講 演

アゼルバイジャン・ACG プロジェクトの現状と未来*

内 藤 健 一**

(Received January 7, 2005 ; accepted January 12, 2005)

Present and Future Perspectives of the ACG Project in Azerbaijan

Kenichi Naito

Abstract : The ACG Oil Field is situated offshore Azerbaijan, about 100-140 kilometers ESE of Baku, in water depth between 150 and 450 meters.

The ACG megastructure is comprised of three culminations, namely the Deep Water Gunashli, Chirag and Azeri field. On 12 December 1994, the Azeri Government awarded the Production Sharing Agreement ("PSA") to the Azerbaijan International Operating Company ("AIOC"). AIOC consists of nine international oil companies, including ITOCHU. The ACG PSA is for a period of thirty years and will expire in December, 2024.

The ACG area is estimated to contain in excess of 5 billion barrels of recoverable reserves. The first production from Chirag platform started in November 1997. The start-up of production in Central Azeri, East and West Azeri and Deep Water Gunashli will be phased in from the beginning of Q1 2005 to 2008 across 4 producing platforms, 3 in Azeri (Phase 1 and Phase 2), and 1 in Deep Water Gunashli (Phase 3).

The structure of the giant ACG Oil Field is a WNW to ESE trending, steep-dipping thrust anticline. The main ACG reservoir is composed of Pliocene large river dominated lacustrine delta sandstone named as Pereriv and Balakhany sandstones.

Currently, AIOC has drilled 18 wells on the Chirag 1 platform, of which 14 are producing wells and 4 are water injection wells. The production from the Pereriv sandstone is over 140,000 b/d crude oil.

Phase 1 and 2 developments have been in the execution stages since September 2001 and September 2002, respectively. Phase 3 development starts in September 2004 and the total ACG field peak production rate is expected to exceed 1 million barrels a day. One of the export routes for such production will be the Baku-Tbilisi-Ceyhan ("BTC") pipeline that is 1,768 kilometers in length and will be completed in early 2005.

Key words : ACG, Azerbaijan, Azeri, Chirag, Gunashli, BTC

1. はじめに

弊社、伊藤忠石油開発株式会社は 1972 年の創立以来、商社系エネルギー開発会社として、親会社の伊藤忠商事と一体になり、世界的規模においてエネルギー開発に取り組んでおります。我々が所有している主な油・ガス田権益は、アゼルバイジャン、サハリン、アルジェリア、

*平成 16 年 10 月 26 日、平成 16 年度石油技術協会秋季講演会で講演 This lecture was delivered at the 2004 JAPT Autumn Meeting held in Tokyo, Japan, October 26, 2004.

**伊藤忠石油開発株式会社技術部 Technical Department, ITOCHU Oil Exploration Co., Ltd.

Copyright © 2005, JAPT

インドネシア、英領北海、オーストラリアなどの国々にわたっております。

本日の講演会は「新時代のエネルギーソース」という内容で開催されており、そのなかで主として地域の多様化という点に注目し、弊社が関係しておりますアゼルバイジャンの ACG プロジェクトについてお話したいと思います。

2. 鉱区概要

2.1 鉱区位置および権益

ACG プロジェクトの鉱区は、アゼルバイジャン領南カスピ海上に延びるアプシェロントレンド上の Azeri 油

田, Chirag 油田, および水深 150 m 以深の Gunashli 油田深海部を対象とした面積 432.4 km² の PSA 鉱区であり, カスピ海に突き出た Apsheron 半島の南側にある首都 Baku の東南東約 100 ~ 140 km の所に位置しています (図 1 参照)。ACG は鉱区内に含まれる油田名 Azeri, Chirag, Gunashli の頭文字から取られています。

権益はオペレータの BP を始めとし, SOCAR (アゼルバイジャン国営石油公社) を含めて, 以下のように計 10 社が所有しています。

BP (Operator) : 34.14%, Unocal : 10.28%, SOCAR : 10.0%, INPEX : 10.0%, Statoil : 8.56%, ExxonMobil : 8.00%, TPAO : 6.75%, Devon Energy : 5.63%, ITOCHU : 3.92%, Amerada Hess : 2.72%。

鉱区位置の水深は 150 ~ 450 m あります。鉱区内には Absheron Sill に平行して 4 個の mud volcano (泥火山) があり, それらの北側は比較的浅く平坦な地形となって

おり, この部分の水深は 150 m 程ですが, そこから南に急に深くなり, 最深部では水深約 450 m に達します。したがって, プラットフォームはこの浅い部分に建設する計画を立てています。

基本的に生産対象となる炭化水素は当該鉱区に含まれる原油のみとなり, ガスはプラットフォームで使用する燃料および原油の可採埋蔵量増加を目的としたガス圧入などへの使用を除いて, SOCAR に所有権があるとの契約になっております。

PSA 契約期間は 1994 年 12 月 12 日から 30 年間, すなわち, 2024 年 12 月 11 日までとなります。

弊社としてはこの約 10 年間, アゼルバイジャン地域を重点地域とし, ACG 鉱区だけではなく, 他の鉱区にも積極的に参入して来ました。ACG 鉱区の北に位置する NAOC 鉱区, Baku の南約 200 km の JAOC 鉱区などがそれに相当しますが, 両鉱区とも商業的に見合う原油量

図 1 ACG 鉱区位置図

が発見できず、撤退しております。また、石油開発鉱区とはその性格が異なりますが、ACG 鉱区の原油搬出に重要な役割を持つ BTC パイプラインプロジェクト（後述）にも 3.4% の権益を所有しております。

2.2 油層状況

鉱区内には南東から北西に向かって Azeri, Chirag, Gunashli の 3 つの構造があり、Gunashli についてはその南東側のみが ACG 鉱区に含まれます（図 2 参照）。Gunashli 構造の北西側は水深が 150 m 以浅と浅く、SOCAR が独自に開発し、1980 年より生産を行っております。

油層は主要産油層となる Pereriv 層とその上部の Balakhany 層の砂岩層から成っています。Pereriv 層はさらに上部から下部に向かって A ～ E の 5 つの layer に分割され、特に layer B と D が主要 layer となり、この 2 layer で 100 m 前後の層厚となります。

油層の性質は以下の点が挙げられます。

- ・ Pliocene（鮮新世）の河川 - デルタ成で、湖成堆積物が油層を形成している。
- ・ 北西—南東系列の細長い背斜構造を基本とし、多くの断層の存在が予想されている。
- ・ 断層により油層が compartment 化している可能性が

図 2 ACG 鉱区構造図および油層断面図

ある。

- ・北翼と南翼では油層の傾斜が非対称。北翼の方が急である。
- ・翼部の傾斜は大きく、30～40度に達する。
- ・鉤区内に4個の mud volcano（泥火山）が存在する。
- ・油層は1,800～3,300 mの深度にある。
- ・油層の初期圧力は約5,000 psi@2,900 mである。
- ・原油比重は34度 API, GORは900～1,000 scf/stbである。

2.3 開発計画概要

ACG プロジェクトは1994年9月に PSA 契約を締結し、12月に発効しています。この契約はSOCARの権益が10%しかなく、残りの権益を多くの外国石油開発企業が取得し、"the Deal of the Century"（世紀の契約）と呼ばれました。契約に定められた義務作業には三次元震探の実施、3坑の評価井掘削およびインフラ整備、開発を前提とした調査検討などが含まれ、これらは1995年8月から1997年7月までの期間に終了しました。評価

井については、2000年までにさらに2坑を掘削しました。

弊社は1996年3月に McDermott 社より2.45%の権益を取得し、さらに同年7月に Pennzoil 社より1.47%の権益を追加取得し、計3.92%となって現在に至っています。

ACG 油田は長さ約40 km、幅は最も大きな部分で約5 kmと非常に大きいため、いくつかのPhaseに分割して開発を行っています（図3参照）。

まず、1997年に Chirag 油田で既設ジャケットを利用する原油生産が EOP（Early Oil Production）として開始され、現在はその生産量が約14万 BPD となっています。

今後Phase 1として Azeri 油田中央部にプラットフォームを設置して開発を行います。引き続きPhase 2として Azeri 東部および西部に1基ずつのプラットフォームを設置して開発を行い、ここまでの Azeri の全体開発となります。

さらにPhase 3として最も北側の Gunashli 油田深海部と Chirag 油田西部を対象地域としてプラットフォームを設置して開発し、ACG の全体開発となります。

図3 ACG 鉤区開発計画 - Phased Development -

それぞれの生産開始は Phase 1 は 2005 年 1 月末、Phase 2 は 2006 年 4 月、Phase 3 については 2008 年第 1 四半期を予定しており、現在これに向けて準備作業を行っています。

生産量は、現在は Chirag 油田による約 14 万 BPD のみですが、Phase 3 まで立ち上がると、2008～2011 年には 100 万 BPD を超えると予想しています。

生産開始から 2024 年までの可採埋蔵量は約 54 億 bbl と評価されています。

次にそれぞれの油田における開発状況と今後の計画について説明します。

3. 各油田の開発状況と今後の計画

3.1 Chirag 油田

Chirag は、SOCAR が設置したがうまく開発できなかったプラットフォームのトップサイド部分を撤去し、ジャケットのみを利用してトップサイド部分を新規に建設して使用しています。生産開始は PSA 契約から約 3 年後の 1997 年 11 月で、EOP (Early Oil Production) として非常に短期間で生産開始にこぎつけることができました。

プラットフォームは 24 スロットを有しています。

Chirag では開発当初、1 坑当たり平均 5,000～6,000 BPD の生産量を予想していましたが、1997 年以降実際に坑井を順次掘削していった結果、坑井の生産性が予想以上に高く、1999 年末には計 14 坑で約 11 万 BPD と、14 万 BPD の生産容量に近くなってしまいました。そこで、残りのスロットを有効利用することを考え、一度掘削キャンペーンを中断し、リグの掘削能力を向上させて掘削可能半径をそれまでの 4～6.5 km に、より遠くまで掘削可能にして 3 坑の ERD (Extended Reached Drilling) 井を掘削しました。また、プラットフォームの生産容量も 14 万～16.5 万 BPD に増加させました。さらに、計画していた水圧入を 2005 年 5 月に早めて開始しました。

現在はさらに 1 坑井が追加されて 18 坑井が既存坑井となっており、19 坑井目を掘削中です。2004 年 9 月のデータでは、既存坑井 18 坑井のうち、14 坑井により計 14.6 万 BPD の原油生産、4 坑井で 10 万 BPD の水圧入を行っています。累計生産量は 2.6 億 bbl に達しています。

本プロジェクトはアゼルバイジャン国内でも認知度が高く、Chirag プラットフォームはアゼルバイジャンのお札にも描かれています。

3.2 Azeri 油田 (Phase 1 および 2)

3.2.1 プラットフォーム建設

Azeri 油田は ACG 対象油田のなかで最も埋蔵量の多い油田で、Phase 1 および 2 に分けて開発する計画となっ

ています。

Phase 1 では、Azeri 油田中央部を開発対象地域として、48 スロットの掘削・生産プラットフォームと水・ガス圧入用プラットフォームをそれぞれ 1 基ずつ設置します。これら 2 基のプラットフォームについては、それぞれ 2004 年 3 月と 8 月にすでにジャケットを設置し、10 月初には掘削・生産プラットフォームのトップサイドがフロートオーバー方式によりジャケット上に設置されました。生産開始は 2005 年 1 月末を予定しています。水・ガス圧入については、油層翼部の傾斜が相対的に急な北翼にはガス圧入、相対的に緩やかな南翼には水圧入を実施して回収率向上を目指す計画で、2005 年第 3 四半期にはガス圧入が開始される予定となっています。

トップサイド設置の際に用いられたフロートオーバー方式とは、トップサイド上の各種設備をすべて陸上で搭載し、コミッショニングまで行い、これをバージにより運搬して海上のジャケット上に設置する方法です。個々の設備を海上まで運搬して組み上げて行く方法に比べて時間がかからず、作業が確実にできるという利点があります。本方式は今後の建設についても採用していく計画となっています。

Phase 2 では、Azeri 油田東部と西部を開発対象地域とし、それぞれに 48 スロットの掘削・生産プラットフォームを 1 基ずつ、計 2 基を設置します。これらのプラットフォームについては、現在建設中です。生産開始は西部プラットフォームが 2006 年第 2 四半期、東部プラットフォームは 2007 年第 1 四半期を予定しています。Azeri 東部および西部においても Azeri 中央部に設置した水・ガス圧入用プラットフォームの機能を利用して水圧入を行う計画です。

3.2.2 プレドリリング

Azeri 油田では、プラットフォーム設置後の生産量の早期立ち上げによる経済効果の向上を目的として、プラットフォーム設置前に海底にテンプレートを設置し、掘削リグによりあらかじめ坑井を数本掘削しておくという手法を採っており、これをプレドリリングと呼んでいます。

プレドリリングを行う坑井のほとんどは油層直上まで掘削し、油層部分はプラットフォーム設置後に掘削することとしていますが、数本の坑井については、油層データの取得を目的として油層部分まで掘り込む坑井もあります。

Azeri 中央部では、2002 年 3 月から約 1 年間に計 12 坑のプレドリリングをすでに終了しています。その後 2003 年 5 月より約 2 年間の計画で Azeri 東部および西部においてもプレドリリングによる坑井掘削を現在実施中

です。

3.2.3 4C (Component) 地震探査の利用

Azeri 地域では浅部のガスと泥火山により、通常の震探では良好なイメージを得ることが難しかったのですが、本プロジェクトでは、4C 地震探査を利用することにより、これまでに比べて良好なイメージを得ることができ、構造の把握に非常に有効性を発揮しました。

今回用いた 4C 地震探査は受振器にデジタル式の着底ケーブルである OBC (Ocean Bottom Cable) を用いるもので、その利便性からここ数年間で急速に普及してきたものです。

3.3 Gunashli 油田 深海部と Chirag 油田 西部 (Phase 3)

以上の Azeri 油田の開発に引き続いて、ACG プロジェクトの最後の Phase として、Gunashli 油田深海部および Chirag 油田西部を対象とした Phase 3 が計画されています。

Phase 3 の計画が Phase 1 および 2 と大きく異なっている点は、対象となっている Gunashli 油田深海部がその北西に位置する Gunashli 油田浅海部と連続した油層であるという点です。

Gunashli 油田浅海部は SOCAR が 1980 年に生産開始しており、現在も約 10 万 BPD の生産を行っています。その影響は Gunashli 油田深海部の油層におよび、すでに油層圧力の減退が確認されています。そこで、開発初

期からの水圧入などによる油層圧力の上昇・維持を計画しています。

この地域には 48 スロットの掘削・生産プラットフォームと水圧入用プラットフォームをそれぞれ 1 基ずつ設置し、油層圧力を上昇させる目的で、海底仕上げの水圧入井を設置することを計画しています。

Phase 3 については本年 8 月のパートナーの承認を経て実行段階に移行し、これで ACG プロジェクトの段階開発 (Phased development) がすべて実行段階に入ったことになります。詳細計画は現在作成中ですが、Azeri 油田と同様にブレドリリングも行い、2008 年第 2 四半期には生産開始の予定です。

以上のように、ACG プロジェクトでは、現在生産中の Chirag プラットフォームの他に、2005 年から 2008 年の間に掘削・生産プラットフォーム 4 基 (Azeri に 3 基、Gunashli 深海部に 1 基)、水・ガスなど圧入用プラットフォーム 2 基が次々と稼働開始し、100 万 BPD を超える生産が達成されると見込んでいます。

4. 原油搬出ルート

カスピ海域の油田は内陸にあり、外海と接していないため、生産原油の搬出ルートの確保という問題点があります。そこで、最後に、ACG プロジェクトの生産原油の搬出ルートの状況について簡単に述べさせていただきます (以下、図 4 参照)。

図 4 ACG 鉱区生産原油の搬出ルート

ACG 鉱区の生産原油は海底パイプラインにより、まず Baku の南西約 50 km にある Sangachal 陸上処理施設に送られ、ここからパイプラインによる搬出が行われます。

Chirag 油田が生産を開始した 1997 年時点では、Baku からカスピ海沿いに北に進み、ロシア領を通過して黒海沿岸の Novorossiysk に至る北ルートパイプラインを用いて原油の搬出を行いました。この北ルートは最大流量約 12 万 BPD で、1998 年 3 月には Novorossiysk より初出荷を行っています。

その後、Baku から西に向かい、グルジアを通過して黒海沿岸の Supsa に至る西ルートパイプラインの整備を行い、1998 年 12 月より使用を開始しました。1999 年 4 月には Supsa より初めての原油搬出を行い、その後はこの西ルートが主として使用されています。最大流量は約 15 万 BPD です。

しかし、これらのパイプラインはどちらも黒海に原油を出荷することとなり、黒海からエーゲ海に抜ける途中で狭いボスポラス海峡をタンカーで通過する必要があります。そこで、将来の大量の原油搬出には限界があります。そこで、Baku から直接地中海に原油を搬出できるパイプラインとして計画され、現在建設されているのが BTC パイプ

ラインです。BTC パイプラインはアゼルバイジャン、グルジア、トルコの 3 ヶ国を通過し、その名前の BTC とは、Baku, Tbilisi, Ceyhan の頭文字を取ったもので、最大流量は 100 万 BPD の規模です。

本パイプラインは 2003 年半ばに建設を開始しており、その全長は 1,768 km で、2005 年前半に完成予定です。2005 年 1 月末に予定されている Phase 1 の生産開始により原油生産量が増加した場合には、先に述べた西ルートに加えてこの BTC パイプラインが使用される計画となっています。

BTC パイプラインは ACG 原油のみならず、カスピ海地域の他の鉱区から産出される原油の搬出にも使用する目的で建設されています。

以上、簡単ではありますが、弊社が関与しております ACG プロジェクトについてご説明させていただきました。

参 考 資 料

Wethington, Barry *et al.*, 2002 : Development of a Super Giant, ACG Field, Offshore Azerbaijan: An Overview. 2002 AAPG Annual Convention, Houston, Texas.