

해저 부존 비경제성가스(Offshore Stranded Gas)의 생산·수송 방법론 비교 분석 연구

장 승룡

한국가스공사 연구개발원

A Comparative and Analytical Study on Exploitation & Transportation Methods for Development of Offshore Stranded Gas

Seungyong Chang

R&D Center, KOGAS

1. 서론

천연가스는 중요한 에너지 자원의 하나이며 세계적인 소비량은 급증하고 있는 추세이다. 그 결과 다수의 가스전 개발이 심해 또는 극지방과 같은 열악한 환경 조건에서 이루어지고 있다. 그러나 현재의 기술 수준과 경제적 여건으로 인하여 많은 해저 가스전들은 여전히 비경제적인 가스전으로 남아있다. 비경제성 가스전 (Stranded Gas Reserves)은 가스전으로부터 소비지까지 거리상의 이유 또는 파이프라인을 설치하기에는 깊은 수심으로 인하여 소비자에게 경제적으로 공급이 어려운 천연가스 자원을 말한다.

Oil & Gas 저널에 의하면, 전세계적으로 발견된 천연가스는 5,000조 입방피트 이상이며¹ 이 가운데 절반 이상이 비경제성가스로 예측하였다. 미국 Enron사의 자료를 보면, 세계적으로 볼 때 가스나 액화천연가스 형태로 수송 시 엄청난 소요 비용과 가스 시장의 근본적인 한계점 등으로 인하여 9,000조 입방피트 이상의 비경제성 가스가 존재하며 이 가운데 절반 이상의 비경제성 가스가 해저에 존재함을 알 수 있다.

일반적인 1차 천연가스 처리방법은 1) 파이프라인 수송, 2) 가스 재주입 및 3) 가스 소각 등을 들 수 있으며 가스 재주입은 저류층 압력을 유지시키면서 원유 생산을 향상시키기 위하여 사용하지만 이러한 작업은 석유 생산을 저해할 수 있으므로

임시적인 방편으로 사용된다. 육상 또는 육상에서 가까운 해저 가스의 경우, 파이프라인은 천연가스를 생산지에서 소비지까지 수송하기에 적합한 방법이다. 그러나, 육상까지의 수송거리가 증가하거나 수심이 깊어질수록 파이프라인 수송 가능성은 더욱 어려워진다. 일반적으로 해저 파이프라인의 설치 비용은 \$170,000/마일 ~\$1,000,000/마일 정도 소요된다.² 현재 가스 소각은 환경 문제로 인하여 비상 사태 발생 시에만 매우 단시간 내에 허용된다.

현재 해저 천연가스를 생산 수송하는 가능한 방법으로는 1) 파이프라인(PNG) 수송, 2) 가스 체적을 감소시키는 중간 매개체로 변환하여 수송하는 방법인 액화 천연가스(LNG), 압축가스(CNG), 하이드레이트 NGH) 변환 수송, 3) Fischer-Tropsch(F-T) 합성 연료나 메탄올 같은 다른 생성물로 변환(GTL) 수송, 그리고 4) 육상까지 해저 케이블을 이용하여 전기로 변환시켜 수송하는 방법(GTW) 등이 있다.

이 가운데, 가장 많이 사용되는 방법으로는 LNG 또는 PNG 수송을 들 수 있다. 그러나 이 방법들은 상당량의 확정 매장량과 초기 인프라 구축에 막대한 비용이 소요되므로 대다수의 경우, 해저에 존재하는 천연가스를 소비지까지 보내는데 있어서 적절치 않으므로 LNG나 PNG 이외에 다른 대체 방법의 사용이 요구되고 있는 실정이다.

본 논문에서는 현재 대체 이용 가능한 CNG, NGH, GTL 및 GTW 방법들에 관하여 간략히 정리하고 LNG 및 PNG 방법들과 상호 비교 분석하였으며 사할린 가스를 한국, 중국 및 일본에 수송할 경우를 그 예로서 사용하였다.

2. 해저 천연가스 수송 방법³

2.1. 액화천연가스 (LNG)

현재, LNG는 천연가스를 소비지에 수송하는 가장 대중적인 방법이며 대부분 메탄으로 구성되어 있고 비등점은 대기압에서 -161.5°C 이다. 이 방법은 지난 40여년 동안 사용되어 왔으며 많은 LNG 수송선이 제작되었다. 현재 세계 천연가스 교역량의 약 25%를 차지하고 있으며 LNG의 생산 및 저장은 주로 육상 설비에서 수행된다.

2.2. 파이프라인 (PNG)

해저 가스를 구축된 파이프라인에 의하여 해저에서 소비지까지 수송하는 방법으로서 높은 소요 비용과 거대한 확정 매장량이 필요하므로 많은 경우에 이 방법이 사용이 적절하지 않다. 또한 해저에서는 육상 지역에 비하여 가스 컨텐세이트 발

생 또는 하이드레이트 축적 등과 같은 문제점들이 육상 수송 시보다 더욱 증가하게 된다.

2.3. 압축천연가스 (CNG)

비록 해상에서 압축 천연가스 수송이 오래전에 시작되었다고 하여도 현재까지 상업적인 CNG 수송선을 제작하기 위한 많은 연구들이 실패하였는데 가장 큰 이유는 압력 용기를 제작하는데 소요되는 막대한 비용 때문이다. 그러나 최근에 상업적인 CNG 수송선이 실용화 단계에 이르렀다.

2.4. 하이드레이트 (NGH; Natural Gas Hydrate)

가스 하이드레이트는 물과 가스 분자의 물리적 결합에 의하여 생성되는 얼음 같은 고체이며 천연가스 분자는 결정체 구조의 공동에 갇혀 있다. 이론적으로 180 m³의 메탄 가스는 1 m³의 물과 결합할 수 있으므로 73 MMSCFD의 가스 생산량은 약 11,500 m³/d (72,000 bbl/d)의 하이드레이트를 생성할 수 있다.⁴

2.5. 액체 전환 (GTL; Gas To Liquid)

비록 가스를 액체로 전환하는 액체 전환법은 상업적인 적용에서는 아직 초기 단계이며 오직 소수의 육상 공정 설비들이 가동되고 있지만 해상에서의 그 활용 가능성은 급속히 증가하고 있다. 일반적인 GTL 공정 과정은 다음의 단계를 거친다. 1) 천연가스 재구성 (Natural Gas Reforming): 천연가스를 일산화탄소와 수소의 혼합물인 합성가스(Syngas)로 재구성, 2) 합성가스 전환(Conversion of the Syngas): 합성가스를 탄화수소로 전환하기 위하여 촉매 반응을 이용한다. 73 MMSCFD의 가스를 전환시키기 위하여 7,900 BBL/D의 합성유(Syncrude)를 생산할 수 있는 규모의 F-T 설비가 필요하다.⁴

2.6. 전력 전환 (GTW; Gas To Wire)

이 방법은 해상의 FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) 플랫폼 상에서 가스 에너지를 전기로 전환하여 발생한 전기를 고압의 해저 케이블을 이용하여 육상으로 수송하는 것으로서 육상에 구축되어 있는 설비에 연결하거나 직접 소비자에게 공급하기도 한다. 가스 터빈(GT)으로부터 발생한 회수 열을 이용하여 스팀 터빈(ST)을 가동시키기 위한 스팀을 생성하도록 제작된 복합적인 순환 설비를 이용한다. 이 방법의 경우 100 km 이상의 거리에서는 AC 시스템에서 발생하는 전압 강

하와 전력 손실을 방지하기 위하여 DC 수송이 일반적으로 선호된다.

3. 평가 모델

본 연구를 위하여 비 경제성 가스는 오일과 함께 존재하고 모든 수송 방법은 수반된 가스 생산과 수송으로 인한 소요 비용의 증가분으로 평가되었으며 원료 가스 (Feed Gas)의 생산량은 100 MMSCFD로 가정하였다. 가스를 생산 수송하기 전에는 모든 가스가 저류층 압력을 유지하기 위하여 재주입 되었으므로 원료 가스 수입은 0으로 가정하였으며 가스 재주입에 소요되는 비용은 \$0.25/MSCF로 가정하였다.

표 1은 출발지, 소비지 및 수송 거리를 나타내며 사할린 지역의 열량은 1,008 Btu/SCF로 정의하였다. 또한 생산되는 가스는 출발 지점인 육상에서 수백 마일 떨어진 해저에 존재하는 것으로 가정하였다. 표 2의 전환율(Conversion Rate)을 이용하여 수송 방법에 따른 생산율을 각각 계산하였으며 표 3에 그 결과를 나타내었다. 자본 비용, 조업 비용 및 해상 운송 비용은 표 4, 5, 6에 각각 나타내었으며 소비지에서 가스 가격은 표 7에 나타내었다. 본 연구에서 제시한 모든 값들은 참고 문헌을 근거로 하여 선택 또는 가정하였다.

4. 경제성 평가

앞에서 제시한 모든 데이터를 이용하여 가장 경제적인 방법으로부터 가장 비경제적인 방법까지 순위를 산정하기 위하여 경제성 평가를 수행하였다. 경제적 기반에 근거한 적절한 순위 선정을 위하여 세금 공제 이전의 단순 원금 회수 (Simple Payback) 방법을 이용하였다. 단순 원금 회수 방법은 기본 경우에 연관된 자본 비용의 증가분을 1차 년도의 세입에서 해상 운송 및 조업 비용을 제외한 차액으로 나눈 값으로 정의된다. 모든 수송 방법에 대한 자본 비용 증가분, 연 세입 및 원금 회수 기간은 표 8에 정리되어 있다.

5. 수송 방법들의 순위 산정

경제적 기반에 근거하여 수송 방법들을 평가한 후, 방법들의 상대적 순위를 도출하기 위한 시도가 이루어졌다. 표 9는 모든 방법들의 상대적인 순위를 나타낸다. 이 표에서 CNG, NGH 및 GTW가 가스 재주입 대신 비경제성 가스의 생산 및 수송

에 가장 적합한 방법임을 알 수 있다.

CNG의 경우, 자본 비용은 다른 방법들에 비하여 월등히 낮는데 그 이유는 인프라 구축 비용이 소요되지 않기 때문이며 원금 회수 기간은 다른 방법에 비하여 훨씬 단 기간이다.

NGH 수송 방법은 타당성 연구 단계이며 실용화 단계에는 아직 이르지 못하였다. 그러므로 NGH의 경우 관련 값들을 선택하는데 다소 어려운 점이 있으므로 이 방법은 실제 실용화 단계에서는 일부 수정이 필요하다고 사료된다. 그러나 멀지 않은 장래에 해상에서 높은 경쟁력을 가질 가능성은 매우 높다.

GTL의 경우, CNG나 NGH에 비하여 상대적으로 높은 자본 비용이 필요하므로 이러한 조건은 우선 순위에 영향을 미치지만 소요되는 자본 비용은 기술력 개선으로 인하여 지속적으로 감소될 전망이다. 그러므로 GTL 기술도 멀지 않은 장래에 해상 지역에서 경쟁력을 갖출 가능성도 높다고 사료된다.

GTW의 경우는 자본 비용이 높지만 조업 비용이 상대적으로 저렴하고 해상 운송 비용이 필요 없으므로 전체적인 연 세입은 다른 방법들에 비하여 월등히 높으므로 원금 회수 기간은 상대적으로 짧다.

LNG와 PNG의 경우, 자본 비용은 인프라 구축으로 인하여 매우 고가이므로 그 경쟁력은 매우 약함을 알 수 있다.

6. 결론

천연가스는 중요한 에너지 자원의 하나이며 세계 소비량은 급속히 증가하고 있다. 최근 그 소비량은 환경 문제의 증가로 인하여 더욱 가속화되고 있다. 이러한 급증하는 천연가스 소비량을 만족시키기 위하여 다수의 가스전이 심해나 극지방 같은 열악한 환경에서 개발되고 있다. 그러나 현재 기술 수준과 경제적인 상황으로 인하여 많은 바다의 가스전은 여전히 비경제적이다.

본 연구에서는 CNG, NGH, GTL 및 GTW 등의 이용 가능한 방법들을 간략히 정리하였고 LNG 및 PNG 방법들과 가장 경제적인 방법을 예측하기 위하여 상호 비교하였으며 사할린 지역의 가스를 한국, 중국 및 일본에 수송할 경우를 그 예로서 이용하였다.

연구 결과로 볼 때, CNG, NGH 및 GTW가 가스 채취 대신 생산 수송에 있어서 가장 적합한 방법으로 나타났다.

CNG의 경우, 자본 비용은 다른 방법들에 비하여 매우 낮는데 그 이유는 인프라

구축 비용이 소요되지 않으므로 원금 회수 기간은 다른 방법에 비하여 월등히 짧다.

NGH 수송 방법은 타당성 연구 단계이며 실용화 단계에는 아직 이르지 못하였다. 그러므로 NGH의 경우 관련 값들을 선택하는데 다소 어려운 점이 있으므로 이 방법은 실제 실용화 단계에서는 일부 수정이 필요하다고 사료된다. 그러나 멀지 않은 장래에 해상에서 높은 경쟁력을 가질 가능성은 매우 높다.

GTL의 경우, CNG나 NGH에 비하여 높은 자본 비용이 필요하므로 이러한 조건은 우선 순위에 영향을 미치지만 소요되는 자본 비용은 개선된 기술력으로 인하여 지속적으로 감소되고 있으므로 GTL 기술도 멀지 않은 장래에 해상 지역에서 경쟁력을 갖출 가능성도 높다고 사료된다.

GTW의 경우는 자본 비용이 높지만 조업 비용이 상대적으로 저렴하고 해상 운송 비용이 필요 없으므로 전체적인 연 세입은 다른 방법들에 비하여 높으므로 원금 회수 기간은 상대적으로 짧다.

LNG와 PNG의 경우, 자본 비용은 인프라 구축으로 인하여 매우 고가이므로 그 경쟁력은 매우 약함을 알 수 있다.

7. 참고문헌

1. Agee, M.A.: "Taking GTL Conversion Offshore," paper OTC 10762 presented at the 1999 Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 3-6.
2. Singleton, A.H. and Cooper, P.G.: "Conversion of Associated Natural Gas to Liquid Hydrocarbons," Energy International Corporation, Research sponsored by the U.S. Department of Energy's Federal Energy Technology Center (DE-AC21-95MC 32079).
3. The Armstrong Technology Website, <http://www.ata.uk.com>.
4. Mackie, G.C., Hutchinson, K.W., and Wanless, D.: "Exploitation of Stranded Gas Reserves: Options and Solution Development," paper presented at the 1999 Deep and Ultra Deep Water Offshore Technology Conference, U.K., March 25-26.
5. Wagner, J.V.: "Canadian Offshore Oil Production-Associated Gas Utilization Alternatives," paper presented at the 1999 3rd Annual Monetizing Stranded Gas Reserves Conference, Houston, Texas, Dec. 7-9.

TABLE 1-ORIGIN, DESTINATION, AND TRANSPORTATION DISTANCE

<u>Origin</u>	<u>Destination</u>	<u>Distance (km)</u>
Sakhalin	Korea	1,680
Sakhalin	China	2,560
Sakhalin	Japan	1,120

TABLE 2-CONVERSION RATES

LNG	3,500 BTU/BBL
PNG	1.0% used as a fuel
CNG	0.5% used as a fuel
NGH	6348 SCF/M ³
GTL	9240 SCF/BBL
GTW	8124 BTU/KWh

TABLE 3-PRODUCT RATES

LNG	1.21 MTPA
PNG	99 MMSCFD
CNG	99.5 MMSCFD
NGH	15,753 M ³ /D
GTL	10,823 BPD
GTW	517 MW

TABLE 4-CAPITAL COST

GTL	\$40,000/BPD
NGH	50% of capital cost of GTL
LNG	\$600/TPA
CNG	\$60 MM
GTW	\$1.0/Watt
PNG	\$500,000/km

TABLE 5-OPERATING COST

GTL	\$10.0/BBL
CNG	\$0.07/SCFD.yr
LNG	\$0.50/MMBTU
NGH	\$0.37/MMBTU
GTW	5% of capital cost
PNG	\$0.9/MMBTU

TABLE 6-SHIPPING COST (/1,000 km)

CNG	\$21 MM/yr
LNG	\$0.20/MMBTU
GTL	\$1.35/BBL
	GTW N/A
	NGH \$0.15/MMBTU
	PNG N/A

TABLE 7-PRODUCT PRICE AT DESTINATION POINT

GTL	\$25/BBL
LNG	\$2.4/MMBTU
PNG	\$2.50/MMBTU
CNG	\$2.25/MMBTU
NGH	\$2.30/MMBTU
<u>GTW</u>	
China	\$32.0/MWh
Japan	\$157.3/MWh
Korea	\$71.1/MWh

TABLE 8-COST, REVENUE, AND PAYBACK (MM\$)

<u>LNG</u>	<u>PNG</u>	<u>CNG</u>	<u>NGH</u>	<u>GTL</u>	<u>GTW</u>
<u>Incremental Capital Cost</u>					
Korea					
726	840	60	217	433	517
China					
726	1280	60	217	433	517
Japan					
726	560	60	217	433	517
<u>Credit</u>					
(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)
(Gas Re-Injection)					
<u>Total Incremental Capital Cost</u>					
Korea					
717	831	51	208	424	508
China					
717	1271	51	208	424	508
Japan					
717	551	51	208	424	508
<u>Product Revenue</u>					
Korea					
94	102	82	85	99	322
China					
94	102	82	85	99	145
Japan					
94	102	82	85	99	712
<u>Operating Cost</u>					
18	33	7	14	40	26
<u>Shipping Cost/1,000 km</u>					
Korea					
12	N/A	35	9	9	N/A
China					
19	N/A	54	14	14	N/A
Japan					
8	N/A	24	6	6	N/A
<u>Gross Annual Revenue</u> (1 st year option)					
Korea					
64	69	40	62	50	296

China					
57	69	21	57	45	119
Japan					
68	69	51	65	53	686
Simple Payback (yr)					
Korea					
11.2	12.0	1.3	3.4	8.5	1.7
China					
12.6	18.4	2.4	3.6	9.4	4.3
Japan					
10.5	8.0	1.0	3.2	8.0	0.7

TABLE 9-OPTION RANKING

<u>LNG</u>	<u>PNG</u>	<u>CNG</u>	<u>NGH</u>	<u>GTL</u>	<u>GTW</u>
Korea					
5	6	1	3	4	2
China					
5	6	1	2	4	3
Japan					
6	4	2	3	4	1