

- メタンハイドレート第二回陸上産出試験とその意義について -

メタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム

www.mh21japan.gr.jp

メタンハイドレート(以下、MH)は、水分子が構成するかごの中に都市ガスの主成分であるメタンの分子を閉じ込めた構造を持つ、氷状の固体である。日本近海の深海底下や極地の永久凍土地帯では、MH が砂質の地層中に大量に存在していることが推測されており、将来のエネルギー資源として期待されている非在来型エネルギー資源である。MH を含む地層からメタンを取り出すには、地層中でいったん MH を水とガスに分解させる必要がある。MH の生産は、この分解されたメタンガスを坑井から取り出すことにある。

MH は低温・高圧で安定であるため、MH を地層中で分解させ生産するためには、温度を上げるか(加熱法)、圧力を低下させる(減圧法)などの手法が必要となる。

2002 年には、今回の試験と同じ地域で、5 カ国 7 機関*の共同研究として第一回陸上産出試験を実施し、坑井内に温水を循環させてMHを含む地層を加熱する「温水循環法」による生産を実験的に試みた。その結果、世界で始めて地層中のMHを分解させてメタンガスを生産することに成功した。このときの試験期間は約 5 日間(約 123.7 時間)で、累計生産量は約 470m³であった。この試験の結果から地下のMHを人工的に分解させてメタンガスを取り出すことができることが実証されたが、加熱法では継続的に熱を地層に供給し続けなければならないためにエネルギー効率が悪い。また、地下深部もしくは深海に存在するMHを含む地層に熱を継続的に伝える手法に課題が多い。

それに対して減圧法は、坑井内に満たされた流体をポンプで汲み水頭圧を下げることによって実現できるという簡便さがあり、比較的エネルギーの投入が小さくてすむ。しかし、2002 年以前には、減圧法では効率的な MH 生産が難しいのではないかという意見が世界的にも多かった。2002 年の試験では温水循環法に焦点があてられていたものの、小規模な減圧試験が実施された。その結果、MH を含む地層に対する継続的な減圧効果が期待されることとなった。その後、(独)産業技術総合研究所(AIST)はメタンハイドレート資源開発研究コンソーシアム(MH21 研究コンソーシアム)の研究として、室内生産実験と生産シミュレーションを繰り返し、当該地域の MH を含む地層で減圧法が有効であることを示した。

以上の知見に基づき、将来の日本近海での海洋産出試験を視野に入れつつ減圧法での生産試験をフィールドスケールで実証することとし、同地域において生産試験(第二回陸上産出試験)を行うためカナダと共同研究の協定を結んだ。

第二回陸上産出試験作業の概要

当該地域はボーフォート海沿岸の極地の湿地帯で、海と河川が凍結し車が走れるアイスロードを建設できる冬季しか現場に立ち入れないため、第二回陸上産出試験は 2007 年冬と 2008 年冬の二冬にわけて行われた。(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)とカナダ天然資源省(NRCan)が出資と研究の主体であり、オーロラレッジ(Aurora)が IOFS(Inuvialuit Oilfield Services)社の支援を受けてオペレータを務めた。当該地域は気温が-40 以下になる極寒の地である。また極めて脆弱な生態系の下に多くの希少生物が存在するため、最大限の環境への配慮が必要であり、13 にわたる規制当局からの許認可を取得し地元団体の同意を得て実施に至った。

* 日本：JOGMECの前身である石油公団、カナダ：カナダ地質調査所(GSC)、米国：米国エネルギー省(DOE)及び米国地質調査所(USGS)、インド：インド石油天然ガス省(MOPNG)及びインドガス公社(GAIL)、ドイツ地球科学研究所(GFZ)ポツダム及びBP-シェブロンテキサコ・マッケンジーデルタ共同企業体

2007年冬の作業

2007年冬には、既存坑井である Aurora/JOGMEC/NRCan Mallik 2L-38(1998年に石油資源開発・旧石油公団・カナダ地質調査所が研究用に掘削した坑井)を再利用して生産井とした。坑井の改修を行うとともに、最新の技術を使った地質・地球物理学的データの取得と生産モニタリング用装置の設置を行った。

悪天候により作業が遅れたが、深度約1,100mのハイドレート層の12m区間にパーフォレーション(火薬による鋼管ケーシングの穿孔)を行い、地層を減圧するためのポンプを設置して、2007年4月2日(現地時間)から坑内の水を排出して減圧を開始した。しかし、減圧によって坑井内に入り込んだ砂(出砂)の影響により短期間(約60時間)で試験を断念せざるをえなかった。この時の生産継続時間は12.5時間で、生産したガスの量は830m³と見積もられた。この数字は2002年の5日間の生産量(約470m³)を上回っており、減圧法が有望な手法であることがフィールドスケールで検証された。減圧法によりMHを含む地層からメタンガスを生産したのは、本試験が世界で初めてである。

2008年冬の作業

前年の結果を踏まえ、2008年には出砂対策を施すなどの改良を行い、より長期の試験を試みた。アイスロードの建設、敷地造成などの準備作業の後、再び坑内にポンプを設置して、前年と同じ12m区間において3月10日の午後から減圧のためポンプ運転を開始した。3月16日正午に、予定された試験終了期日に達してポンプの運転を停止した。

試験結果とその意義

12m区間からのガス生産量は2,000-4,000m³/日であり、継続的では安定した生産が達成できた。6日間(約139時間)累計生産量は約13,000m³に達し、減圧法を主体とした生産手法が正しいアプローチであることが証明されたと考えている。

試験中はガス及び水の出産量、温度、圧力など多くのデータとサンプルが取得され、それらは現在分析・解析中である。これらのデータを解析することにより、地下のMHの分解挙動に関する研究が進むと期待され、より効率的な生産手法の構築が可能になると考えられる。

MH21研究コンソーシアムでは、AISTが日本オイルエンジニアリング株式会社、東京大学との協力のもと日本独自のMH生産シミュレータ「MH21-HYDRES」を開発しているが、今回の生産試験の結果とシミュレーション事前予測結果は、MHが安定的に分解・生産している期間に関してよい一致が認められた。今後、生産試験の解析結果をMH21-HYDRESに組み込んでいくことにより、シミュレータの精度の向上が期待できる。

今後の我が国のメタンハイドレート研究に向けて

今回の試験結果は、今後、日本・カナダ両国において解析を進め、順次科学的成果として発表していく予定である。

太平洋の東部南海トラフ(静岡県沖～和歌山県沖)におけるメタンハイドレートの原始資源量については、我が国の天然ガス消費量の約14年分にあたる約1.1兆m³(うちMH濃集帯は約5,500億m³)という評価をしており、同海域における資源ポテンシャルは大きいと考えられている。

この大きなエネルギー資源を活用するためには、生産手法の確立は必至であり、今回の試験はそのための大きな一歩を踏み出したものである。

生産シミュレータMH21-HYDRESを使用して東部南海トラフのひとつのMH濃集帯への減圧法の適用を想定した生産シミュレーションを実施したところ、1坑井あたり平均で50,000m³/日以上の上の生産量が見込まれることが予測された。2008年試験との生産量の違いは、パーフォレーション区間の長さ、MH層の温度・圧力条件、地質条件の違いによるものである。

しかし、海洋における減圧法を主体とした生産システムの実現にはいまだ多くの技術課題が残されている。したがって今後、それらの技術を実海域で実証していく必要がある。

MH開発における環境との調和も課題であり、フェーズ1では(財)エンジニアリング振興協会

(ENAA)が基礎研究を行っている。今後、東部南海トラフ以外での MH 資源の探査、生産のための技術開発、環境影響評価を含めた総合的な研究が重要となる。

MH21 研究コンソーシアムは、本年度が最終年度となるフェーズ 1 において、生産シミュレーション結果をもとに、今後、東部南海トラフのメタンハイドレート濃集帯に対する経済性評価を実施していく予定である。



第 2 回陸上産出試験（第 2 冬）で生産されたメタンガスのフレア



東部南海トラフの採取されたメタンハイドレート濃集帯を形成する砂質孔隙充填型メタンハイドレート

Impacts of the second on-shore methane hydrate production test results on the Japanese resource development

Research Consortium for Methane Hydrate Resources in Japan

www.mh21japan.gr.jp

Methane hydrate (hereinafter “MH”) is an ice-like solid substance that consists of cages formed with water molecules and methane (the main component of utility gas) molecules trapped in each cage. The vast majority of the volume of the substance has been found in marine sediments below the seabed in deep waters around Japan and other countries, and below permafrost layers in arctic regions like northern Canada and Alaska, as a mixture with sand grains. This material is an unconventional energy resource and is anticipated as a future form of alternative energy to conventional oil and natural gas. Due to its solid form, gas production from MH requires techniques to dissociate the substance to methane gas and water in a geological formation, and extract the gas through a borehole.

Since MH is stable under a high pressure and low temperature condition, the dissociation can be achieved by *temperature increase* (thermal stimulation) or *pressure decrease* (depressurization).

In 2002, seven organizations from five countries¹ joined a collaborative investigation program of methane hydrate in the same site as used again this year and conducted the first gas production test. In this original test, thermal stimulation by hot water circulation was tried and led to the world's first intentional gas production from MH deposits. During the 123.7 hour operation term, 470m³ gas was extracted from the formation. Although the success of the test proved that MH can be a gas reserve, the difficulty of the heat transport from a well to the formation limited the productivity of the thermal stimulation technique. Also the continuous injection of heat to the formation decreases the energy efficiency. More specifically, there can be many technical challenges of heat generation and transportation in deep water conditions.

On the other hand, the depressurization technique has advantages of operation and energy efficiency. The pressure decrease can be achieved by a simple operation of dropping the fluid level in wellbore by pumping water. However, the formation response to the high degree of depressurization was unknown in 2002 and many scientists were skeptical of the applicability of the technique. Nevertheless, in 2002 scientists attempted small scale pressure drawdown tests using wireline pressure logging tools in MH formations. The results of the test suggested the applicability of the simple depressurization technique for gas production. The subsequent series of laboratory and numerical works done by the National Institute of Advanced Industrial Science and Technology (AIST) as a part of the MH21 (Research Consortium for Methane Hydrate Resources in Japan) study proved the applicability quantitatively.

As a result of the accumulated knowledge and experience, and with the expectation of the future application to the Japanese domestic resources, Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC) and Natural Resources Canada (NRCAN) signed an agreement to carry out a second production test at the site for the field scale verification of the depressurization technique.

Operation overview

The test site is located 130 km's north of Inuvik, in the Mackenzie Delta, and accessible

¹ Japan National Oil Corporation (JNOC, former JOGMEC), Japan, Geological Survey of Canada (GSC), Canada, GeoForschungsZentrum Potsdam (GFZ), the Department of Energy (DOE) and United State Geological Survey (USGS), US, the India Ministry of Petroleum and Natural Gas (MOPNG)-Gas Authority of India (GAIL), India, and the BP-Chevron Texaco Mackenzie Delta Joint Venture.

only in the winter season after ice road (a road on frozen river or ocean) construction is completed. All of the field activities should be terminated before the close of the ice roads. Due to the narrow seasonal operation window, the field work was divided into two winters (January-April 2007 and January-April 2008).

JOGMEC and NRCan funded the program and lead the research and development studies. Aurora College/Aurora Research Institute acted as the operator for the field program with support from Inuvialuit Oilfield Services who were the project managers.

Because the site is located in the very sensitive and weak northern environment, and various precious natural species live around the site, the project was required to maximize environment protection measures to assure that there was no impact on the wildlife and delicate arctic ecosystem. The test was conducted under the strict environmental regulations of Canadian authorities and with the consent local communities.

WINTER 2007: OPERATIONS

A well drilled for the 1998 research program (Mallik 2L-38) was reused for the production test for reducing drilling waste volumes. In the first winter, the well was modified for the production test, after geophysical data acquisition by state-of-the-art logging tools and deployment of downhole monitoring devices.

Severe cold (temperatures often reaches -40 degree C) lead to delay of the operation, but the test operation could start on the 2nd of April (local time) after the perforation (operation to make holes in the steel casing by gun powder) in a 12m interval at 1100m in depth was done and a set of a downhole pump systems to decrease the water level were installed.

Sand production (flow-in of formation sand to the borehole with fluid) prevented the continuous pumping, and the operation was terminated 60 hours after the start of the pumping. However, during the most successful 12.5 hours duration, at least 830m³ of the gas was produced and accumulated in the borehole. This attempt was the world's first gas production by the depressurization of natural MH in geological formation, and the volume of 830 m³ exceeded the production volume of five-day-operation of 2002. We evaluated that the test result verified the effectiveness of the depressurization method even for such a short duration, but left technical challenges.

WINTER 2008: OPERATIONS

The goal of the winter 2008 field activities was to undertake longer term gas hydrate production testing with countermeasures to the problems of 2007.

After the ice road and site construction, and preparatory operations on the well, a modified pumping system was run into the hole with sand control devices. The pump operation started in the afternoon of March 10 and continued until the preset termination time of the test, noon of March 16.

Preliminary results

We can confirm that sustained gas flows ranging from 2000-4000 m³ /day were maintained throughout the course of the 6 day (139 hours) test. Cumulative gas production volume was approximately 13,000m³. Detailed analysis will be made later, but we are sure that the result proves our hypothesis that the depressurization method is the correct approach.

During the test, a lot of data and samples, such as produced gas and water, their rate and volume, and downhole and surface pressure and temperatures were obtained. The analyses of the data and samples will help understanding MH dissociation behavior in formations, and contribute to the development of more sophisticated production techniques.

Within the MH21 research program, AIST is developing a reservoir simulation model called MH21-HYDRES. The predicted gas rate by the MH21-HYDRES is fairly matched with the observed value for the stable production terms. By analyzing the data of the production test, we expect improvement in the modeling.

Impacts on the Japanese MH research program

Japanese and Canadian research teams will analyze the data and publish scientific and technical papers internationally.

According to the previous exploration results, original gas in place in the Eastern Nankai

Trough area off the Pacific coast of Shizuoka through to Wakayama prefectures in the gas hydrate form is approximately 1.1 billion cubic meters (equivalent to 14 years of Japanese natural gas demand), and half of these areas form highly concentrated zones that are potentially high prospects of resources for development.

Development of effective production techniques is the key to change the naturally occurring gas hydrate to a valuable energy resource. The success of the production test in northern Canada is a great step forward.

A simulation result of MH21HYDRES applied to one concentrated zone of the Eastern Nankai Trough reveals that the potential gas production rate from a single wellbore by the depressurization method can exceed 50,000m³/day. The difference from the on shore production test result is caused by the extent of production interval, temperature and pressure conditions, geological and petro-physical conditions.

However, many technical issues remain for the application of depressurization techniques in marine sediments beneath deep water. Such technical challenges should be solved and verified through future production tests.

The future MH development should be environmentally friendly. Our experience in the delicate northern environment left many lessons. In the MH21 program, the Engineering Advancement Association (ENAA) takes part in the basic research on environmental protection and assessment.

Integrated studies of the exploration of the Eastern Nankai Trough and other areas, procuring techniques, and environmental impact studies are important for the future resource development.

The MH21 will provide the economics study on the concentrated zones of the Eastern Nankai Trough area with modeling studies later this year.



Natural Resources
Canada

Ressources naturelles
Canada