルギー最適利用計画調査最終報告書(国際協力事業団、(財)省エネルギーセンター、日本エネルギー経済研究所)

表 2 - 37 Results from standard analysis of samples of petrol taken in Tehran

| Test Parameter | Test Method | Leaded Regular | | Leaded Super | | Unleaded Regular | |
|------------------------------------|-------------|----------------|-----------|--------------|-----------|------------------|-----------|
| | | Central | Periphery | Central | Periphery | Central | Periphery |
| Density at 15 (g/cm ³) | D4052-91 | 0.735 | 0.736 | 0.777 | 0.779 | 0.775 | 0.779 |
| Benzene content (% vol.) | GCC | 2.7 | 2.8 | 5.7 | 5.4 | 3.0 | 3.0 |
| Benzene content (% vol.) | SIS 155136 | 2.8 | 2.6 | 5.1 | 4.8 | 2.7 | 2.7 |
| Distillation % | D86-93 | | | | | | |
| IBP 0 | | 41 | 41 | 41 | 40 | 37 | 38 |
| 5% | | 55 | 52 | 62 | 62 | 56 | 58 |
| 10% | | 59 | 56 | 69 | 68 | 64 | 65 |
| 20% | | 65 | 63 | 79 | 78 | 77 | 79 |
| 30% | | 73 | 70 | 90 | 89 | 91 | 92 |
| 40% | | 81 | 79 | 99 | 99 | 103 | 104 |
| 50% | | 90 | 89 | 110 | 109 | 114 | 114 |
| 60% | | 101 | 99 | 120 | 118 | 123 | 124 |
| 70% | | 111 | 112 | 130 | 128 | 132 | 132 |
| 80% | | 114 | 128 | 140 | 138 | 141 | 141 |
| 90% | | 139 | 146 | 153 | 150 | 151 | 151 |
| 95% | | 154 | 161 | 166 | 160 | 162 | 160 |
| FBP | | 184 | 187 | 182 | 179 | 184 | 182 |
| Residue (% vol.) | | 0.8 | 1.0 | 1.1 | 0.6 | 0.8 | 0.9 |
| Loss (% vol.) | | 0.4 | 0.7 | 1.2 | 0.4 | 0.7 | 0.2 |
| Lead content (mg/l) | D3237-90 | 220 | 220 | 70 | 80 | 2 | 2 |
| PONA (% vol.) | | - | - | - | - | - | - |
| Paraffins | | 53.6 | 55.1 | 38.6 | 37.7 | 38.0 | 34.7 |
| Olefins | | 0.9 | <0.5 | <0.5 | <0.5 | <0.1 | <0.5 |
| Naphthenes | | 9.6 | 9.6 | 6.1 | 5.9 | 5.0 | 5.6 |
| Aromatics | | 30.3 | 30.2 | 50.9 | 48.0 | 53.6 | 55.6 |
| Unknown | | 5.6 | 5.0 | 4.3 | 8.6 | 3.3 | 4.0 |
| Sulphur Content (Antek) ppm | D5453-93 | 52 | 53 | 13 | 6 | 27 | 20 |
| Vapour Pressure (kPa) | D5191-91 | 50.8 | 50.5 | 43.6 | 42.1 | 52.0 | 47.6 |
| Calorific Value (Net) MJ/kg | D4868-88 | 44.0 | 43.99 | 43.57 | 43.55 | 43.6 | 43.55 |
| Org. halogens (as chlorine) ppm | SSAB1107 | 87 | 80 | 31 | 8 | <2 | <2 |
| Aromatics (total) (% vol.) | HPLC | 28.0 | 30.0 | 50.8 | 52.9 | 53.1 | 54.3 |
| Poly-aromatics (% vol.) | HPLC | 0.12+ | 0.11+ | 0.14+ | 0.13+ | 0.19 | 0.18+ |

出所：1. MTC, from Saybolt, Sweden.

2. イラン国エネルギー最適利用計画調査最終報告書(国際協力事業団、(財)省エネルギーセンター、日本エネルギー経済研究所)

表 2 - 38 Specification of diesel fuel NICO GAS OIL 606(Gas oil)

| Parameter | Temp. | Unit | Specification | Test Method |
|---|-------|---------|----------------|-------------|
| Specific Gravity | | 60/60°F | 0.820-0.860 | D1298 |
| Distillation | | | | D86 |
| Recoverd | 150 | % vol. | To be reported | |
| | 300 | % vol. | To be reported | |
| | 357 | % vol. | 90min. | |
| FBP | | | 385max. | |
| Colour | | | 3max. | D1500 |
| Flash Point | | °F | 130min. (1) | D93 |
| Sulphur, Total | | % wt. | 1.0max. | D129 |
| Corrosion-3 hrs. | 100 | | No.1 strip | D130 |
| Viscosity, Kinematic | 100 | cSt. | 2.0-5.5 | D445 |
| Cloud Point | | °F | 35max. (2) | D2500 |
| Pour Point | | °F | 25max. (2) | D97 |
| Carbon Residue (on 1.0% bottoms), % wt. | | | 0.10max. | D189 |
| Ash | | % wt. | 0.01max. | D482 |
| Water & Sediment | | % vol. | 0.05max. | D2709 |
| Diesel Index | | | 55min. | IP21 |
| Cetane Index | | | 50min. | D946 |

Notes:

(1) Flash point specificarion shall be set at 135°F min. until such time as when an alternative arrangement for Pipeline interface disposal is established.

(2) Cloud point and pour point specifications shall be 40 & 30°F respectivity from 1st, Farvardin to 31st, Shahrivar.

出所：イラン国エネルギー最適利用計画調査最終報告書(国際協力事業団、(財)省エネルギーセンター、日本エネルギー経済研究所)

表 2 - 39 Energy Consumption of the Iran & Steel Industry

| Company Name | Production 1994 (t/y) | Energy Consumption in 1994 | | | |
|------------------------|--------------------------|----------------------------|------------------------------|----------|-------------|
| | | kind | Quantity | (Tcal/y) | (Mcal/t-CS) |
| Esfahan Steel Co. | Crude Steel 1,881,000 | Coal | 1,301 (1,000t/y) | 9,630 | 5,120 |
| | | Coke | 20.5 (1,000t/y) | 146 | 78 |
| | | Tar | -48.9 (1,000t/y) | -430 | -229 |
| | | Gas Oil | 71.0 (kl/y) | 643 | 342 |
| | | Natural Gas | 707 (M Nm ³ /y) | 6,791 | 3,610 |
| | | Electricity | 169 (GWh/y) | 416 | 221 |
| | | Total | | | 17,196 |
| Mobarakeh Steel Cmpx | Crude Steel 1,475,200 | Kerosene | 22 (kl/y) | 2 | 1 |
| | | Gas Oil | 18,000 (kl/y) | 166 | 112 |
| | | Natural Gas | 1,062 (M Nm ³ /y) | 10,408 | 7,055 |
| | | Electricity | 1,126 (GWh/y) | 2,534 | 1,717 |
| | | Total | | | 13,109 |
| Ahwaz Steel Cmpx | Crude Steel 1,256,000 | Kerosene | (kl/y) | | |
| | | Gas Oil | (kl/y) | | |
| | | Natural Gas | 674 (M Nm ³ /y) | 6,605 | 5,259 |
| | | Electricity | 1,391 (GWh/y) | 3,130 | 2,492 |
| | | Total | | | 9,735 |
| Iran Natnl Steel I. G. | Crude Steel 91,835 | Kerosene | (kl/y) | | |
| | | Gas Oil | (kl/y) | | |
| | | Natural Gas | 64 (M Nm ³ /y) | 627 | 6,830 |
| | | Electricity | 151 (GWh/y) | 340 | 3,700 |
| | | Total | | | 967 |
| Kavian Steel Co. | Crude Steel 0 | Kerosene | (kl/y) | | |
| | | Gas Oil | 575 (kl/y) | 5 | - |
| | | Natural Gas | 31 (M Nm ³ /y) | 304 | - |
| | | Electricity | 23 (GWh/y) | 52 | - |
| | | Total | | | 361 |
| Iron & Steel Industry | Crude Steel 4,704,035 | Coal | 1,301 (1,000t/y) | 9,630 | 2,047 |
| | | Coke | 20.5 (1,000t/y) | 146 | 31 |
| | | Tar | -48.9 (1,000t/y) | -430 | -91 |
| | | Gas Oil | 18,646.0 (kl/y) | 814 | 173 |
| | | Natural Gas | 2,538 (M Nm ³ /y) | 24,735 | 5,258 |
| | | Electricity | 2,860 (GWh/y) | 6,471 | 1,376 |
| | | Total | | | 41,365 |

出所：1. Esfahan Steel, Mobarakeh Steel, & Ahwaz Steel

2. イラン国エネルギー最適利用計画調査最終報告書(国際協力事業団、(財)省エネルギーセンター、日本エネルギー経済研究所)

表 2 - 40 Estimation of Total Energy Consumption for Cement Production

| | | |
|--|----------------------------|-------------------------|
| Estimation Basis: Total Production of Cement in 1995 | 17,491 * 1,000t/y | |
| by Fuel Oil (incl. Coal) | 13,957 * 1,000t/y | |
| by Natural Gas | 3,534 * 1,000t/y | |
| Overall Energy Intensity | | |
| Fuel Oil (incl. Coal) | 112 l/t-cl. | 1,051 Mcal/t-cem |
| Natural Gas | 116 Nm ³ /t-cl. | 1,091 Mcal/t-cem |
| Electricity | 115 kW/t-cl. | 249 Mcal/t-cem |
| Energy Consumption Total Energy | | 22,872 Tcal/y |
| Fuel Oil (incl. Coal) | 14,664 Tcal/y | 1,496 M kl/y |
| Natural Gas | 3,856 Tcal/y | 393 M m ³ /y |
| Electricity | 4,352 Tcal/y | 1,934 GWh/y |

出所：イラン国エネルギー最適利用計画調査最終報告書(国際協力事業団、(財)省エネルギーセンター、日本エネルギー経済研究所)

表 2 - 41 Estimation of Total Energy Consumption for Sheet Glass Production

| | | |
|---|------------------|---------------------------|
| Estimation Basis: Overall Energy Intensity (Ghazvin Glass 1994) | 6,435 Mcal/t | |
| Fuel for glass melting 84% | 5,405 Mcal/t | |
| Fuel for forming & annealing 9% | 579 Mcal/t | |
| Electricity 7% | 450 Mcal/t | |
| Total Production of Cement in 1995 | 259,055 t/y | |
| Glass Melting using Fuel Oil | 135,745 t/y | |
| Glass Melting using Natural Gas | 123,310 t/y | |
| Energy Consumption Total Energy in 1994 | 1,667,019 Gcal/y | |
| Fuel Oil | | 78,059 kl/y |
| Natural Gas | | 85,955 km ³ /y |
| Electricity | | 47,629 MWh/y |
| Fuel for glass melting | 1,400,296 Gcal/y | |
| Fuel Oil 52% | | 78,059 kl/y |
| Natural Gas 48% | | 70,162 km ³ /y |
| Fuel for forming & annealing | 150,032 Gcal/y | |
| Natural Gas | | 15,793 km ³ /y |
| Electricity | 116,691 Gcal/y | 47,629 MWh/y |

出所：イラン国エネルギー最適利用計画調査最終報告書(国際協力事業団、(財)省エネルギーセンター、日本エネルギー経済研究所)