

バングラデシュ「バクラバード天然ガス開発事業( )」

評価報告：1999年12月

現地調査：1999年7月

事業要項

借入人：バングラデシュ人民共和国

実施機関：バングラデシュガス会社 (Bangladesh Gas Fields Company Ltd.)

交換公文締結：1994年3月

借款契約調印：1994年6月

貸付完了：1998年9月(当初'96年1月)

貸付承諾額：1,405百万円

貸付実行額：1,270百万円

調達条件：一般アンタイト

貸付条件：金利1.0%

償還期間30年(うち据置10年)

## 参 考

(1) 通貨単位：タカ (Taka)

(2) 為替レート：(IFS年平均市場レート)

年		1994	1995	1996	1997	1998
レート	タカ / US\$	40.2	40.3	41.8	43.9	46.9
	円 / US\$	102.2	94.1	108.8	121.0	130.9
	タカ / 円	2.5	2.3	2.6	2.8	2.8
CPI (%)		92.1	100	104.1	109.5	118.6

消費者物価指数 (CPI) : 1995 = 100

(3) アプレイザル時レート：1タカ = 2.7円

(US \$ 1.00 = 107.8 円 = 39.9 タカ)

(4) 会計年度：7月1日～6月30日

(5) 単位：

MMSCFD : Million Standard Cubic Feet per Day at 60 ° F, 1atm : 60 ° F、1 気圧下におけるガス日産量 百万立方フィート / 日

BCF : Billion Cubic Feet 10 億立方フィート

(6) 略語：

A - B ガスパイプライン (Ashucanj-Bakhrad Gas Pipeline) : ダッカ北東のアシュカンジとバクラバードを接続する基幹パイプライン。

BGSL : Bakhrabad Gas Systems Ltd. (バクラバードガスシステム会社)

BGFCL : Bangladesh Gas Fields Company Ltd. (バングラデシュガス会社)

BAPEX : Bangladesh Petroleum Exploration Company Ltd (バングラデシュ石油探索社)

MEMR : Ministry of Energy and Mineral Resources (エネルギー・鉱物資源省)

PETROBANGLA : Bangladesh Oil, Gas & Mineral Corporation (国営石油ガス公社、ペトロバングラ)

(7) 用語説明：

改修(workover)：

採収井の坑井内故障を直したり、または産出量を増大するために行う下記の作業を言う； 坑井内使用機器の損傷或いは坑井の故障による産出量の減少を回

復させるための作業。酸処理、水圧破碎法などにより産出量の増大を図るための作業。産出量が枯渇した場合、同一坑井内で他の産出層を対象に仕上げ直す作業。坑内に採取目的でないガス・水・砂が産出する場合に、それを止める作業。本事業において改修という場合には、を指すこととする。

掘削 (drilling) :

地下にある石油や天然ガスのような地層流体を発見し、採取する目的で坑井を掘ること言う。油層・天然ガス層を発見する目的の掘削は試掘 (exploratory drilling)、その範囲や諸特性を確かめるための掘削は探掘、試・探掘により、賦存状況、流体性状などが知られている油・ガス層から原油または天然ガスの採集を目的として坑井を掘削することを採掘 (development drilling) という。

坑井仕上げ (well completion) :

坑井の掘削終了後、石油・ガスを生産するために必要となるプロダクション・ケーシングの設置、パーフォレーションの実施 (以下参照) などの作業をいう。

坑口圧力 (wellhead pressure):

坑井の地上部分における坑口装置にてコントロールされるガス圧。地中にガスが十分に存在していれば、坑口圧力を下げるにつれガス生産量が増加する。また、坑口圧力を操作することで、ガス・砂・水の生産量をある程度コントロールすることが可能である。

探鉱 (exploration) :

一般に、地下の有用鉱物の存在箇所を探し出す活動を探鉱という。

物理探査 (geophysical prospecting) :

地下の岩石や鉱物の物理的性質を利用して、地下構造や有用鉱物、地下水の所在を解明する技術の総称で、石油鉱業のみならず金属鉱山、温泉探査などの分野で活用されている。石油探査の場合は、地震探査、重力探査、磁気探査が主として用いられる。物理探査は油田・ガス田開発の初期段階に用いられ、その結果有望な集油・ガス構造があれば試掘がこれに続くというのが基本的な探査手順である。しかし、近年では、試掘の後に物理探査、特に地震探査を繰り返し実施する例は多く、同探査を繰り返し実施することで、探査、試掘、採掘による生産の確率は高くなる。

パーフォレーション (perforation):

坑井仕上げ時、プロダクション・ケーシング設置後、生産層から油・ガスが坑井内に流入できるよう、ケーシングとその外側のセメントを貫いて生産層に達するあな(孔)を開ける作業。本事業において追加事業範囲にて実施された再パーフォレーションは、当初パーフォレーションにより開けられた孔をコンクリートで封鎖し、別箇所にも再度孔をあける作業を指す。

# 事業地



## 1. 事業概要と主要計画 / 実績比較

### 1.1 事業概要と国際協力銀行分

「バクラバード天然ガス開発事業( )」(以下、「本事業」)は、バングラデシュ南東部チッタゴン経済圏において1994年12月から1996年5月までの間に予想されたガス供給不足を緊急に解消すべく、バクラバード・ガス田<sup>1</sup>の既存坑井の改修(計2箇所)、フェニ・ガス田<sup>2</sup>の新規坑井の掘削(1箇所)・坑井仕上げを行い、バクラバード系統<sup>3</sup>におけるガス供給能力の増強を図るものである。円借款対象は、事業に必要な費用の外貨分全額と、管理運営費、税金、および土地整備費を除いた内貨分である。

### 1.2 本事業の背景

#### 1.2.1 バングラデシュの天然ガス・セクター

天然ガスはバングラデシュにとって唯一豊富に賦存するエネルギー資源であり、バングラデシュ政府は、第1次5ヶ年計画(1973-80)当初より国内の天然ガス開発を推進してきた結果、1994年時点で17のガス田(原始埋蔵量(In-place Reserves)約21,354BCF、可採埋蔵量(Recoverable Reserves)10,428BCF)が開発されていた。また、天然ガスの利用についても、バングラデシュの促進政策に基づき順次増加し、80年代初頭より93年まで年平均14%のペースで拡大している。

本事業に円借款が供与された1994年当時では、特にダッカ圏、チッタゴン圏<sup>4</sup>におけるガス需要が拡大しており、同地域への天然ガス供給能力を強化することが重要な政策課題とされていた。とりわけ、チッタゴン圏における天然ガスの供給不足は顕著であり、早急な供給能力の拡充が期待されていた。

本事業が対象としているバクラバード・ガス田、フェニ・ガス田が位置するチッタゴン経済圏では、1993年時点において、肥料工場、発電所等新規プラントの稼働により、天然ガス需要が急増することが予想されていた。同地区は天然ガスの99%をバクラバート系統に依存していたことから、バクラバード系統におけるガス開発が緊急の課題となっていた。

---

<sup>1</sup> バクラバード・ガス田は、1970年にパキスタン・シェル社により探索され、1984年より生産を開始している。同ガス田では、計8本の坑井(BK-1, BK-2, BK-3, BK-4, BK-5, BK-6, BK-7, BK-8)が既に掘削されている。そのうち、BK-2、BK-3、BK-4、BK-5については、1980年に借款契約が締結された「バクラバード天然ガス開発事業」により掘削が実施されており、BK-1についても同事業により改修がなされている。また、BK-6、BK-7、BK-8についてはADB資金により掘削されたものである。

本事業では、既存坑井8本のうち、生産の減退がみられた2本の坑井(BK-2, BK-4)の改修を行うことが計画されていた。

<sup>2</sup> フェニ・ガス田は、1980年にBAPEXにより探掘された。同ガス田では、計1本の坑井(FN-1)が掘削されており、生産を開始している。

<sup>3</sup> B-Cガスパイプライン(Bakhrabad-Chittagon Gas Pipeline)を通じてガスが供給される地域をバクラバード系統(Bakhrabad Franchise Area)と呼ぶ(事業地の図を参照)。

<sup>4</sup> バングラデシュ政府は1980年代以降、「輸出振興」「外資誘致」「国内企業の育成」等を重要政策に掲げてチッタゴン地域の輸出加工区の整備を進めており、同地域は、バングラデシュ第2の都市さらに最大の外国貿易港湾都市として成長を続けていた。

### 1.2.2 天然ガス・セクター開発における本事業の位置づけ

チッタゴン地区においては、1990年以降、新規に肥料工場、発電所が稼動したため、特に1991年以降、ピーク時の天然ガス需要が急速に増加し、チッタゴン地域で204MMSCFDの天然ガス供給が最低必要となることが予想されていた。一方で、1990年代の前半において、バクラバード系統におけるガス供給能力は150MMSCFDに留まっていた。

チッタゴン地区での天然ガス需給逼迫に対応するため、バングラデシュ政府は、A-Bガスパイプライン(Ashucanj-Bakhrabad Gas Pipeline)を敷設し、潤沢な生産を実現している北東部の天然ガスの、バクラバード系統での活用を図ることとした。しかし、94年5月に予定されていた同事業の完成が、調達手続きの遅延等の問題から大幅に遅延し、バクラバード系統における天然ガス供給の増加を早急に実現することは困難となった。このため、1993年時点では、94年12月から96年5月までの計18ヶ月間、天然ガスの供給不足が生じることが予想された。ガス供給不足は、発電所、肥料工場他天然ガスを燃料としたプラントの稼動に影響をきたすのみならず、関連産業に対しても波及的な影響が生じ、チッタゴン経済圏全体の産業活動にとって重大な悪影響を及ぼすものと考えられた。

かかる状況下においてバングラデシュ政府は、バクラバード・ガス田の2つの坑井(BK-2、BK-4)の改修、およびフェニ・ガス田の新規ガス坑井(FN-2)の生産井の掘削、坑井仕上げを行い、両ガス田におけるガス供給能力の強化を図ることを決定し、同事業に対する資金協力について1993年6月に日本政府に宛てて要請した。本事業の事業計画は、ペトロバングラ他エネルギー関係機関により整備されたものであり、国際協力銀行(以下、「本行」)は、本事業の緊急性に鑑み同事業実施計画に基づき1993年12月に本事業のアブレイザルを行い、1994年6月に本事業に対し借款を供与した。

### 1.2.3 経緯

- |           |   |
|-----------|---|
| 1980年 12月 | 本行「バクラバード天然ガス開発事業」(フェーズ1)にかかる借款契約調印         |
| 1984年 5月  | バクラバード・ガス田操業開始                              |
| 1993年 6月  | バングラデシュ政府本件事業計画を策定し、日本政府に借款要請               |
| 1993年 10月 | 政府ミッション訪バングラデシュ                             |
| 12月       | 本行アブレイザルミッション訪バングラデシュ                       |
| 1994年 2月  | 日本政府本件事業にかかる事前通報                            |
| 3月        | フェニ・ガス田地上設備部分を除き落札通知発出                      |
| 同月        | 交換公文締結                                      |
| 6月        | 借款契約締結                                      |
| 1995年 9月  | バングラデシュ政府、日本政府宛て借款貸付期限の延長を要請                |
| 同月        | 本行中間監理ミッション派遣                               |
| 同月        | 本行、日本政府の承認を受け、上記借款貸付期限延長を承認。                |
| 1996年 9月  | バングラデシュ、日本政府宛て借款貸付実行期限の延長(2回目)と追加事業範囲の実施を要請 |
| 同月        | 同月本行中間監理ミッション派遣                             |
| 同月        | 本行、日本政府の承認を受け、上記事業範囲変更、借款貸付期限延長(2回目)を承認     |

### 1.3 主要計画・実績比較

#### 1.3.1 事業範囲

事業範囲	計 画	実 績	差 異
バクラバードガス田			
坑井 BK-2 の改修	坑井 BK-2 の上部 D 層への改修	坑井 BK-5 の下部 D 層への仕上げ直し	改修対象坑井の変更
坑井 BK-4 の改修	坑井 BK-4 の G 層への改修	計画どおり。	
フェニガス田			
生産井 FN-2 の掘削と坑井仕上げ	新規生産井 FN-2 の掘削と下層への坑井仕上げ	新規坑井 FN-2 の掘削と上層への坑井仕上げ。	坑井仕上げ層の変更
地上施設の調達・据付け	処理能力 60MMCFD のプラント建設	計画どおり	
エンジニアリングサービス	傾斜掘、セメント作業等	計画どおり。	
コンサルタントサービス	施工監理・調達監理等	計画どおり。	
<追加事業範囲>			
既存坑井の生産状態調査・補修	計画なし	BK-1, 2,3,7,8 の生産状態調査・補修	追加事業範囲の実施
パイプライン敷設	計画なし	ガスパイプライン(28Km)の敷設	追加事業範囲の実施

#### 1.3.2 工期

	計 画	実 績	差 異
1.当初事業範囲			
調達・据付	1994.2-1994.7	1994.3-1994.11	+4ヶ月
バクラバードガス田改修	1994.2-1994.11	1994.2-1995.1	+2ヶ月
フェニガス田掘削	1994.2-1994.11	1994.2-1995.1	+2ヶ月
コンサルティング・サービス	1994.1-1994.12	1994.6-1996.9	+1年9ヶ月
エンジニアリング・サービス	1994.2-1994.12	1994.5-1996.7	+1年7ヶ月
ガス処理プラント	1994.2-1994.12	1995.4-1996.6	+1年6ヶ月
2.追加事業範囲			
パイプライン敷設	1996.12-1997.12	1996.12-1997.6	6ヶ月
バクラバードガス田調査・補修	1997.9-1998.9	1997.12-1998.9	3ヶ月

### 1.3.3 事業費

単位：百万円

項目	計画(アブレイザル時)			実績			差異		
	外貨 (本行分)	内貨 (本行分)	全体 (本行分)	外貨 (本行分)	内貨 (本行分)	全体 (本行分)	外貨 (本行分)	内貨 (本行分)	全体 (本行分)
当初事業範囲									
資機材 調達・据付	789 (789)	108 (108)	897 (897)	666 (666)	388 (-)	1,054 (666)	123 ( 123)	280 ( 108)	157 ( 231)
エンジニア リング サービス	237 (237)	17 (17)	254 (254)	252 (252)	6 (0)	258 (252)	15 (15)	11 ( 17)	4 ( 2)
土地整備	0 (0)	4 (0)	4 (0)	0 (0)	0 (-)	0 (0)	0 (0)	4 (-)	4 ( 0)
輸送費	0 (0)	35 (35)	35 (35)	0 (0)	9 (-)	9 (0)	0 (0)	26 ( 35)	26 ( 35)
コンサルテ ィング・ サービス	35 (35)	1 (1)	36 (36)	18 (18)	0 (-)	18 (18)	17 ( 17)	1 ( 1)	18 ( 18)
土木工事費	0 (0)	22 (22)	22 (22)	0 (0)	18 (-)	18 (0)	0 (0)	4 ( 22)	4 ( 22)
管理運営費	0 (0)	27 (-)	27 (-)	0 (0)	27 (-)	27 (0)	0 (0)	0 (-)	0 (0)
税金	0 (0)	366 (-)	366 (-)	0 (0)	9 (-)	9 (0)	0 (0)	357 (-)	357 (0)
建中金利	-	-	-	0 (0)	24 (-)	24 (0)	- (-)	24 (-)	24 (0)
予備費	102 (102)	59 (59)	161 (161)	0 (0)	0 (0)	0 (0)	102 ( 102)	59 ( 59)	161 ( 161)
追加事業範囲									
資機材 調達・据付	-	-	-	156 (156)	25 (-)	181 (156)	156 (156)	25 (0)	181 (156)
エンジニア リング サービス	-	-	-	0 (0)	111 (92)	111 (92)	0 (0)	111 (92)	111 (92)
土地整備	-	-	-	0 (0)	16 (-)	16 (0)	0 (0)	16 (0)	16 (0)
輸送費	-	-	-	0 (0)	8 (-)	8 (0)	0 (0)	8 (-)	8 (0)
土木工事費	-	-	-	0 (0)	6 (-)	6 (0)	0 (0)	6 (-)	6 (0)
管理運営費	-	-	-	0 (0)	19 (-)	19 (0)	0 (0)	19 (-)	19 (0)
税金	-	-	-	0 (0)	73 (-)	73 (0)	0 (0)	73 (-)	73 (0)
建中金利	-	-	-	0 (0)	14 (-)	14 (0)	0 (0)	14 (-)	14 (0)
既存坑井の 調査・補修	-	-	-	87 (87)	0 (-)	87 (87)	87 (87)	0 (-)	87 (87)
合計	1,163 (1,163)	639 (242)	1,802 (1,405)	1,179 (1,179)	753 (92)	1,932 (1,271)	16 (16)	114 ( 150)	130 ( 134)

注：[換算レート] 計画時 (94年5月26日時点)：(1タカ = 2.70円)

実績 (実績の加重平均による)：(1タカ = 2.99円)



## 2. 分析と評価

### 2.1 事業実施にかかる評価

#### 2.1.1 事業範囲

アプレイザル時に合意された円借款対象は、バクラバード・ガス田のBK-2、BK-4の改修に必要な機材の運搬費用、フェニ・ガス田の新規坑井FN-2<sup>5</sup>の坑井仕上げに必要な資機材<sup>6</sup>の調達費用、フェニ・ガス田の地上設備<sup>7</sup>の調達・据付け費用、FN-2の掘削およびBK-2、BK-4の改修の施工監理、必要機材の調達監理等を行うコンサルタントの雇用費用、およびFN-2の掘削・坑井仕上げにかかるセメント作業・掘削調査・生産調査等を行うエンジニアリング・サービス費用である。本事業については、事業実施段階で以下のような変更が行われた。

##### (1) 事業対象坑井の変更

本事業の実施段階において、バクラバード・ガス田の改修対象坑井が、BK-2からBK-5へと変更になった。当初計画においては、BK-2の生産層を下部D層<sup>8</sup>から上部D層へ、BK-4の生産層を上部D層からG層へ、それぞれ改修することにより天然ガスの増産を実現することが企図されていたが、BK-2の改修については以下の理由により実施されなかった。

アプレイザル時点において、BK-2は下部D層からガス生産を行っていたが、生産ガスに水と砂が混入することから、本事業により生産層の変更を行う予定であった。しかるに、94年に入ってBK-2からの水・砂の生産量が減少したため、結局仕上げ直しは行わず、以後坑口圧力を下げて生産を継続することとした<sup>9</sup>。

他方で、94年6月に、91年以降順調な生産を続けていたBK-5において、急激な水・砂の混入量の増加による、ガス生産量の大幅な減少が見られた為、ペトロバングラおよびBGFCLは、BK-5の仕上げ直しを急遽行うことを決定し、94年12月に改修を行った。

かかる変更は、結果としてBK-2は以後安定的なガス生産を実現したこと、BK-5からも94年以降一定量のガスが生産されたことから、妥当な判断であったものと思われる。特に、ガス需給が逼迫していた94年から97年までの3年間、BK-5は平均10MMSCFDの生産量を実現し、バクラバード系統におけるガス需給逼迫の緩和に貢献している。

##### (2) 事業範囲の追加

本事業では、96年9月時点で確定していた円借款契約の予備費<sup>10</sup>を利用し、坑井BK-9<sup>11</sup>からバクラバード系統までを接続するパイプライン（計28Km）の敷設、およびバクラバ

<sup>5</sup> フェニ・ガス田の坑井は、FN-1、FN-2のように標記される。本事業中掘削が行われたFN-2においては、FN-1の掘削手続きと異なり、探掘、試掘を行わず直接生産井の掘削を開始している。

<sup>6</sup> ケーシング等地上設備のために必要な資機材および、掘削を行う際に必要な機材

<sup>7</sup> 同地上施設は、FN-2から生産されるガスを処理する脱湿プラントであり、同プラントにより、販売用天然ガスとコンデンサートが生産される。既に生産を開始しているFN-1では、脱湿プラントを2基使用し、生産を行っていたが、アプレイザル時においては、本事業によるガス生産量の増加の結果、ガス処理プラントの処理能力が不足することが懸念されていた。

<sup>8</sup> バクラバード・ガス田においては、生産層がそれぞれB層、上部D層、下部D層、G層、J層とわかれている。

<sup>9</sup> BK-2のD層は98年まで順調な生産を続け、結局98年末に生産を停止するまで改修を行っていない。

<sup>10</sup> 96年9月当時には、当初計画の全事業範囲が完了していた。

<sup>11</sup> BK-9は、ペトロバングラの事務分類上、バクラバード・ガス田に含まれているが、実際には、バクラバードガス田の北西に位置するメグナ・ガス田に位置しており、バクラバード・ガス田とガス層の連続性はない。同坑井は、1990年にBAPEXにより探掘がなされたもの。

ード・ガス田の一部の坑井 (BK-1,2,3,7,8) の生産状態調査・補修<sup>12</sup> (再パーフォレーション) を行った。

事業範囲追加の背景としては、96年9月時点において、A-B ガスパイプラインの完成が更に遅延すること、バクラバード、フェニ両ガス田の増産が計画どおり実現しないことが明らかとなっていたこと<sup>13</sup>、また、特にチッタゴン地区でのガス供給の不足がより深刻化する懸念があったことなどが挙げられる<sup>14</sup>。

本行は、かかる状況を受け、1996年8月にSAPI調査を行い、また、同年9月には中間監理ミッションを再度派遣し、バクラバード系統における天然ガス供給強化に必要な措置につき、バングラデシュ政府との協議を行った。その結果、バングラデシュ側からは、バクラバード系統における天然ガス供給能力を中長期的に強化すべく、借款契約の予備費を用いて、上述の事業範囲の追加を行いたいとの申し入れがあった。同協議結果を踏まえ、バングラデシュ政府は、日本政府宛て正式要請を行い、日本政府は、1996年9月に同要請を承認した(それを受け、借款契約も、2年間の貸付実行期限延長と、事業範囲に関する契約内容の変更を行っている)。

上述の のガスパイプラインの敷設<sup>15</sup>は、メグナ・ガス田に位置する坑井BK-9から生産される天然ガスを、バクラバード・ガス田まで輸送するガスパイプラインを敷設するものである。パイプライン敷設の結果、同ガス田からは、97年6月から18MMSCFDのガス輸送が実現し、バクラバード系統におけるガス供給能力の増加に貢献しており、効果を挙げている。

また、既存ガス田の補修は、上記BK-1,2,3,7,8における砂・水の生産量を把握し、再度生産テストを行った上で、坑井の補修等を行い、坑井の生産安定化、生産寿命の長期化を図るものである。本調査・補修は、SAPI調査に基づき実施されたものである。SAPIでは、バクラバード・ガス田増産対策として、詳細なテストの実施、改修、コンプレッサーの導入等が提案されたが、何れも、坑井の停止を伴う詳細な調査を必要とするものであった為、ガス不足の状況下、坑井の停止を伴わない、生産状態調査・補修を実施することとなった。なお、生産状態調査手法の技術移転により、バクラバード・ガス田のみならず、他のガス田での調査・分析にも今後活用し得るものである。

### (3) 坑井仕上げ層の変更

FN-2の坑井仕上げ層については、下層から上層へと変更された。要請時の事業計画においては、FN-2の地中ガスの分布・状態につき、FN-1の探掘時の収拾データおよびFN-1の生産動向が推定されていた。FN-2の下層に比較的豊富な天然ガスが埋蔵されているという同予測に基づき、FN-2の下層生産層の掘削・仕上げを行うという計画がなされていた。

しかしながら、実際に生産井の掘削を行ったところ、当初坑井仕上げ層として予定され

<sup>12</sup> 同補修の具体的内容は、既存坑井において、砂・水の生産量を制限しつつ生産を継続させるために必要な生産方法を調査し、必要に応じ再度パーフォレーションを行うことにより、坑井生産能力のメンテナンス・生産能力の増強を行うものである。パーフォレーションについては、2頁の用語説明参照。

<sup>13</sup> 96年のバクラバード・ガス田、フェニ・ガス田の生産量は前年比でそれぞれ約50%、30%低下している。かかる生産の減退は主にガスの枯渇、砂・水の生産量の増加による生産量の低下に起因している。

<sup>14</sup> 同時期におけるチッタゴン地区へのガス供給は160MMSCF/日であった。同時期のピーク時天然ガス需要は175MMSCFDであり、供給不足が生じていた結果、肥料工場、発電所に対する天然ガス供給制限が行われるなど、チッタゴン地域の産業活動の低下を生じていた。

<sup>15</sup> BK-9における生産を実現する上で必要となる地上施設については、他のガス田で当時利用されなくなっていた地上施設を移築し、使用している。ちなみに、パイプラインの敷設工事についてはBGSGLが実施している。

ていた下層にガスが存在しないことが明らかとなったため、計画の変更を行い、一定のガス埋蔵量が期待された上層からの生産を行うこととした。

本変更に係わり、コスト・オーバーラン等の問題は発生しておらず、又、上層部分の坑井仕上げを行った結果、94年以降平均8MMSFCDの生産が実現していることにより、バクラバード系統におけるガス供給に貢献しており、妥当な変更と思われる。

### 2.1.2 工期

本事業の完成時期については、当初計画の1994年12月に対し(ガス処理プラントの完成を以って本事業を完成とみなす)、当初事業範囲部分の完成が1996年6月、追加事業範囲を含めた完成は1998年9月となった。

#### (1) 計画当初事業範囲工期

当初事業範囲の遅延は、フェニ・ガス田の地上設備のうち、脱湿プラントの調達の遅延と、FN-2の掘削の際に掘削機械の一部が故障し、その修復に時間を要したことに依る。工期遅延の結果、ガス生産の開始時期が遅れることとなった。脱湿プラントの調達の遅れは、入札時に全応募者の提示した価格が予定価額を超過したため、再入札となったためである。なお、フェニ・ガス田の地上設備を除いた他の事業範囲については、95年1月には完成しており、事業効果の発現の上で特段の問題は確認されなかった。

#### (2) 追加事業範囲の工期

追加事業範囲であるパイプラインの敷設は、1996年12月から調達手続きを開始し、97年6月にはバクラバード系統へのガス供給を開始している。また、既存坑井の生産状態調査・補修については、97年12月に契約を締結し、98年9月に契約を終了している。何れも、追加事業範囲を承認した時点で、予定していた工期の範囲内であり、事業実施に際して特段の遅延は生じていない。

### 2.1.3 事業費

本事業の総事業費実績は、約19億円であり、対当初計画比、約1億3千万円(約7%)のコスト・オーバーランとなった。コスト・オーバーランは、主に追加事業範囲の自己負担によるもの。円借款対象部分については、約1億円(約12%)のコスト・アンダーラン(追加事業範囲分含む)が生じている。資機材調達・据付契約の国際競争入札による価格低下、などがその理由である。

### 2.1.4 実施体制

#### (1) 実施機関

実施機関はバングラデシュガス会社(Bangladesh Gas Fields Company Ltd.以下、「BGFCL」)である。BGFCLは、国営石油ガス公社(ペトロバングラ)の下に1980年6月に設立された、全額政府出資の会社である。バクラバード、フェニ・ガス田の他、ティタス、ハビカンジ等バングラデシュの主要ガス田の開発と運営を行い、生産を行っている。

バングラデシュの天然ガス開発は、エネルギー・鉱物資源省の所轄のもと、ペトロバングラ傘下のBGFCL他、8子会社が、探査・生産・供給を担当している。

## (2) コンサルタント

本事業では、全体的な施工監理、および個々の技術的な問題に関して、それぞれコンサルタントが雇用されている。

施工監理コンサルタントとしては、カナダのコンサルタントが雇用され、調達監理、施工監理を行った。同コンサルタントのパフォーマンスについては、特段問題はなかったことが BGFCL より報告されている。

また、エンジニアリング・コンサルタントは、計 6 ロットに分け雇用されている。ドイツ、マレーシア他のコンサルタントが雇用されているが、それぞれの役務の実施について特段問題はなかったことが BGFCL より報告されている。

## (3) コントラクター

本事業における工事部分は、バクラバード、フェニ・ガス田周辺の基盤整備、FN-2 の掘削、BK-4、および BK-5 の改修、BK-9 からのパイプラインの敷設である。

バクラバード・ガス田周辺の基盤整備については、BGFCL が自己資金によりローカルコントラクターを雇用し実施している。また、FN-2 の掘削、BK-4、BK-5 の改修については、BGFCL、施工監理コンサルタントの監理のもとバングラデシュ石油探索社(BAPEX) (自己資金にて BGFCL が雇用)が行っている。FN-2 の掘削の際に、掘削機械の一部が故障し、修復のため約 6 ヶ月の遅延が生じた以外は、各工事の実施に際して特段問題は生じていない。

## (4) 資機材のサプライヤー

本事業における資機材調達は、FN-2 の掘削・坑井仕上げ、バクラバード・ガス田の坑井の改修、フェニ・ガス田の地上施設整備に必要な資機材に対して行われた。サプライヤーとしては、シンガポール、アメリカ、イギリス、日本等の企業が資機材供給を行っている。これらの機材は 21 ロットに分けて調達されたが、特段の問題は報告されていない。

## 2.2 運営・維持管理にかかる評価

本事業の運営・維持管理については、追加事業範囲となった BK-9 からのガスパイプラインを除いて、BGFCL が行っている。ガスパイプラインの運営・維持管理については、バクラバードガスシステム会社 (Bakhrabad Gas Systems Ltd.以下「BGSL」とする)が行っている。

### 2.2.1 運営体制・状況

バクラバード、フェニ、両ガス田における生産管理については、各ガス田の管理事務所にて行われる<sup>16</sup>。各井戸におけるガス生産量・坑口圧力等のデータについては、管理事務所にて収集され、ガス生産量を決定する際の判断材料となっている。また、これらの情報については定期的にペトロバングラに報告されている。坑口圧力の変化、砂・水の実産量の増加等不規則な現象が見られる際には、ペトロバングラから生産抑制等の指示が行われるなど、ペトロバングラとの運営協議体制は良好であるものと見受けられた。また、バクラバード系統全体の需給逼迫状況に併せて、各ガス田における生産総量規制(生産総量の上限・下限設定)がペトロバングラの指示で行われることもある。

---

<sup>16</sup> 但し、フェニガス田では、現時点で既に生産を停止し、地上施設についても他のガス田に移築済みであることから、現場での運営は行われていない。

バクラバード・ガス田における脱湿プラント他の主要電機機器の稼動状態については、バクラバード・ガス田近くのコントロール室にて常時モニタリングがなされており、故障時、非常時の連絡システム（ガス田から BGFCL 本部）等も整備されている。

### 2.2.2 維持管理体制・状況

バクラバードおよびフェニ、両ガス田の維持管理については、それぞれのガス田に付設された管理事務所に配置された人員が行うこととなっている。必要な維持管理費用については、それぞれの管理事務所から、ダッカにある BGFCL 本部の維持管理課（Operation and Maintenance Division）に対して毎年予算請求がなされ、BGFCL 本部が調整ののち各管理事務所に配分する。認可された予算についてはそれぞれの管理事務所の責任にて執行されることとなっている。バクラバード・ガス田では、現時点で 5 箇所の坑井<sup>17</sup>で生産が行われており、現在計 22 名の職員が配置されている。

バクラバード・ガス田においては、それぞれの坑井から生産される水・砂の量、坑口加圧が定期的に計測されており、坑井の生産状態がモニタリングされている。BGFCL によると、フェニ・ガス田、バクラバード・ガス田の生産量が低下したことについては、主に地下のガス層の枯渇によるものであり、維持監理の問題により生じたものではない<sup>18</sup>。

フェニ・ガス田については、埋蔵量がほぼ枯渇したため、98 年に生産を停止した。なお、現在使用されていないフェニ・ガス田の資機材のうち、再利用可能な脱湿プラントについては、ペトロバングラの指導に基づき、1998 年にビエンバザール・ガス田に移築・利用されている。

また、追加事業範囲対象であるメグナ・ガス田からのパイプラインについては、BGSL により整備されたものであり、維持管理面で特段の問題は発見されていないことがペトロバングラにより報告されている。

### 2.2.3 実施機関の財務状況

実施機関、BGFCL の財務状況は以下に示すとおりである。

天然ガス・セクターの、国庫収支への貢献度は高く、1997 年度、BGFCL は、付加価値税・補足税、法人税、国庫納付金と併せて 7,573 百万タカ、売上の 89%を国庫に納めている。また、BGFCL 自体の財務状況は、概して良好である。流動比率、固定長期適合率は共に安定しており、また、インタレスト・カパレッジ・レシオは十分高く、短期・長期共に、支払能力は問題無い。BGFCL の主な問題点は、低いガス料金の設定と、高い売掛金残高である。収益を産み出しているものの、利益率は低い。また、当社の販売先は、全てグループ関係会社であるが、売掛金が多く、売上債権回転期間は、長期化の傾向がある。

ペトロバングラ・グループ全体では、低いガス料金設定、高率の付加価値税・補足税により、低い収益構造となっており、財務状況は脆弱である。近年、ペトロバングラ・グループは、黒字を計上してはいるが、世銀の予測によれば、2000 年、2001 年は、共に 120 百

<sup>17</sup> BK-1からBK-8のうち、BK-4、5、6を除いた坑井。BK-4、5、6については、それぞれ97年、98年、98年に生産を停止している。

<sup>18</sup> 但し、特にバクラバードガス田の一部坑井(特にBK-3,BK-4については、93年以降に坑口圧力を低下させ高負担での生産を継続したことから、生産可能期間が短縮された可能性はある。

万米ドルの赤字が見込まれている。係る事態を避けるためには、最低でも2年間で40%のガス料金の値上げが必要であると世銀は示唆しているが、1998年12月に行われた料金改定では、値上げは15%に留まっており、更なる値上げが必要とされる。或いは、法人税等の優遇措置も、ペトロバンガラ・グループの収益改善に有効と思料される。尚、ペトロバンガラ・グループ全体では、収入の約65%を国庫に納めている。

表1 貸借対照表

単位：百万タカ

資産の部	1997/98年度	1996/97年度	負債・資本の部	1997/98年度	1996/97年度
<b>流動資産</b>	4,866	3,754	<b>流動負債</b>	3,052	2,618
(内 売上債権)	3,528	2,640	<b>固定負債</b>	1,861	2,163
(内 棚卸資産)	118	110	<b>資本の部</b>	6,004	5,689
<b>固定資産</b>	6,051	6,725	(内 剰余金)	2,502	2,331
資産の部計	10,917	10,479	負債・資本の部計	10,917	10,479

表2 損益計算書

単位：百万タカ

	1997/98年度	1996/97年度
売上高	8,484	8,089
付加価値税・補足税	6,924	6,488
税引後売上高	1,560	1,601
営業費用	613	609
営業利益	947	992
営業外収益	222	205
(内、受取利息)	200	186
営業外費用	306	344
(内、支払利息)	111	106
経常利益	863	853
WPF <sup>1)</sup> 引当金	43	43
税引前当期利益	820	810
法人税引当金	328	324
税引後当期利益	492	486
前期繰越利益	2,176	2,021
国庫納付金	321	331
次期繰越利益	2,347	2,176

出所：BGFCL

注：1) Workers Participation Fund

表3 主な財務指標

	1997 / 98 年度	1996 / 97 年度
総資本利益率	4.5%	4.6%
売上高純利益率	5.9%	6.0%
総資本回転率	0.78 回	0.77 回
流動比率	159.4%	143.4%
自己資本比率	55.0%	54.3%
固定長期適合率	76.9%	85.6%
売上債権回転期間	5.0 ヶ月	3.9 ヶ月
インタレスト・カバレッジ・レシオ	10 倍	11 倍

出所：BGFCL 資料より計算

#### 2.2.4 環境・社会面への影響

本事業に関しては、環境・社会面への著しい負の影響が生じていないことが、BGFCL、ペトロバングラより報告されている。

### 2.3 事業効果

#### 2.3.1 定量的効果

本事業実施後のバクラバード系統の天然ガス日産量実績は以下のとおり。

表4 平均ガス日産量実績

単位：MMSCFD

	1994 / 95 年度 <sup>1)</sup>	1995 / 96 年度	1996 / 97 年度
バクラバード系統全体	150	152	108
本事業対象井 (BK4,5, FN-2)	35	32	13

注：94年度は、本事業による供給開始以降とする。

本借款による直接的効果は、本事業により計画されていたガス供給量の増分（BK-4、BK-5、FN-2における生産量の増加）で量ることとする。本事業では、94年12月からA-Bガスパイプラインが完成する96年5月<sup>19</sup>までのバクラバード系統のガス供給の逼迫を緊急的に支援することが目的として設定されていたことから、同期間を本事業の事業効果発現期間とする。

本事業実施により、当該期間のガス生産実績は、バクラバード系統全体で152MMSCFD、本事業対象井で37MMSCFD（全体の24%を占める）を達成した。

一方、アプレイザル実施時、本事業を実施しなかった場合の、チッタゴン地域でのガス需給ギャップは、以下のとおり拡大すると見積もられていた。

<sup>19</sup> 但し、A-Bガスパイプラインの完成は、1997年5月まで遅延された。

表5 チッタゴン地域(バクラバード系統)のガス需給予測・実績比較

単位：MMSCFD

	予 測					実 績	
	当時の 需要予測 (平均)	供給		需給ギャップ		バクラバード 系統全体	本事業 対象井
		本事業未実施 の場合	本事業実施 の場合	本事業未実施 の場合	本事業実施 の場合		
94 / 95 年度	202	118	133	84	69	150	35
95 / 96 年度	202	95	204	107	2	152	32
96 / 97 年度	203	68	196	135	7	108	13

出所：JBIC 資料、資料

当初予測以上のバクラバード系統のガス産出量の低迷と、A-B ガスパイプライン完成の遅れに伴うガス供給不足により、チッタゴン地域では、一時操業停止に追い込まれる工場が相次ぎ、大口需要家まで操業停止せざるを得ない状況になった。本事業実施後の生産量は、当初の 3 井の目標日産量であった 75MMSCFD には達しなかったものの、本事業を実施しなかった場合に比べ、需給ギャップの緩和に貢献し、チッタゴン経済圏全体の産業活動への悪影響を低減したと言える。

バクラバード・ガス田、フェニガス田共に、計画時の生産量は確保出来なかったが、アプレイザル時には、バングラデシュ側が策定したガス田の開発計画(可採埋蔵量、ガス層の特性(地質構造、ガス貯留層の層厚・分布など)、過去の生産・圧力挙動、ガス産出能力等)について、十分な分析および検討を行っている。結果的に、生産段階で予測した生産量は得られなかったものの、天然ガスという鉱物資源の採掘では不可避のリスクであったと考えられる。

本事業は、上述のとおり、結果的にガス生産量は低迷しているものの、94年12月から96年6月までのガス需給ギャップの緩和に貢献したこと、本行による中間監理ミッション、SAPIに基づき、生産量増産のための最善策を選択していること、などより評価出来ると思われる。

### 2.3.2 定性的効果

本事業により、ガス田の安定的生産の実現と実施機関のモニタリング能力の強化が可能となった。

追加事業範囲となったバクラバード・ガス田の既存坑井の生産状態調査・補修(再パーフォレーション)は、98年1月より開始され、98年8月に終了した。同サービスは、各坑井<sup>20</sup>における生産状態の調査を行い、必要に応じて再パーフォレーションを行うことにより、各坑井において適正な方法による生産を実現するものである。

本事業によって対象坑井に安定的生産方法が導入されたことは、バクラバード・ガス田全体としての安定的生産、坑井の生産寿命の延長につながるものであると評価することが可能である。

<sup>20</sup> BK-1,2,3,7,8が対象となった。



また、そうした技術移転を通じて、埋蔵ガスの安定的な生産方法についてのノウハウが BGFSL に蓄積されるものと思われる。BGFCL は、現在、当該ノウハウを活用しつつ、対象坑井において、水・砂の噴出量と坑口圧力の定期的なモニタリングを実施している。かかるノウハウについては、他のガス田への移転も可能であることから、本サービスが BGFSL のキャパシティービルディングに繋がったとすることができる。



バクラバード・ガス田地上設備