해설

중소규모 가스전 개발 및 활용 동향

신호진¹ · 이대모² · 임중세^{3*}

¹한국해양대학교 에너지자원공학과 박사후연구원, ²한국해양대학교 해양에너지자원공학과 석사과정,

³한국해양대학교 에너지자원공학과 교수

Trends of Development and Utilization for Small and Medium Gas Fields

Hyo-Jin Shin¹, Dae-Mo Lee² and Jong-Se Lim^{3*}

¹Post-doctoral Researcher, Department of Energy & Resources Engineering, Korea Maritime & Ocean University, Busan, Korea

²Master Student, Department of Ocean Energy & Resources Engineering, Korea Maritime & Ocean University, Busan, Korea

³Professor, Department of Energy & Resources Engineering, Korea Maritime & Ocean University, Busan, Korea

*Corresponding Author. Jong-Se Lim, jslim@kmou.ac.kr, Department of Energy & Resources Engineering, Korea Maritime & Ocean University, Busan, Korea

Received

9 December 2021

Final version Received

24 December 2021

Accepted

27 December 2021

Abstract

The demand for natural gas has increased because it emits fewer harmful gases, such as carbon dioxide, than coal or oil. In addition, the development of small and medium gas fields as a way to secure energy resources is becoming increasingly important due to a decrease in the discovery of new gas fields and an increase in oil prices. Although small and medium gas fields account for about 40% of all gas fields globally, commercialization for gas power generation is not possible because it was difficult to ensure economic feasibility using LNG or GTL. In this study, the development cases for small and medium onshore and offshore gas fields were reviewed. Also, trends of gas utilization technology in small and medium gas fields were investigated, and gas power generation status was examined. It can be used as basic data when establishing the optimal plan for small and medium gas field development.

Key words : Small and Medium Gas Field Development, Gas Power Generation, Gas Utilization Technology

요약

천연가스는 화석연료이지만 연소로 인해 발생하는 이산화탄소 등 유해가스 배출량이 석탄과 오일 보다 적어 에너지전환 시기에도 수요가 늘어나고 있다. 이와 더불어 신규 가스전에 대한 발견 감소와 유가 상승 등으로 인해 에너지자원 확보를 위한 방안으로 중소규모 가스전 개발에 대한 관심이 높아지고 있다. 중소규모 가스전은 전 세계 가스전의 약 40%를 차지하고 있음에도 불구하고 LNG나 상용 GTL 공정을 통한 경제성 확보가 어려워 가스발전을 위한 상업화가 되지 못하였다. 이 연구에서는 육상 및 해상의 중소규모 가스전 개발 동향을 파악하였으며, 가스발전과 중소규모 가스전에 적용할 수 있는 가스 활용 기술 동향을 조사하였다. 이러한 분석 결과를 통해 중소규모 가스전 개발 및 활용 계획 수립 시 기초자료로 사용할 수 있을 것이다.

주요어 : 중소규모 가스전 개발, 가스발전, 가스 활용 기술

서 론

온실가스로 인한 지구 온난화와 환경오염을 줄이기 위해 전 세계적으로 석탄 수요가 꾸준히 감소하는 추세에 있으며, 친환경적인 발전에 대한 관심이 증가하고 있다. 이와 더불어 Fig. 1과 같이 코로나 19의 영향으로 세계 천연가스의 수요가 감소하였으나 빠르게 회복하면서 물량 확보를 위해 LNG(Liquefied Natural Gas)에 대한 수요가 증가하고 있으며, 가스 생산 확대 및 공급을 위해 신규 파이프라인과 LNG 수출 터미널 건설이 필요하나 규제 장벽으로 시간이 소요되고 이에 따른 비용도 상승하는 실정이다(KEEI, 2021). 또한, 풍력, 태양광, 바이오매스, 수소 등의 신·재생 에너지가 대체 에너지로 그 비율이 증가하고 있으나, 세계 최종에너지소비(Total Final Consumption, TFC)에 따르면 화석연료의 비중이 약 67%를 차지하고 있다(IEA, 2020a). 이에 화석연료 중 연소로 인해 발생하는 이산화탄소(CO₂) 등의 유해가스 배출량이 석탄과 석유보다 적어 에너지전환을 위한 가교역할을 할 수 있는 천연가스의 수요가 늘어나고 있다.

대규모 가스전에서의 발전은 규모에 따라 인프라 설비가 수반되어야 함에도 불구하고 경제성 확보가 가능하며, 중소규모 가스발전의 경우 작은 규모로도 지역 발전의 활용성이 있어 그 시장 규모가 꾸준히 증가하고 있다. 국내 가스발전의 경우, 1990년대 초부터 소형 열병합발전 설비를 중심으로 개발되기 시작하였으나 대부분 상용화는 진행되지 않았다. 한국은 세계 제 2의 LNG 수입국으로 500 MW급 이상의 대규모 가스 복합발전소를 정부 추진정책으로 운영하고 있으며, 최근에는 GS, SK 등 민간기업에서도 가스복합발전소를 건설 및 운영하는 등 가스를 이용한 발전사업이 점차 증가하는 추세이다(Energy News, 2021). 이와 더

불어 향후 온실가스 배출감소 등 환경규제 강화로 청정연료인 LNG 가스발전의 비중이 증가할 것으로 예상되고 있으며, 에너지 수급 안정화와 발전소 건설비용 축소를 위해 가스발전을 통한 중소규모 발전사업이 확대될 것으로 전망되고 있다. 이러한 중소규모 가스발전의 경우 발전을 위한 원료가스(Feed Gas)가 비교적 적은 양이 필요하여 소규모 가스 광구에서 적용 가능하며, 건설비용이 상대적으로 낮고 발전소 운영의 용이하다는 장점이 있다.

이처럼 상대적으로 CO₂ 배출 저감효과가 있는 천연가스를 이용한 발전의 수요가 증가함에 따라 가스발전과 연계된 천연가스 공급 관련 기술수요가 증가할 것으로 예상된다. 일반적으로 가스전 개발 시 저류층, 생산정, 생산설비의 구성요소들을 상호 결합하여 생산량을 예측하고, 경제성 평가를 수행하여 최적의 개발계획을 수립하는 것이 필요하다. 이 연구에서는 대규모 가스 저류층에 비해 개발 사례가 적은 중소규모 가스전에 대한 개발 동향으로부터 육상과 해상에 위치하는 가스전 개발 사례를 분석하고자 하며, 이로부터 생산된 천연가스에 대한 가스발전 등의 활용 방안을 파악하고자 한다.

중소규모 가스전 개발 동향

이 연구에서는 매장량 기준의 중소규모 가스전과 더불어 평균 일일 생산량으로 분류되는 한계 가스정(marginal natural gas well)에 대한 개발 동향을 포함하여 다루고자 하였다. 전 세계 가스전 수의 약 40%를 차지하고 있는 중소규모 가스전은 LNG나 GTL(Gas to Liquid)과 같은 기존의 공정을 통한 경제성 확보가 어려워 상업화되지 못하였으나(Oxford Catalysts Group PLC, 2008), 설비 효율의 극대화를 통해 한계 가스를 활용한 중소형 GTL 플랜트 기술의 수요가 늘어날 것으로 전망하고 있다(KEEI, 2015). 대규모 가스부존지역이 우선적으로 개발되므로 매장량 기준 5 Tcf(trillion cubic feet) 이하의 중소규모 가스부존지역은 미개발인 곳이 대부분이며(Kweon *et al.*, 2017), 유가 상승과 환경오염 등으로 인해 환경보전과 에너지자원 확보 실

Fig. 1. Global natural gas demand per region, 2005-2025 (IEA, 2020b).

Fig. 2. Size distribution of worldwide gas fields (Oxford Catalysts Group PLC, 2008).

현을 위한 방안으로 중소규모 가스부존 지역 개발에 대한 관심이 높아지고 있다. Fig. 2는 미국을 제외한 전 세계의 가스전 분포를 나타내고 있으며, 주로 5 Tcf 미만의 매장량을 가진 중소규모 가스전이 주를 이루고 있다.

미국의 경우 한계 가스정이라는 개념을 활용하며, 이는 12개월 동안 하루 평균 90 Mcfd(thousand cubic feet per day)의 가스를 생산할 수 있는 것을 의미한다. 한계 가스정이 되기 이전에는 다량의 가스를 생산하고 있었으나, 지속적인 생산으로 인해 생산성이 감소한 경우로 볼 수 있다. 이러한 가스정은 일반적으로 유지보수 비용이 낮으며, 경제성이 유지되는 한 생산이 수년간 계속될 수 있다(EIA, 2021a). 한계 가스정은 낮은 생산율, 위치로 인한 높은 생산 비용, 다량의 불순물 등이 포함되어 유·가스 가격이 높아야만 생산 가치가 있으며, 유·가스 가격이 일정 수준 이하로 내려가면 수익성이 사라진다(IOGCC, 2016). 여기서 위치로 인한 경우는 육상으로부터 먼 해역, 깊은 심도, 차량 또는 파이프라인으로 생산물을 이송하기 어려운 지역을 포함한다. Marginal well과 Stripper well을 혼용하는 경우가 있으나 두 단어의 의미가 항상 동일시되는 것은 아니며, Stripper well은 12개월 동안 하루 평균 10 bbls를 초과하지 않는 석유생산정을 의미한다. 미국의 경우 이러한 생산정으로부터의 생산량이 2017년 기준 유가스 생산량 중 약 10%를 차지한 바 있다(EIA, 2020).

이 연구에서는 중소규모 가스전의 개발 동향을 파악하여 확인 가능한 지역에 대해 Fig. 3과 같이 세계 다양한 지역에 중소규모 및 성숙(mature) 가스 저류층을 나타내었다. 인도네시아, 방글라데시, 미국, 캐나다, 오만은 육상 가스전을 개발하였으며, 네덜란드, 크로아티아, 이스라엘, 트리니다드 토바고에서는 해상 가스전이 개발된 바 있다. 중국과 이탈리아의 경우 육상 및 해상 중소규모 가스전이 분포하고 있으며, 중소규모의 가스전의 개발 사례와 성숙 가스전이 생산되어 중소규모의 형태가 된 사례를 포함하고 있다.

육상 중소규모 가스전

미국의 경우 다수의 한계 가스정이 존재하며, 이는 2005~2015년간 총 미국 내 천연가스 및 석유 생산량의 11~15%를 공급하였다. 2016년 기준 381,000개의 한계 가스정이 가동 중이며, 이는 전체 가스정의 77.1%이다(Fig. 4). 미국 내에서는 Texas, Oklahoma, Colorado, Kansas, Kentucky, West Virginia, New Mexico, Pennsylvania 주가 한계 천연가스 생산의 핵심이 되고 있다. 각 주에서는 2016년 연간 100 Tcf 이상의 천연가스를 생산하였으며, 총량은 약 1,514 Tcf로 미국 내 전체 성숙 가스전의 생산량 중 약 81%를 차지한다(Table 1). Pennsylvania, Texas, West Virginia, Oklahoma, Ohio 주에 각각 35,000개 이상의 성숙 가스전이 있으며, 5개 주에 위치한 가스전은 미국 내 전

Fig. 3. Status of small and medium gas field development by country.

Fig. 4. Top 10 marginal gas producers in the U.S. (IOGCC, 2016).

체 성숙 가스전의 약 2/3에 해당하는 수치이다(IOGCC, 2016). 가스 가격이 최대치를 기록한 2008년 당시 단일 성숙 가스전을 통해 연 평균 \$44,737의 수익을 창출하였으나, 2016년에 이르러 수익은 약 72%가 감소한 \$12,453 수준에 그치기도 하였다. 하지만 성숙 가스전의 가치는 가스 가격의 변동에 따라 그 가치가 달라지기에 최근 국제적으로 확장되고 있는 저탄소 정책에 힘입어 가스 가격이 상승한다면 성숙 가스전의 가치가 재평가될 것으로 보인다.

캐나다의 West Canada Sedimentary Basin은 탄화수소 매장량이 풍부한 지역이며, 대표적인 육상가스 부존지역은 Alberta, Saskatchewan, Manitoba 주가 있다. Fig. 5(a)와 같이 Alberta 주에 위치한 Kaybob South Gas Field에는 3.7 Tcf의 가스가 부존되어 있었으며, 초기원시부존량(Gas Initial In Place, GIIP)은 1,010 Bcf(billion cubic feet)로 약

Table 1. U.S. marginal gas well surveys (IOGCC, 2016)

State	Number of Marginal Gas Wells	Production from Marginal Wells (Mcf)	Average Daily Production per Well (Mcf)	Total Gas Production (Mcf)	Marginal Share of Total Production
Alabama	5,293	48,528,082	25.1	165,703,629	29.30%
Arizona	3	30,444	27.8	53,602	56.80%
Arkansas	3,312	30,673,961	25.4	829,447,402	3.70%
California	1,133	7,576,095	18.3	201,190,059	3.80%
Colorado	19,280	197,044,361	28	1,643,435,353	12.00%
Illinois	400	262,500	1.8	2,100,000	12.50%
Indiana	988	5,585,352	15.5	6,205,947	90.00%
Kansas	16,129	140,727,460	23.9	244,743,426	57.50%
Kentucky	19,300	130,323,250	18.5	173,764,333	75.00%
Louisiana	15,108	55,508,779	10.1	1,717,864,793	3.20%
Maryland	7	42,000	16.4	42,000	100.00%
Michigan	7,672	57,998,504	20.7	101,535,581	57.10%
Mississippi	1,424	1,275,677	2.5	47,553,881	2.70%
Missouri	-	-	-	-	-
Montana	5,338	25,050,840	12.9	52,308,293	47.90%
Nebraska	147	460,326	8.6	526,420	87.40%
Nevada	0	0	0	3,154	0.00%
New Mexico	14,341	121,678,670	23.2	1,276,117,173	9.50%
New York	6,673	8,008,961	3.3	13,445,545	59.60%
North Dakota	96	731,864	20.9	608,663,250	0.10%
Ohio	35,377	45,698,203	3.5	1,438,656,313	3.20%
Oklahoma	45,083	296,197,440	18	2,468,312,000	12.00%
Pennsylvania	67,731	99,609,644	4	5,216,827,756	1.90%
South Dakota	45	191,923	11.7	10,164,603	1.90%
Texas	56,412	402,462,615	19.5	8,140,325,026	4.90%
Utah	3,067	30,893,676	27.6	365,129,024	8.50%
Virginia	1,761	12,596,910	19.6	120,240,957	10.50%
West Virginia	51,243	126,030,034	6.7	1,347,619,374	9.40%
Wyoming	3,971	35,095,309	24.2	1,848,411,506	1.90%
Survey States	381,334	1,880,282,880	13.5	28,040,390,400	6.70%

56%가 생산되어 성숙 가스전으로 분류되고 있다(Atchley *et al.*, 2008). Clarke Lake Gas Field는 British Columbia 주에 위치하고 있으며(Fig. 5(b)), 평균 심도는 약 6,560 ft로 1961년 생산을 시작하여 2.2 Tcf의 GIIP 중 2013년을 기준으로 약 1.8 Tcf의 가스를 생산함으로써 성숙 가스전으로 분류되고 있다(Jardine and Wilshart, 1982).

이탈리아 반도 동쪽에는 Roseto-montestillo 가스전이 있으며, 1963년부터 생산을 시작하였다. 해당 저류층은 플리오세(Pliocene)에 형성된 지층으로 구성되어 있으며, 심도는 약 1,867 ft로 얇은 편에 속한다. 공극률(porosity)과 유체투과도(permeability)는 각각 12%와 7 md의 값을 가진다(Granado *et al.*, 2013; Cazzini, 2018). 프랑스에서는 8.8 Tcf 규모의 Lacq Gas Field에 대해 1957년 생산을 시작하였으며, Aquitaine 분지의 남쪽 부근에 위치하고 두 개의 부정합 구조 아래 탄화수소가 부존되어 있었다. 해당 가스전의 저류층은 쥐라기-백악기(Jurassic-Cretaceous)에 형

성되었으며, 깊이는 약 3,500 ft 수준으로 알려져 있다. 또한, 저류층의 상하부의 공극률과 유체투과도가 상이하며, 상부는 0.1~6%, 0.1 md 이하, 하부는 5~6%, 0.1~10 md의 물성 분포를 나타내고 있다(Winnock and Pontalier, 1970; Segall *et al.*, 1994).

인도네시아 Sumatra 서북부에 위치한 Arun Gas Field는 세계적인 대규모 가스전으로 잘 알려져 있었으나(Fig. 6), 오랜 생산으로 인하여 성숙 가스전으로 분류되고 있다. 해당 저류층은 North Sumatra Basin의 탄산염암 지층에 위치하고 있으며, 평균 심도는 약 10,006 ft이고 두께는 약 490 ft에 달한다. 2004년까지 16.8 Tcf의 GIIP 중 약 90%가 생산되었으며(Pathak *et al.*, 2004), 2017년을 기준으로 약 80,000 Mcfd의 천연가스 생산량을 보였다(Suhendro, 2017). 방글라데시 내에는 다양한 규모의 가스전이 존재하며, Begumganj, Rupganj, Feni, Kutubdia Field 등과 같이 GIIP가 200 Bcf 이하인 다수의 가스전이 존재한다(Shetol *et al.*, 2019). 방

(a) Kaybob South, Rosevear

(b) Clarke Lake, Quirk Creek

Fig. 5. Location of the onshore gas field cases in Canada (Atchley *et al.*, 2008; Jardine and Wilshart, 1982).

Fig. 6. Location of the Arun Gas Field in Indonesia (Pathak *et al.*, 2004).

Fig. 7. Location of the Meghna Gas Field in Bangladesh (Islam and Islam, 2014).

글라데시의 수도인 Dhaka를 기준으로 북동쪽에 위치한 Meghna Gas Field는 대표적인 중소규모 저류층으로 1997년 생산을 시작하였으며(Fig. 7), 2005년까지 70 Bcf의 GIIP 중 약 47%에 해당하는 약 33 Bcf가 생산되었다. 현재 까지 생산을 지속하고 있으며, 최근에는 약 11,000 Mcfd의 생산량을 보이고 있다(Bangladesh National Portal, 2021).

중국의 경우 석유·가스 매장량에 따라 Super-small, Small,

Medium, Giant, Super-giant로 분류하며(Table 2), Giant 가스전의 경우 매장량은 $250 \times 10^8 \sim 2,500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 사이로 이를 환산하면 약 0.88~8.83 Tcf에 해당한다. 이는 미국의 중소규모 가스전의 기준인 5 Tcf를 포함하고 있으며, 국가마다 매장량에 따른 저류층의 규모를 규정함에 있어 차이가 존재한다. 중국의 주요 Giant 규모 이하의 가스전은 Table 3과 같으며, 환산한 확인매장량(proved reserves)에

Table 2. Classification of China's Regulation of Petroleum Reserves Estimation (Li *et al.*, 2017)

Classification of recoverable reserve	Oil (10^4 m^3)	Natural gas (10^8 m^3)
Super-giant	$\geq 25,000$	$\geq 2,500$
Giant	$\geq 2,500 \sim <25,000$	$\geq 250 \sim <2,500$
Medium	$\geq 250 \sim <2,500$	$\geq 25 \sim <250$
Small	$\geq 25 \sim <250$	$\geq 2.5 \sim <25$
Super-small	<25	<2.5

Table 3. Parameters of the discovered gas fields in China (Suyun *et al.*, 2020; Zou *et al.*, 2020)

Gas Field	Basin	Lithology	Mid-depth (ft)	Proved Reserves (Tcf)	Discovery Year
Hongshanzui	Junggar	-	-	0.005	2001
Dushanzi		-	-	0.017	1994
Chepaizi		Clastic Rock	-	0.022	1995
Shinan		Clastic Rock	-	0.024	1997
Wucaiwang		Volcanic Rock	-	0.029	1997
Luliang		Clastic Rock	-	0.038	2006
Shixi		Clastic Rock	-	0.071	1995
Xiaoguai		-	-	0.071	1998
Cainan		Volcanic Rock	-	0.095	2002
Santai		-	-	0.097	1988
Xiazijie		Volcanic Rock	-	0.159	1983
Jinlong		-	-	0.203	2014
Mobei		Clastic Rock	-	0.330	1999
Mosuowan		Clastic Rock	-	0.421	2001
Hutubi		-	-	0.516	1999
Mahe		-	-	0.592	2008
Karamay		Volcanic Rock	-	0.759	1991
Zizhou-Mizhi	Ordos	Clastic Rock	8858.27	1.264	1990
Dongping	Qaidam	Clastic Rock	2624.67	1.992	2011
Changling 1	Songliao	Volcanic Rock	9842.52	2.493	2007
Kelameili	Junggar	Volcanic Rock	11975.07	2.680	2008
Tainan	Qaidam	Clastic Rock	4232.28	3.747	1987
Dabei	Tarim	Clastic Rock	13123.36	3.860	1999
Datanchi	Sichuan	Carbonate	15387.14	3.895	1994
Dina 2	Tarim	Clastic Rock	16076.12	6.187	2001
Yulin	Ordos	Clastic Rock	5577.43	6.381	1996
Sebei	Qaidam	Clastic Rock	7414.70	6.417	1975
Yuanba	Sichuan	Carbonate	21893.05	7.762	2011
Xincheng		Clastic Rock	16076.12	8.663	1990

파라 압집, 깊이 등에 대해 나타내었다. 중국의 북서쪽에 위치한 Junggar Basin과 같은 경우 1 Tcf 이하의 확인매장량을 갖는 소규모 가스전이 대다수 위치함을 알 수 있다.

해상 중소규모 가스전

네덜란드의 해상 중소규모 가스 매장지역은 Southern North Sea의 Dutch sector에 존재하며, 그 중 F3-FA Gas Field는 소규모 해상 가스전으로 GIIP가 60 Bcf로 파악되고 있다(Fig. 8). 해당 저류층의 평균 심도는 약 7,562 ft, 평균 두께는 약 114 ft로 알려져 있으며, 2011년 생산을 시작으로 2013년 기준 약 53 Mcfd의 생산량을 보였다(Coghlan *et al.*, 2013; Offshore Technology, 2021).

이탈리아 동부 해안의 Pesaro로부터 20 km 떨어진 해상에서 1985년을 시작으로 Basil Gas Field가 운영된 바 있다(Fig. 9). 해당 가스전은 플리오세에 형성된 저류층으로 4,265~8,202 ft 깊이를 가지며, 저류층의 공극률은 21~32%의 분포를 보였던 것으로 알려져 있다. 4,324 ft 지점에서 약 2,652 psi의 저류층 압력을 보였으며, 초기 일일 가스 생산량은 약 34,530 Mcfd 수준으로 GIIP는 108.4 Bcf으로 평가

되었다(Montanari *et al.*, 1986).

중국에서의 해상 중소규모 가스 저류층에 대하여 확인매장량에 따른 가스전을 Table 4에 나타내었다. 그 중 Fig. 10과 같이 남중국해에 위치한 Lingsui 17-2는 CNOOC(China National Offshore Oil Corporation)사가 운영하는 해상 가스전으로 약 3.6 Tcf의 확인매장량이 부존되어 있으며, 2021년 생산을 시작하여 생산성 시험을 통해 약 56,500 Mcfd가 산출되는 것을 파악하였다(Xie *et al.*, 2019).

Fig. 9. Location of the Basil Gas Field in Italy (Montanari *et al.*, 1986).

Fig. 8. Location of the F3-FA Gas Field in the Netherlands (Coghlan *et al.*, 2013).

Fig. 10. Location of the Lingshui 17-2 Giant Gas Field in China (Xie *et al.*, 2019).

Table 4. Parameters of the discovered gas fields in the Qiongdongnan Basin (Zou *et al.*, 2020)

Gas Field	Basin	Lithology	Mid-depth (ft)	Proved Reserves (Tcf)	Discovery Year
Yacheng 13-1	Qiongdongnan	Clastic Rock	12500.00	2.58	1983
Dongfang 1-1			4068.24	3.01	1991
Liwan 3-1			10170.60	3.53	2006
Lingshui 17-2			13451.44	3.60	2014

Table 5. Summary of the small and medium gas fields

	Field Name	Country	Deposition Period	Depth (m)	Net Pay (m)	Perm. (md)	Poro. (%)	Reservoir Pressure (psi)	Start of Prod. (year)	Cum. Prod. (Bscf)
On Shore	Arun	Indonesia	Miocene	3,063	152	10	16	7,115	1977	15,700 (~2004)
	Meghna	Bangladesh	Miocene-Pliocene	2,285~2,400	-	43~50	31~34	-	1997	33 (~2005)
	Clarke Lake	Canada	Devonian	1,920	107	50	7	-	1961	1,800 (~2013)
	Quirk Creek		Mississippian	1,920	100	3	8	-	-	212 (~1980)
	Kaybob South		Devonian	2,346	13	30	7	4,601	1968	569 (~2008)
Off Shore	Rosvear		-	3,300	-	-	3~15	-	1976	357 (~2001)
	F3-FA	Netherlands	Jurassic	2,305	35	50	27	4,496	2011	-
	Lingshui 17-2	China	Neogene	3,510	-	633	32	5,660 ~5,776	2021	-

중소규모 가스전 개발 사례 분석

이 연구에서는 대규모 가스 저류층에 비해 개발 사례가 적은 중소규모 가스전에 대한 개발 동향을 파악하였으며, 이로부터 육상과 해상의 중소규모 가스 저류층의 물성과 사례를 분석하였다. 분석한 사례를 바탕으로 취득 가능한 현장 중소규모 가스전에 대해 저류층 물성을 나타내었으며 (Table 5), 다양한 범위의 값을 나타내는 결과로부터 유사한 지질학적 특성을 통해 저류층 모델 구축을 위한 물성 범위 설정이 가능할 것으로 보인다. 일반적으로 해상 가스전은 가스 이송을 위한 해저 파이프라인 등의 시설물 건설이 필요하므로 육상과 비교하여 경제성이 낮다. 따라서 중소규모 가스전의 경우 해상보다 육상에서의 개발이 주를 이루고 있다. 이러한 중소규모 가스부존지역에 대해 개발을

위한 신규 프로젝트가 진행되고 있으며, 캐나다와 같이 성숙 가스전을 다시 개발하는 경우가 많은 비중을 차지하고 있다. 또한, 석탄 화력 발전량의 비율이 높은 중국과 인도네시아를 비롯한 동남아시아 및 중앙아시아 등은 전력이 부족하여 중소규모 가스전과 발전시스템을 연계하여 전력을 생산하고 공급한다면 탄소 배출 저감과 더불어 상당한 사업 경제성을 확보할 수 있을 것이다.

중소규모 가스전 활용 동향

가스발전 동향

전기를 생산하기 위해 석탄, 석유, 가스, 원자력, 폐기물, 지열 등 다양한 에너지원이 사용되고 있으며, 가스발전소

Fig. 11. Global electricity generation map using gas in 2020 (Our World in Data, 2021).

Fig. 12. Source of U.S. electricity generation (EIA, 2021b).

Fig. 13. Distribution of natural gas power plants in the U.S. (EIA, 2021c).

는 전 세계 다양한 지역 중 주로 북미, 러시아, 중동, 아시아 등에 위치하고 있다. 화석연료 중 연소로 인해 발생하는 유해가스 배출량이 석탄이나 석유에 비해 적은 천연가스의 수요가 늘어나고 있다. 이러한 가스를 활용하여 전기를 생산하는 국가 중 2020년 기준 미국에서의 발전량이 1,629 TWh로 가장 높으며, 러시아 442 TWh, 일본 295 TWh, 중국 253 TWh, 사우디아라비아와 이란 213 TWh, 멕시코 181 TWh, 이집트 150 TWh, 한국 142 TWh, 이탈리아 126 TWh 순으로 나타났다(Fig. 11).

천연가스를 연소시켜 전기를 생산하는 가스발전소는 가스터빈, 증기터빈, 복합발전소 방식으로 분류할 수 있다. 복합발전소의 경우 기존에 비해 단일 연료원에서 더 많은 양의 전기를 생산할 수 있으며, 전력생산을 증가시키기 위해 가스터빈에서 열을 포집하고 대기중으로 소량의 유해가스를 방출하는 원리로 가동된다. 미국의 경우 천연가스를 활용하여 총 발전량 중 약 40%의 전기를 생산하고 있으며(Fig. 12), 가스발전의 비중이 계속해서 증가하고 있는 추세이다(EIA, 2021b). 미국의 대형 및 소형 가스 발전소는 Fig. 13과 같이 분포하고 있다. 러시아는 Fig. 14와 같은 O&G Field에 소형 가스 발전소를 2013~2016년에 설치한 사례가 있으며, 이를 통해 전기를 생산한 바 있다. 이처럼 가스 발전소의 용량에 따른 동향은 파악할 수 있었으나, 중소규모 가스전으로부터 생산된 가스를 발전하는 사례에 대해 구체적으로 확인하기 어려운 실정이다. 이에 중소규모일 경우를 가정하였을 때 생산한 가스를 활용할 수 있는 기술 동향을 파악하고자 하였다.

Fig. 14. Location of small power plants using gas in Russia (NIS, 2021).

가스 활용 기술 동향

생산한 가스를 활용하기 위해서는 수송이나 발전이 필요하며, 이는 Fig. 15와 같이 가스 생산량과 거리에 따라 적용 가능한 방법에 차이가 있다. 그 중 GTW(Gas to Wire) 기술은 파이프라인, LNG, CNG(Compressed Natural Gas)로 개발하기에는 적은 1 Tcf 정도의 한계 혹은 중소규모 가스전 개발에 활용할 수 있으며, 가스 생산량이 적고 지역적

Fig. 15. Solutions for gas transmission (CompactGTL, 2021).

으로 소비자 시장에서 떨어진 경우 적용 가능하다(Mistry *et al.*, 2020). 여기서 GTW의 개념은 가스전 지역의 발전 시설에서 가스를 연소시켜 발생한 전기를 전송하는 것을 의미하며, 가스 처리 및 발전 플랜트, HVDC(High Voltage Direct Current) 송전으로 구성된다(Fig. 16). 생산된 가스는 저류층에 따라 압력, 온도, Feed 조성 등과 같은 조건이 다르며, 전처리기가 필요한 성분의 함유량에 따른 전처리 공정과 저류층 특성에 적합한 조건에 대한 파악이 필요하다.

GTW의 개념을 발전시켜 해상에서 생산한 전기를 해저 케이블을 통해 전송하는 기술과 해상풍력발전이 결합한 형태의 기술이 제안되었으며, 영국 SNS(Sother North Sea) 및 EIS(East Irish Sea)의 가스전을 대상으로 GTW 개발 가능성이 파악된 바 있다(Oil & Gas Authority, 2018). 가스전과 연결된 해상GTW 시설로부터 생성된 전력은 인근 풍력 발전소에 설치된 케이블을 통해 해안가로 전달되며, 상대적으로 유연하고 빠르게 반응하는 발전 형태로서 수급 변동에 따라 전력망의 균형을 맞추는데 유용한 역할을 할 수 있을 것으로 예상하였다(Fig. 17). 해상풍력 시장은 2016년 약 2.2 GW 규모에서 2020년 약 6.1 GW 수준으로

Fig. 16. The process of GTW technologies (Watanabe *et al.*, 2006).

Fig. 17. Overall concept of GTW using windfarms (Oil & Gas Authority, 2018).

확대되었으며, 향후에도 이와 같은 성장세가 지속될 것으로 전망하고 있다(GWEC, 2021). 따라서 중소규모 가스전에서 생산된 가스로 발전한 전기와 해상풍력이 결합한 형태의 적용 가능성이 점차 증가할 것으로 사료된다.

또한, 파리협정에 따라 제출한 장기저탄소발전전략(Long-term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategies, LEDS)과 국가온실가스감축목표(Nationally Determined Contribution, NDC)에 의해 탄소의 대기 배출량을 거의 0에 가깝게 하는 탄소중립에 대한 관심이 높아지고 있으며, 이를 실현하기 위한 감축수단으로 CCS(Carbon Capture & Storage)가 주목받고 있다. 이러한 CCS 기술과 GTW를 가스 생산분야에 적용하기 위한 예비타당성 조사가 진행된 바 있으며, 발전소에서 생성된 CO₂를 포집, 주입, 저장함으로써 경제적 및 환경적 이점을 가질 수 있다. Fig. 18과 같은 통합 GTW/CCS 프로세스는 먼저 생산된 가스

를 분리 및 처리하여 발전소로 보내게 되며, 터빈에서 가스 연소로 생산된 전기를 현장 시설이나 시장에 공급한다. 이후 발전소에서 생산된 CO₂는 포집, 압축 및 영구 저장을 위해 지하에 주입되고 주로 질소로 구성된 배기가스는 대기 중으로 방출된다. 이렇듯 모든 과정이 현장에 국한되고 유일한 출력은 전기가 되므로 운송과 보관 비용이 감소할 수 있다(Andrei and Sammarco, 2017). 이외에도 천연가스 플랜트에서 이산화탄소를 배출하지 않는 전기 생산을 위해 공기 대신 산소로 화석연료를 태우는 ‘The Allam Cycle’ 과정이 Texas 주 La Porte에 위치하는 NET Power’s Plant에서 적용된 바 있다(Forbes, 2021). 이는 고압산소를 활용하는 초임계 CO₂ Cycle로 화석연료에서 저렴한 전기를 생산하는 동시에 NO_x의 생성을 방지할 수 있으며, 기존의 발전소보다 크기가 작아 더 많은 지역에 위치할 수 있는 이점이 있다(Fig. 19).

Fig. 18. Simplified schematic of GTW including the CCS process (Andrei and Sammarco, 2017).

Fig. 19. The Allam Cycle of net power's new zero-emission natural gas plant (Forbes, 2021).

결 론

대규모 가스전을 중심으로 개발이 진행됨에 따라 5 Tcf 이하의 중소규모 가스부존지역은 미개발된 곳이 대부분이며, 생산이 진행된 대규모 가스전이 성숙 가스전으로 분류되어 중소규모의 형태를 보인다. 생산량 기준으로는 단위 생산정당 12개월 평균 90 Mcfd 이하일 경우 한계 가스정으로 판단하고 있으며, 중소규모 가스전은 미국, 캐나다, 인도네시아, 중국 등에서 개발이 진행된 바 있다. 이러한 천연가스를 연소시켜 전기를 생산하는 발전소는 주로 북미, 러시아, 아시아 등에 있으며, 가스터빈, 증기터빈, 복합발전의 형태로 분류되나 전력생산을 증가시키기 위해 주로 복합발전의 형태로 전기를 생산한다. 한계 혹은 중소규모 가스전 개발에 활용하는 GTW 기술을 해상풍력과 결합한 형태, 발전소에서 생성된 이산화탄소를 처리하기 위하여 CCS와 연계한 형태의 기술이 제안된 바 있다. 이외에도 공기 대신 고압산소로 천연가스를 연소시켜 대기 중으로의 유해가스 배출량을 0에 가깝게 하며, 발전소의 크기가 작아 더 많은 지역에 위치할 수 있는 기술이 개발되고 있다.

이 연구에서는 육상 및 해상 중소규모 가스전의 개발 동향을 조사하였으며, 생산이 진행된 대규모 가스전이 성숙 가스전으로 분류되어 중소규모의 형태를 보이는 사례와 개발이 진행되고 있는 중소규모 가스부존지역 사례를 파악하였다. 또한, 중소규모 가스전에 적용할 수 있는 가스 활용 기술 동향을 확인하였다. 이처럼 중소규모 가스전 개발을 통한 가스발전을 위해서는 다양한 생산 시나리오 분석을 위한 저류층 모델링 기술, 기계학습 기반의 신뢰성이 향상된 생산량 예측 기술, 가스전의 지속적인 생산 유지를 위한 인공채유 기술 등을 활용한 개발계획 수립이 필요할 것으로 보인다. 이를 위해 저류층 규모나 생산운영 조건에 따라 변화하는 생산성에 대한 분석과 중소규모의 특징을 반영할 수 있는 생산 계획을 수립하여야 할 것이다. 또한, 대규모 가스발전에 대한 투자비 증가와 환경보호 규제 강화 등 법규 및 정책 제한으로 중소규모 가스발전 시장이 확대되고 있으며, 경제성과 유연성을 높이기 위해서는 소형규모의 가스발전에 대한 기술 개발이 이루어져야 할 것이다. 이 연구를 통해 소비지에서 멀리 떨어지거나 가스 생산량이 적을 때 활용 가능한 기술을 중소규모 가스전에 적용할 수 있을 것이며, 이는 선진국뿐 아니라 개발도상국에서의 에너지 접근성을 제공할 수 있을 것으로 사료된다. 또한, 가스 가격의 변동에 따라 성숙 가스전의 가치가 달라지기에 최근 국제적으로 확장되고 있는 저탄소 정책에 힘입어 성숙 혹은 중소규모 가스전이 중요한 역할을 맡게 될 것으로 보인다.

사 사

이 논문은 2021년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구임(No. 20216110100050, 소형발전 연계 중소규모 가스전 개발/생산 현장 운영기술 개발).

References

- Andrei, M. and Sammarco, G., 2017. Gas to wire with carbon capture & storage: a sustainable way for on-site power generation by produced gas, *The Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE, 17p.
- Atchley, S.C., Cleveland, D.M., and West, L.W., 2008. A case for renewed development of a mature gas field: The Devonian Swan Hills Formation at Kaybob South field, *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 56(2), p.165-190.
- Bangladesh National Portal, 2021.11.07, <http://bdgfc1.brahmanbaria.gov.bd/en/site/page/swoh-%E0%A6%AE%E0%A7%87%E0%A6%98%E0%A6%A8%E0%A6%BE-%E0%A6%97%E0%A7%8D%E0%A6%AF%E0%A6%BE%E0%A6%B8-%E0%A6%AB%E0%A6%BF%E0%A6%B2%E0%A7%8D%E0%A6%A1>.
- Cazzini, F.F., 2018. The history of the upstream oil and gas industry in Italy, *Geological Society*, 465(1), p.243-274.
- Coghlan, G., Westera, D., and Ritzema, K., 2013. The Long Gestation of a Small, Stranded Gas Discovery in the Dutch Sector, North Sea, *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA, 8p.
- CompactGTL, 2021.12.22, <http://www.compactgtl.com/wp-content/uploads/2015/04/CompactGTL-presentation-for-IGTC-2015-English-version.pdf>.
- Energy News, 2021.11.29, <https://www.energy-news.co.kr/news/articleView.html?idxno=76894>.
- Forbes, 2021.10.28, <https://www.forbes.com/sites/jamesconca/2019/07/31/net-zero-natural-gas-plant-the-game-changer/?sh=9dc75af1de22>.
- Global Wind Energy Council(GWEC), 2021. *Global Wind Report 2021*, Brussels, Belgium, 80p.
- Granado, L.E., Garritano, R., Perfetto, R., Loreface, R., and Ceccarelli, R.L., 2013. Revitalizing Mature Gas Field Using Energized Fracturing Technology In South Italy, *The North Africa Technical Conference and Exhibition*, Cairo, Egypt, 12p.
- International Energy Agency(IEA), 2020a. *Key World Energy Statistics 2020*, Paris, France, 81p.
- International Energy Agency(IEA), 2020b. *Gas 2020*, Paris,

- France, 64p.
- Islam, A. and Islam, M., 2014. Evaluation of Gas Reservoir of the Meghna Gas Field, Bangladesh Using Wireline Log Interpretation, *Universal Journal of Geoscience*, 2(2), p.62-69.
- Jardine, D. and Wilshart, J.W., 1982. Carbonate Reservoir Description, *The International Petroleum Exhibition and Technical Symposium*, Beijing, China, 35p.
- Korea Energy Economics Institute(KEEI), 2015. *Strategies for Entering the Natural Gas to Liquid (GTL) Business According to Changes in the Energy Market Environment*, Ulsan, Korea, 81p.
- Korea Energy Economics Institute(KEEI), 2021. *World Energy Market Insight*, 21-20, Ulsan, Korea, 50p.
- Kweon, B.S., Lee C.-W., Shin, Y.I., and Lee, C.-S., 2017. A Study on the Vibration Analysis of Impeller and Shaft in Cryogenic Submerged Pump, *Journal of the Korean Society of Manufacturing Process Engineers*, 16(2), p.56-62.
- Li, W., Luo, D., and Yuan, J., 2017. A new approach for the comprehensive grading of petroleum reserves in China: Two natural gas examples, *Energy*, 118, p.914-926.
- Mistry, L., Wahid, F., and Peter, F., 2020. Gas to Wire Or Gas to Shore: Evaluation of Transitional Clean Energy in Offshore UKCS, *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Virtual, 38p.
- Montanari, A., Bolelli, V., and Piccoli, G., 1986. Offshore Adriatic marginal gas fields: An approach to the technique of reservoir development. *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. New Orleans, Louisiana, USA, 8p.
- Naftna Industrija Srbije(NIS), 2021.11.24, https://www.energy-community.org/dam/jcr:290c4795-7e7e-424f-9eca-97c684b558eb/OF2017_NIS.pdf.
- Offshore Technology, 2021.11.29, <https://www.offshore-technology.com/projects/f3-fa-gas-field-north-sea/>.
- Oil & Gas Authority, 2018. *Gas-to-Wire UK SNS & EIS*, London, U.K., 22p.
- Our World in Data, 2021.12.01, <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-gas>.
- Oxford Catalysts Group PLC, 2008. *Technical Experts - Report on Velocys Technology*, London, UK, 39p.
- Pathak, P., Fidra, Y., Avida, H., Kahar, Z., Agnew, M., and Hidayat, D., 2004. The Arun gas field in Indonesia: Resource management of a mature field, *The SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*, Kuala Lumpur, Malaysia, 22p.
- Segall, P., Grasso, J. R., and Mossop, A., 1994. Poroelastic stressing and induced seismicity near the Lacq gas field, southwestern France, *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 99(B8), p.15423-15438.
- Shetol, M.H., Rahman, M.M., Sarder, R., Hossain, M.I., and Rhidoy, F.K., 2019. Present status of Bangladesh gas fields and future development: A review, *Journal of Natural Gas Geoscience*, 4(6), p.347-354.
- Suhendro, S., 2017. Review of 20 Years Hydrocarbon Gas Cycling in the Arun Gas Field, *The SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia, 8p.
- Suyun, H., Xiaojun, W., Zhenglin, C., Jianzhong, L., Deyu, G., and Yang, X., 2020. Formation conditions and exploration direction of large and medium gas reservoirs in the Junggar Basin, NW China, *Petroleum Exploration and Development*, 47(2), p.266-279.
- The Interstate Oil and Gas Compact Commission(IOGCC), 2016. *Marginal wells: fuel for economic growth*, Oklahoma, USA, 63p.
- U.S. Energy Information Administration(EIA), 2020. *The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate*, Washington, D.C., USA, 74p.
- U.S. Energy Information Administration(EIA), 2021a.10.27, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27272>.
- U.S. Energy Information Administration(EIA), 2021b.11.30, <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us.php>.
- U.S. Energy Information Administration(EIA), 2021c.12.01, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34172#tab1>.
- Watanabe, T., Inoue, H., Horitsugi, M., and Shunichi, O., 2006. Gas to Wire System (GTW) for Developing “Small Gas Field” and Exploiting “Associated Gas”, *The International Oil and Gas Conference and Exhibition*, Beijing, China, 6p.
- Winnock, E. and Pontalier, Y., 1970. Lacq Gas Field, France, *AAPG Memoir*, 14, p.370-387.
- Xie, Y., Zhang, G., Sun, Z., Zeng, Q., Zhao, Z., and Guo, S., 2019. Reservoir forming conditions and key exploration technologies of Lingshui 17-2 giant gas field in deepwater area of Qiongdongnan Basin, *Petroleum Research*, 4(1), p.1-18.
- Zou, C., Guo, J., Jia, A., Wei, Y., Yan, H., Jia, C., and Tang, H., 2020. Connotations of scientific development of giant gas fields in China, *Natural Gas Industry B*, 7(5), p.533-546.

신 호 진

현재 한국해양대학교 에너지자원공학과 박사후연구원
(本學會誌 第57卷 第2号 参照)

이 대 모

현재 한국해양대학교 해양에너지자원공학과 석사과정
(本學會誌 第58卷 第4号 参照)

임 종 세

현재 한국해양대학교 에너지자원공학과 교수
(本學會誌 第57卷 第2号 参照)