

심부 천연가스의 지질학적 부존 환경 특성과 생산관련

현안 문제점 분석 연구

An Analytical Study of Geologic Characteristics and Production-Related Problems of Deep Natural Gas Resources

장승룡 (Seungyong Chang)

한국가스공사 연구개발원

경기도 안산시 일동 638-1

E-mail: csy93@kogas.re.kr

요 약: 천연가스는 탄화수소가스와 질소(N_2), 황화수소(H_2S) 및 이산화탄소(CO_2) 등의 혼합체로서 연소 시 공해물질이 거의 발생하지 않는 무공해 청정연료이며(Beggs, 1984), 현재 환경 문제가 전 세계적으로 급격히 대두되는 시점에서 천연가스는 그 청정성으로 인하여 사용량이 급증하고 있는 실정이다. 과거 Hubbert의 연구(Hubbert, 1974)에 의하면 천연가스는 매우 급속히 고갈되는 자원으로 평가되었으며 이러한 평가는 1980년대에 가스 가격 인상과 사용량의 제한을 유도하였다. 그 후, 지질학적 기반을 바탕으로 한 천연가스 자원 연구에서 Hubbert의 평가에 포함되지 않았던 가스 자원이 규명되었는데 이러한 새로운 가스 자원은 비재래 가스 (Unconventional Gas), 기존 저류층의 추가 매장량과 심부 지역에 존재하는 심부 천연가스 (Deep Natural Gas) 등이다. 이러한 새로운 매장량의 추가로 인하여 천연가스의 미래는 밝아졌으며, 저렴한 가격의 안정된 가스 공급을 보장 받게 되었다. 심부 천연가스는 15,000 ft (4,572 m) 이상의 지하에 존재하는 천연가스로서 미국 지질 조사소인 U.S. Geological Survey(USGS)의 1995년 연구 결과로 볼 때, 1,412조 입방피트의 기술적으로 회수 가능한 천연가스 가운데 114조 입방피트가 심부 퇴적 분지에 존재하는 천연가스인데 이러한 심부 가스는 광범위하게 분포되어 있고 다양한 지질학적 환경을 가짐을 알 수 있다 (Kuuskraa, 1998). 심부 가스는 1995년 미국의 전체 천연가스 공급량 가운데 6.7%를 차지하였으며 2015년까지 18.7%로 증가할 전망이다 (Cochener & Brandenburg, 1998). 그러나 심부가스 개발은 성공률이 낮은 사업인데 그 이유는 투자비가 비싸고 개발하더라도 높은 비율의 비 생산정 (dry hole)이 발생하기 때문이며 그 결과 이러한 심부가스를 경제적으로 개발하기 위하여는 많은 기술적 도전을 극복하여야 한다. 본 논문에서는 이러한 낮은 성공률을 가지는 심부 가스의 개발 성공률을 증가시키기 위하여 심부 가스가 존재하는 지역의 지질학적 부존 환경 및 조성상의 특성과 생산시 소요되는 생산비용을 심도에 따라 분석하고 생산에 수반되는 기술적 문제점들을 정리하였으며 마지막으로 향후 요구되는 연구 분

야들을 제시하였다. 또한 참고로 현재 심부 가스의 경우 미국이 연구 개발 측면에서 가장 활발한 활동을 전개하고 있으며 그 결과 다수의 신뢰성 있는 자료들을 확보하고 있으므로 본 논문은 USGS와 Gas Research Institute(GRI)에서 제시한 자료에 근거하였다.

주요어: 천연가스, 비재래 가스, 심부 가스, 비 생산정

Abstract: Natural gas is a mixture of hydrocarbon gases and impurities such as nitrogen, hydrogen sulfide, and carbon dioxide and a clean energy producing no pollution materials for combustion. Currently, the demand of the natural gas is rapidly increasing due to worldwide environmental problems. According to Hubbert's study in the past, the natural gas was predicted as rapidly depleted resources, and then the results led to high gas price and limitation of usage during 1980s. Afterward, the study of natural gas resources based on geology identified the additional natural gas resources that were not considered in Hubbert's study. They are unconventional gas, additional resources in the existed reservoirs, and natural gas in deep subsurface areas. Such additional resources made the future of natural gas bright and promised low and stable gas price in the future. Deep natural gas is defined as the gas existing at or below 15,000 ft (4,572 m) in depth from the surface. According to the study from the U.S. Geological Survey(USGS) in 1995, 1,412 TCF of technically recoverable natural gas was remained to be discovered or developed in the onshore of United States. A significant part of that resource base, 114 TCF, exists at deep sedimentary basins, and it shows wide distribution with various geological environments. In 1995, the deep gas contributed to 6.7% of total supply amount of natural gas in the United States and is expected to be 18.7% by 2015. However, the development of the deep gas is a high risky business due to expensive investment and high portion of dry holes, although it is developed. Thus, for developing the deep gas economically, it is necessary to overcome many technical challenges. In this paper, for increasing success rate of the deep gas, 1) geologic and compositional characteristics, and production cost have been analyzed according to depth, 2) technical problems related to deep gas production have been summarized, and 3) finally future study areas for increasing application of the deep gas have been suggested. For reference, this paper was written based on the study results from USGS and Gas Research Institute (GRI), for the United States is doing the most active R&D in the deep gas area, and thus, has many reliable data.

I. 서 론

천연가스는 탄화수소가스와 질소(N₂), 황화수소(H₂S) 및 이산화탄소(CO₂) 등의 혼합체로서 연소 시 공해물질이 거의 발생하지 않는 무공해 청정연료이다. 현재 환경 문제가 전 세계적으로 급격히 대두되는 시점에서 천연가스는 그 청정성으로 인하여 사용량이 급증하고 있는 실정이다. 이러한 추세는 향후에도 지속될 전망이다. 그 예로서 미국 EIA(Energy Information Administration)의 연구를 보면 1999년의 경우 84조 입방피트에서 2020년에는 162조 입방피트로 그 소비량이 거의 두 배로 증가할 것으로 예측하였으며 (그림 1) 연평균 3.2%의 증가 추세로 전체 에너지 소비량 중 천연가스가 차지하는 비중은 23%에서 28%로 증가할 전망이다 (EIA, 2001).

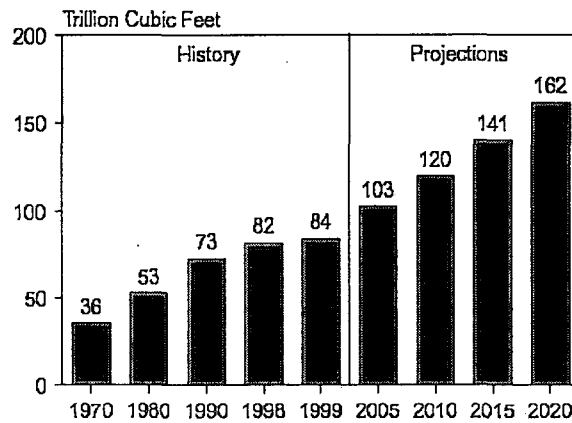


Fig. 1. World natural gas consumption, 1970-2020.

Oil & Gas 저널에 의하면 2001년 1월 1일 현재 전 세계의 천연가스 확정 매장량은 5,278조 입방피트이며 이 가운데 러시아, 이란, 카타르, 사우디 아라비아와 아랍 에미레이트 연합이 각각 1위에서 5위까지의 매장량을 확보하고 있다 (표 1).

세계의 천연가스 매장량은 석유에 비하여 다소 광범위하게 분포되어 있으며 그 예로서, 중동의 경우, 전 세계의 석유 매장량 가운데 65%를 차지하고 있으나 천연가스의 경우 35%만을 확보하고 있다. (그림 2)

Table 1. World natural gas reserves by country as of January 1, 2001.

Country	Reserves (Trillion Cubic Feet)	Percent of World Total
World	5,278	100.0
Top 20 Countries	4,678	88.6
Russia	1,700	32.2
Iran	812	15.4
Qatar	384	7.5
Saudi Arabia	213	4.0
United Arab Emirates	212	4.0
United States	167	3.2
Algeria	160	3.0
Venezuela	147	2.8
Nigeria	124	2.3
Iraq	110	2.1
Turkmenistan	101	1.9
Malaysia	82	1.6
Indonesia	72	1.4
Uzbekistan	66	1.3
Kazakhstan	66	1.2
Canada	61	1.2
Netherlands	63	1.2
Kuwait	52	1.0
China	48	0.9
Mexico	30	0.6
Rest of World	600	11.4

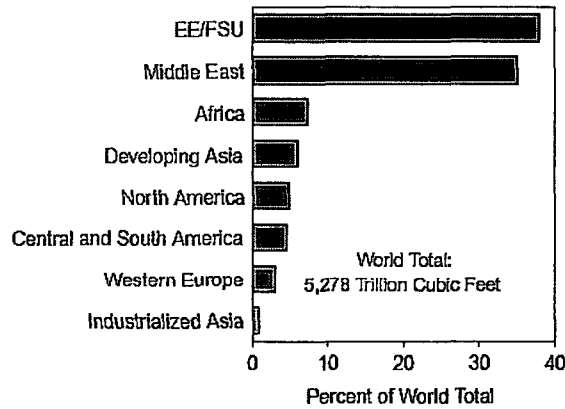


Fig. 2. World natural gas reserves by region as of January 1, 2001.

이와 같이 천연가스 소비량이 세계적으로 급증한다고 하여도 가스 가격은 크게 변동하지 않을 것으로 예상되므로 현재 가격인 \$2.00-2.50/Mcf 수준으로 머물 전망이다. 그러면 이와 같이 급증하는 천연가스 소비량을 충족시킬 수 있는 천연가스가 충분히 확보되어 있는지 생각해 볼 필요가 있다.

Hubbert의 연구에 의하면 천연가스는 매우 급속히 고갈되는 자원으로 평가되었으며 이러한 평가는 1980년대에 가스 가격 인상과 가스 사용량의 제한을 유도하였다. 그 후, 지질학적 기반을 바탕으로 한 천연가스 자원 연구에서 Hubbert의 평가에 포함되지 않았던 가스 자원이 규명되었는데 이러한 새로운 가스 자원은 비재래 가스 (Unconventional Gas), 기존 저류층의 추가 매장량과 심부 지역에 존재하는 심부 천연가스 (Deep Natural Gas) 등이다 (Kuuskraa, 1998). 이러한 새로운 매장량의 추가로 인하여 천연가스의 미래는 밝아졌으며, 저렴한 가격의 안정된 가스 공급을 보장받게 되었다.

비재래가스는 석탄층 가스(Coalbed Methane), 저투수율의 사암과 셰일층에서 생산되는

천연가스 등을 말하며 (Tight Gas Sands and Gas Shales) 전체 가스 생산에서 차지하는 비율이 증가하고 있다 (McCallister, 2000; EIA, 2000; 그림 3). 그 예로서 미국의 경우, 이러한 비재래가스가 차지하는 비율은 1990년에 18% (3.2조 입방피트)에서 1998년에 24% (4.5조 입방피트)로 증가하였고 가스 가격 인상과 기술력의 지속적인 향상 등은 이러한 비재래 가스의 개발을 가속화 시켜 2020년까지 약 6조 입방피트의 생산량으로 증가할 전망이다.

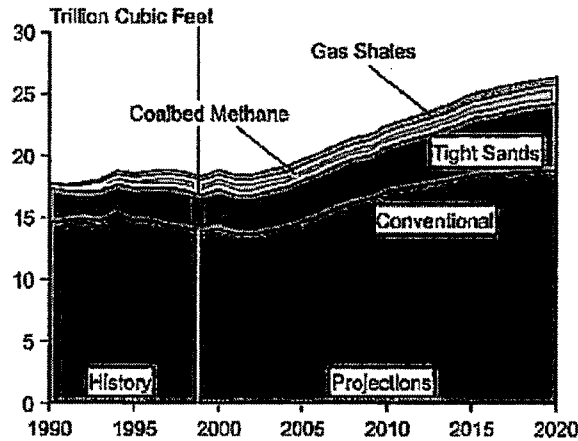


Fig. 3. Natural gas production, 1990-2020

심부 천연가스는 15,000 ft (4,572 m) 이상의 지하에 존재하는 천연가스로서 USGS의 1995년 조사 자료에 의하면 1,412조 입방피트의 기술적으로 회수 가능한 천연가스가 미국 육상에서 발견된 채로 남아있거나 개발되고 있다고 발표하였다. 이 가운데 114조 입방피트가 심부 퇴적 분지에 존재하는 천연가스이며 그 분포 지역을 살펴보면 특키 산맥, 걸프해안, 알래스카, 서부 텍사스/뉴멕시코와 중부지역 등 광범위하게 분포되어 있고 다양한 지질학적 환경을 가진다 (Dyman *et al.*, 1998). 이러한 심부 가스는 1995년 미국의 전체 천연가스 공급 가운데 6.7%를 차지하였으며 2015년까지 18.7%로 증가할 전망이다. 1997년에 약 5,600개의 심부 가스 생산을 위한 생산정이 미국에서 시추되었으며 이 가운데 절반 이상이 걸프 해안 분지(56%)에 존재하고 아나다코 분지(Anadarko Basin; 25%)와 페름 분지(Permian Basin; 15%)가 나머지 대부분을 차지하였다. 현재까지 심부가스 생산량은 페름 분지가 45%, 걸프 해안이 39%를 차지하고 있으며 궁극적으로 이 두 지역에서 총 28조 입방피트를 생산할 계획이다 (Cochener & Brandenburg, 1998).

이러한 심부가스가 존재하는 지역은 지질학적으로 오래된 층들이 대부분인데 그 연대는 고생대 또는 중생대 층이며 지질학적으로 새로운 층들과는 상이한 저류층 특성을 가진다. 또한 심부가스는 성공률이 낮은 사업인데 그 이유는 높은 투자비와 개발하더라도 높은 비율의 비생산정 (dry hole)이 발생하기 때문이다. 이러한 상황에도 불구하고 심부가스 개발이 지속적으로 증가하는 이유는 약 20년간의 축적된 심부가스 개발 경험 및 기술과 시추 및 생산 비용이 감소된 것을 들 수 있다. 그러나 이러한 심부가스를 더욱 경제적으로 개발하기

위하여는 많은 기술적 도전을 극복하여야 한다.

본 논문에서는 이러한 높은 위험도를 가지는 심부 가스의 개발 성공률을 증가시키기 위하여 심부 가스 부존 지역의 지질학적 부존 환경 및 조성상 특성, 생산 시 소요되는 생산비용을 심도에 따라 분석하였고 생산에 수반되는 기술적 문제점들을 정리하였으며 마지막으로 향후 요구되는 연구 분야들을 제시하였다. 또한 참고로 현재 심부 가스의 경우 미국이 연구 개발 측면에서 가장 활발한 활동을 전개하고 있으며 그 결과 다수의 신뢰성 있는 자료들을 확보하고 있으므로 본 논문은 USGS와 GRI에서 제시한 자료에 근거하였다.

II. 심부 천연가스의 지질학적 부존 환경 및 조성상 특성

심부 가스는 다양한 지질학적 환경을 가진 분지에서 발견된다. 미국의 경우 15,000개 이상의 주요 저류층 (significant reservoir) 가운데, 256개 저류층이 15,000피트 이상의 심도에 존재하며 377개가 14,000피트 이상 심도에 존재한다. 경제적 저류층은 최소 1백만 배럴의 석유 또는 60억 입방피트의 생산 가능한 가스를 포함하는 저류층으로 정의되며 이러한 경제적 저류층 가운데 거의 3/4 정도가 천연가스를 생산하고 있다. 표 2는 미국에 존재하는 경제적인 심부가스 저류층을 지역별로 열거한 것이며 표 3을 보면 텍사스가 가장 많은 경제적 저류층을 확보하고 있다 (Dyman *et al.*, 1997).

Table 2. Deep significant fields and reservoirs in the United States.

Region	Number of fields	Number of reservoirs
Rocky Mountains	19	22
Permian Basin	68	89
Anadarko Basin	76	84
California, Alaska	3	3
Gulf Coast Basin	158	174
Williston Basin	5	5
Total	329	377

이 저류층 가운데 67%가 구조적 트랩 (structural trap) 또는 구조적 트랩과 층서적 트랩 (stratigraphic trap)이 혼합된 복합 트랩 (combination trap) 구조로 분류되며 또한 60%가 쇄설암 (clastic rock)으로 이루어져 있다. 쇄설성 저류암은 록키산맥 분지와 아나다코, 걸프 해안, 캘리포니아와 알래스카 분지 등에 풍부하고 탄산염 저류암 (carbonate reservoir rock)은 페름 분지(Permian Basin)와 윌리스트톤 분지(Williston Basin)에 풍부하다. 저류층 수는 심도가 깊어질수록 감소하지만 전체 경제적 저류층 가운데 26%가 17,000 피트 이상의 심도에 존재한다.

Table 3. Deep significant fields and reservoirs in the United States by State.

State	Region	Number of fields	Number of reservoirs
Oklahoma	Anadarko Basin	58	63
Texas	Anadarko Basin	18	21
Texas	Permian Basin	56	77
New Mexico	Permian Basin	12	12
Wyoming	Rocky Mountains	16	19
Utah	Rocky Mountains	1	1
Colorado	Rocky Mountains	2	2
California	West Coast and Alaska	2	2
Alaska	West Coast and Alaska	1	1
North Dakota	Williston Basin	5	5
Texas-Louisiana	Offshore	14	16
Louisiana	Gulf Coast	49	50
Florida	Gulf Coast	3	3
Mississippi	Gulf Coast	53	64
Alabama	Gulf Coast	19	19
Texas	Gulf Coast	20	22
Total		329	377

II-1. 록키산맥 분지 (Rocky Mountain Basin)

록키산맥 분지는 쥐라기(Jurassic)와 백악기(Cretaceous) 파쇄암 저류층 또는 고생대 (Paleozoic) 파쇄암과 탄산염암이 혼합된 저류층으로부터 4천억 입방피트의 심부가스를 생산하였으며 확정 매장량은 2조 2천억 입방피트이다 (표4, 5, 6, 그림 4).

Table 4. Summary of significant reservoirs in major deep basins of the United States.

Basin region	Number of reservoirs and percentage of total number	Cumulative gas and percentage of total gas produced in basin	Known recoverable gas and percentage of total gas produced in basin	Stratigraphic and lithologic information	Number of fields discovered prior to 1970 and percentage of total number of reservoirs in basin	Comments
Rocky Mountain basins	22/377 6 percent	0.4/21.4 2 percent	2.2/33.2 7 percent	Jurassic and Cretaceous clastic reservoirs and Paleozoic mixed carbonate-clastic reservoirs	9/22 41 percent	Deep gas mostly from Utah-Wyoming thrust belt; potential for gas from Hanna and Wind River Basins.
Anadarko	84/377 22 percent	2.4/21.4 11 percent	2.8/33.2 8 percent	Mostly a clastic basin; some Cambrian-Silurian carbonate production	25/84 30 percent	65 percent of reservoirs produce from Pennsylvanian strata.
Permian	89/377 24 percent	12.4/21.4 58 percent	15.1/33.2 45 percent	Middle Paleozoic mixed clastic-carbonate reservoirs and Silurian-Devonian, mostly carbonate reservoirs	52/89 36 percent	67 of 89 reservoirs are in Devonian or older rocks; Permian reservoirs are stratigraphically trapped.
Gulf Coast	174/377 46 percent	6.2/21.4 29 percent	12.8/33.2 39 percent	Mostly clastic Tertiary reservoirs; mixed carbonate-clastic Jurassic and Cretaceous reservoirs	64/174 37 percent	37 percent of deep reservoirs are Tertiary.
Williston	5/377 1 percent	0.1/21.4 <1 percent	<0.1/33.2 <1 percent	Ordovician Red River dolomite reservoirs	3/5 60 percent	Structurally trapped.
California, Alaska	3/377 <1 percent	<0.1/21.4 <1 percent	0.3/33.2 1 percent	Tertiary clastic reservoirs	2/3 67 percent	Structurally and stratigraphically trapped.

Table 5. Total cumulative production, proven reserves, and known recoverable natural gas for deep significant reservoirs in all basins and areas in United States.

	Cumulative production Basin or area	Proven reserves (MMCF)	Known reserves (MMCF)(MMCF)
Aradarko Basin	2,358,260	416,490	2,774,750
Rocky Mountain	436,400	1,782,900	2,219,300
Permian Basin	12,415,306	2,713,874	15,127,180
Gulf Coast Basin	6,192,094	6,628,587	12,820,681
West Coast and Alaska	84,998	179,912	264,910
Williston Basin	12,808	25,334	38,142
Total	21,497,866	11,747,097	33,244,963

Table 6. Total cumulative production, proven reserves, and known recoverable gas and oil for deep significant reservoirs in the Rocky Mountain region.

	Total	Major reservoir lithology	
		Clastic	Carbonate
Oil			
Known recoverable	45,100	45,100	—
Proven reserves	14,400	14,400	—
Cumulative production	30,400	30,400	—
Gas			
Known recoverable	2,192,600	836,000	1,356,600
Proven reserves	1,782,900	595,200	1,187,700
Cumulative production	436,400	300,600	135,800

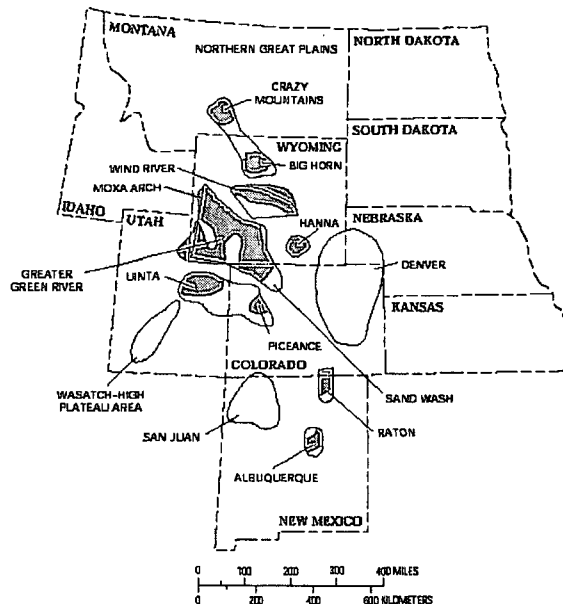


Fig. 4. Map of Rocky Mountain region showing basins (outlined areas) in which deep natural gas is presumed to be present on the basis of gas shows, formation tests, geology, and known production (shaded areas).

층상단층 벨트 (thrust belt)에 존재하는 주요 저류층은 구조적 트랩 구조인 백악기 프론티어(Frontier) 층과 유라기 누겟(Nugget) 층이 연속된 파쇄암 또는 페름기-펜실바니아기 (Permian-Pennsylvanian)층이 연속된 쇄설암과 탄산염암 혼합 구조로부터 주로 생산된다 (표 7).

Table 7. Producing formation, number of reservoirs, geologic age, and lithology of deep significant reservoirs in the Rocky Mountain region.

Producing formation	Geologic age	Lithology	No. of reservoirs
Minnelusa	Penn-Permian	Mixed carbonate and clastic	4
Madison	Mississippi	Carbonate	2
Nugget	Jurassic	Clastic	6
Bighorn	Ordovician	Carbonate	3
Dakota	Cretaceous	Clastic	3
Weber	Penn-Permian	Clastic	1
Frontier	Cretaceous	Clastic	2
Morgan	Pennsylvanian	Carbonate	1
Total			22

이러한 심부가스 근원암 (source rock)은 주로 지질학적으로 더욱 오래된 저류암과 접촉된 단층(fault)에 존재하는 유기물이 풍부한 백악기 셰일이다. 심부 지역의 저류층들은 평균보다 낮은 온도를 보여주는데 그 이유는 경계 지역의 단층으로부터 분지로 유입된 차가운 침투수에 의한 것으로 추측된다.

록키산맥 분지의 메탄 함량은 22.0~94.7%이며 모든 저류층은 0.5% 이하의 헬륨 함량을 나타낸다. 일반적으로 황화수소의 최대 함량은 최대 함량의 이산화탄소를 포함하는 가스전에 존재하며 이러한 가스전은 석회암 (limestone) 저류층이다. 록키산맥 심부 지역에 존재하는 대부분의 경제적 저류층은 구조적 또는 복합적인 트랩 구조로 이루어져 있다 (표 8).

Table 8. Structurally trapped deep significant reservoirs in the Rocky Mountain region.

Reservoir name	Classification	Basin or area
Johnson County, Wyoming		
Reno	Oil	Powder River Basin.
Reno East	Oil	Powder River Basin.
Natrona County, Wyoming		
Poison Spider West	Oil	Wind River Basin.
Uinta County, Wyoming		
Butcher Knife Springs	Gas	Thrust belt.
Whitney Canyon	Gas	Thrust belt.
Anschutz Ranch East	Gas and oil	Thrust belt.
Session Mountain	Gas	Thrust belt.
Chicken Creek	Gas and oil	Thrust belt.

II-2. 아나다코 분지 (Anadarko Basin)

아나다코 분지는 경제적 심부 저류층 가운데 22%를 차지한다. 이 지역은 2조 4천억 입방피트의 가스를 생산하였으며 2조 8천억 입방피트의 확정 매장량을 확보하고 있다 (그림 5, 6).

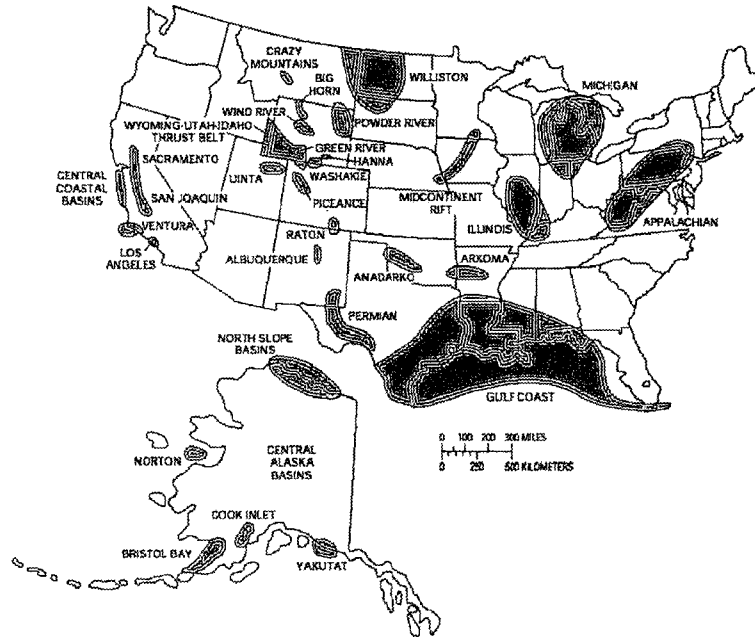


Fig. 5. Map of the United States showing basins containing sedimentary rocks more than 15,000 ft deep.

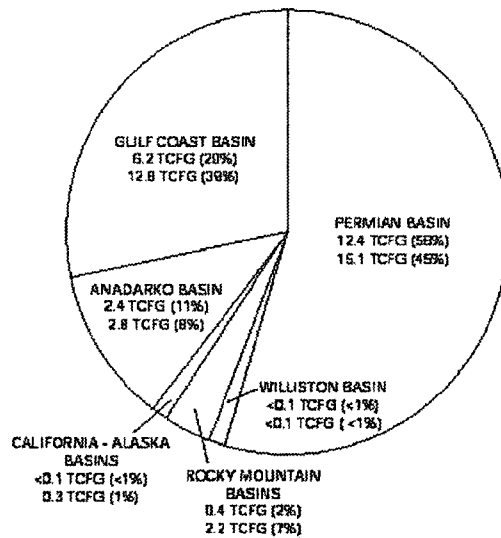


Fig. 6. Pie chart illustrating distribution of total cumulative production of natural gas from deep significant reservoirs in the United States by region.

84개의 주요 저류층 가운데 11개가 구조적 트랩 구조이고 14개가 층서적 트랩 구조이며 16개가 복합 트랩 구조이다. 70%의 주요 저류층이 쇄설암으로 이루어져 있고 (표 9) 암석학적으로 볼 때, 모로우(Morrow) 층, 아토카(Atoka) 층 및 스프링거 (Springer)층과 같은 펜실바니아기와 미시시피 기의 사암으로 이루어져 있다.

Table 9. Deep significant reservoirs in the Anadarko Basin by producing stratigraphic unit, geologic age, and lithology.

Formation or unit	Geologic age	Lithology	No. of reservoirs
Morrow	Pennsylvanian	Clastic	29
Cottingham	Pennsylvanian	Clastic	2
Atoka	Pennsylvanian	Clastic	8
Red Fork	Pennsylvanian	Clastic	1
Boatwright	Pennsylvanian	-	1
Purveyer	Pennsylvanian	-	1
Morrow-Springer	Miss-Pennsylvanian	Clastic	1
Goddard	Mississippian	Clastic	2
Springer	Miss.-Pennsylvanian	Clastic	13
Meramec	Mississippian	Carbonate	1
Hurton	Silurian-Devonian	Carbonate	18
Henryhouse	Silurian	Carbonate	1
Oil Creek	Ordovician	Clastic	1
Simpson	Ordovician	Clastic	1
Bromide	Ordovician	Clastic	1
Ellenburger	Ordovician	Carbonate	1
Arbuckle	Cambrian-Ordovician	Carbonate	2
Total			84

그 다음으로 많은 가스 생산은 캄브리아기에서 실루리아기에 걸친 탄산염암에서 발생한다. 평균보다 낮은 온도 구배가 이 분지의 층상 단층 경계를 따라서 국부적으로 존재한다. 메탄 함량은 80.4~97.3%로 높은 추세를 보이며 헬륨, 이산화탄소 및 황화수소 함량은 낮다. 저류층의 공극률 (porosity)은 4~15%이며 (그림 7) 최대 공극률은 일반적으로 파쇄암 저류층에 존재한다. 18,000 피트 이상의 심도에 존재하는 모든 주요 저류층은 탄산염암으로 이루어져 있으며 12% 이하의 공극률을 가진다.

II-3. 페름 분지 (Permian Basin)

페름 분지는 심부 저류층의 24%를 차지하며 현재까지 12조 4천억 입방피트의 가스를 생산하였으며 (그림 6, 표 4, 10) 미국의 확정 매장량의 45%에 해당하는 15조 1천억 입방피트가 이 지역에 존재한다.

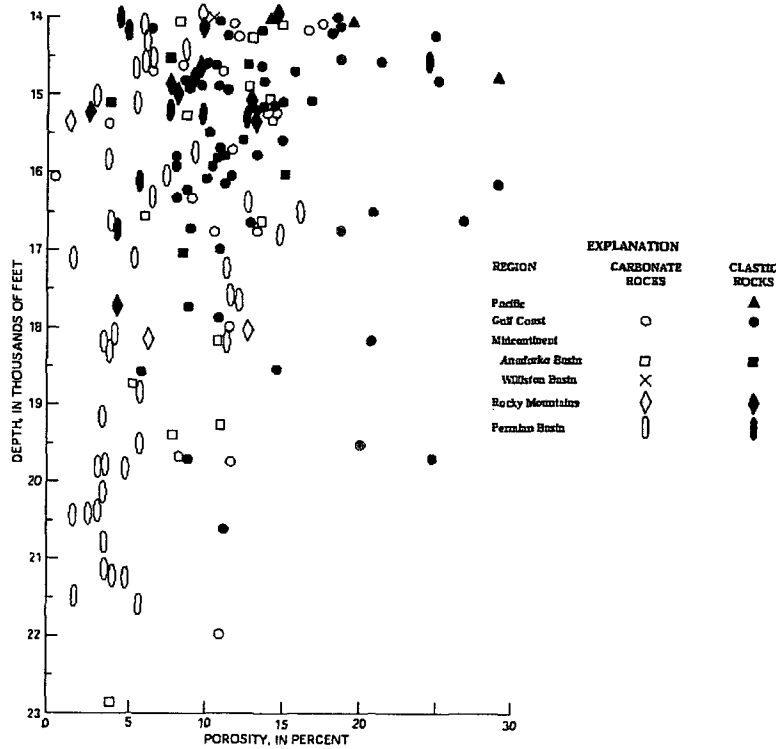


Fig. 7. Porosity versus depth for deep significant reservoirs of the United States.

Table 10. Total cumulative production, proven reserves, and known recoverable gas and oil for deep significant reservoirs in the Permian Basin.

	Total	Major reservoir lithology			Blank
		Clastic	Carbonate	Chert	
Oil					
Known recoverable	8,075	—	8,075	—	—
Proven reserves	939	—	939	—	—
Cumulative production	7,136	—	7,136	—	—
Gas					
Known recoverable	15,127,180	566,030	13,766,982	709,530	84,638
Proven reserves	2,713,874	157,053	2,481,937	49,970	24,914
Cumulative production	12,413,306	408,977	11,285,045	659,560	59,724

이 분지의 심부 지역에서 생산되는 것은 대부분 가스이며 이들은 일반적으로 델라웨어 분지 (Delaware Basin)라고 불리는 페름 분지의 서부와 남부 지역의 탄산염암 저류층에서 생산된다. 일부 심부가스는 성숙된 근원암으로부터 직접 생성되었고 기타 추가 가스는 오일이 가스로 전환되어 생성되었다.

페름 분지의 이용 가능한 저류층 체적은 심도에 따라 감소하는데 그 이유는 분지 면적이 심도에 따라 감소하기 때문이며 그 결과 새로운 고품질의 심부 가스층을 발견할 가능성은 심도와 함께 감소한다. 그러나 심도에 따른 압력의 증가는 주어진 저류암 내에 저장되는 가스량을 증가시키는 결과를 초래한다. 암석학적으로 볼 때, 델라웨어 분지의 상대적으로 얕은 저류층은 일부 펜실바니아기와 페름기의 암석들을 포함하는 쇄설암과 탄산염암의 혼합이며 가장 심부에 존재하는 저류층은 델라웨어 분지의 중앙부에 존재하는 초기 고생대의 탄산

염암이다 (표 11).

Table 11. Deep significant reservoirs in the Permian Basin by stratigraphic unit, geologic age, and lithology.

Stratigraphic unit or geologic age	Geologic age	Lithology	No. of reservoirs
Wolfcampian	Permian	—	2
--	Pennsylvanian	—	1
Strawn	Pennsylvanian	Carbonate	3
Atoka	Pennsylvanian	Clastic and carbonate	5
Morrow	Pennsylvanian	Clastic	10
--	Mississippian	Carbonate	1
Lower Devonian	Devonian	Chert	5
--	Silurian-Devonian	Carbonate	3
--	Silurian	Carbonate	4
Fusselman	Silurian	Carbonate	22
Ellenburger	Ordovician	Carbonate	33
Total			89

33개의 심부 저류층만이 오르도비스기(Ordovician) 층이며 페름 분지 저류층 가운데 75%는 데본기 (Devonian) 또는 더 오래된 층이다. 공극률은 심도에 따라 체계적으로 감소하며 (그림 7) 일반적으로 16,000 피트 이상의 심도에 존재하는 경제적 저류층은 탄산염암이다. 19,000 피트보다 깊은 심도에서 모암의 공극률은 5% 이상이다. 16,000 피트보다 얇은 심도에서 쇄설성 저류층은 탄산염암 저류층보다 높은 공극률을 가지며 균열(fracture)은 일반적으로 투수율과 생산성을 증가시킨다. 일반적으로 석회암층은 백운암층보다 더욱 높은 생산성을 나타낸다. 메탄 함량은 47.0~97.7%를 보여주며 평균값은 약 90%이다. 이산화탄소는 34.8~53.8%로 높은 함량을 보여주며 헬륨과 황화수소의 함량은 매우 낮다.

II-4. 걸프 해안 분지 (Gulf Coast Basin)

14,000 피트 이상 심도의 377개 저류층 가운데 46%인 174개가 걸프 해안 분지에 존재하며 (그림 5) 현재까지 이 지역의 경제적 저류층은 6조 2천억 입방피트의 가스를 생산하였다 (그림 6, 표 5, 12). 저류층은 제 3기 파쇄암과 중생대의 탄산염암과 쇄설성 퇴적암이 혼합된 구조이다. 심부 경제적 저류층의 13조 3천억 입방피트의 매장량인 40%가 이 분지에 존재한다. 경제적 저류층 가운데 65%가 가스를 생산하고 있으며 이 가운데 40% 이상이 루이지애나에 위치하고 있다. 이 지역의 모든 저류층 가운데 79%가 쇄설성 퇴적암으로 이루어져 있다 (표 13).

Table 12. Known recovery, proven reserves, and cumulative production for deep significant reservoirs and fields in the Gulf Coast Basin by major lithology.

	Major reservoir lithology			
	Total	Clastic	Carbonate	Mixed
	Gas			
Known recoverable	13,262,291	11,110,291	1,679,000	473,000
Proven reserves	6,628,587	5,676,587	719,000	233,000
Cumulative production	6,192,094	4,993,094	960,000	239,000
	Oil			
Known recoverable	881,805	330,805	551,000	--
Proven reserves	128,226	56,226	72,000	--
Cumulative production	590,579	111,579	479,000	--

심도별로 보면 14,000~15,000피트의 저류층에서 16%가 탄산염암이며 16,000~17,000 피트의 저류층에서는 29%가 탄산염암이다. 지질학적 연대로 볼 때, 65개의 제 3기층, 53개의 백악기층 그리고 56개의 쥐라기층으로 이루어져 있다 (표 13). 모든 제3기 저류층은 파쇄암인 반면 54%의 쥐라기 저류층은 탄산염암이며 이러한 탄산암 저류층 가운데 약 50%가 백운석이다. 쥐라기 저류층은 일반적으로 백악기와 제3기층 저류층보다 심도가 깊다.

Table 13. Deep significant reservoirs in the Gulf Coast Basin by producing stratigraphic unit, geologic age of producing unit, and lithology of producing unit.

Stratigraphic unit	Lithology	Depth (in intervals of 1,000 ft)										
		14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Tertiary												
<i>Roberts</i>	cl	2										
<i>Fri</i>	cl	7										
Miocene	cl	15	10	6	3							
<i>Anahuac</i>	cl		3	1								
<i>Bolivina mex.</i>	cl	1										
<i>Discorbis B</i>	cl	1										
<i>Wilcox</i>	cl	2	2		1							
<i>Textularia</i>	cl	2										
<i>Yegua</i>	cl	1										
<i>Plamitna</i>	cl		1									
<i>Camerina</i>	cl		1									
<i>Woodburn</i>	cl		1									
<i>Pliocene</i>	cl			1	1	1						
<i>Pleistocene</i>	cl	1										
<i>Bigerina hum.</i>	cl			1								
Cretaceous												
<i>Austin</i>	c	1										
<i>Tuscaloosa</i>	cl	1	2	3	2	3	3					
<i>Edwards</i>	c	1		1								
<i>Hosston</i>	cl	3	12	5								
<i>Sligo</i>	c-cl	4	5	1								
<i>James</i>	c	1										
<i>Mooringsport</i>	cl	1										
<i>Pahxy</i>	cl	1										
<i>Red</i>	cl	3										
Jurassic												
<i>Buckner</i>	c	1										
<i>Black River</i>	cl					1						
<i>Cotton Valley</i>	cl	8	1	3	1		1					
<i>Norphlet</i>	cl	3	3		2			2	1			
<i>Snackover</i>	c	5	9	6	1	4	2			1	1	
Total (n=174)		65	50	28	11	9	6	2	1	1	1	

텍사스와 루이지애나에 있는 모든 해저 저류층암은 제3기 암석이며 중생대 걸프 해안 분지에 존재하는 저류층들은 대부분 구조적 트랩을 나타낸다. 중생대 가스층의 메탄 함량은

35~94%이며 제3기층의 저류층 경우 79~94%이며 평균값은 90%이다. 이산화탄소 함량은 9% 이하로 낮으며 황화수소의 최대 함량은 26%이다.

III. 경제성 (생산비용) 분석

일반적으로 심도가 깊어짐에 따라 각 생산정 당 회수율은 크게 증가하므로 15,000피트 이상 심도의 회수량은 5,000피트 이하보다 8~10배 정도가 가능하다. GRI의 예측을 볼 때, 이러한 이유로 인하여 2015년까지 심부 지역의 시추는 거의 현재의 4배가 될 것으로 전망하였다. 이러한 추세는 1982년 1300개의 가스정을 시추하였던 최대 활동 전성기에 거의 육박하는 양이다.

그러나 심부 시추는 매우 열악한 지하 환경 조건에서 수행된다. 지역 온도는 400°F 이상이며 이러한 높은 온도는 종종 시추 및 로깅 장비의 수명을 감소시켜 경비를 상승시킨다. 또한 이러한 고온은 일반적으로 산성가스가 존재하는 환경에서 발생하므로 더욱 복잡한 문제를 발생시킨다. 그 결과 발생하는 부식 현상은 시추 및 생산장비의 수명을 단축시키므로 이로 인하여 고가의 특수합금관, 산성에 견딜 수 있는 코팅 및 안전 장비들을 필요로 한다. 이와 같이 심부 가스가 존재하는 지질학적 환경으로 인하여 이러한 심부 가스를 개발하기 위하여 많은 장애물과 문제점들을 극복하여야 한다.

심부 가스의 품질은 지역 또는 저류층에 따라서 광범위하게 변하지만 일반적으로 비탄화수소 성분인 오염 물질로 인하여 얇은 층 가스보다 품질이 낮다. 오염 물질은 일반적으로 이산화탄소, 황화수소 및 질소 등이다 (Cochener & Brandenburg, 1998; 표 14). 최저 품질의 심부 가스는 록키산맥과 동부 걸프 해안 지역에 존재하며 걸프 해안 지역은 일반적으로 고 품질을 나타낸다.

심부 가스정은 깊은 심도에서 이루어지므로 그 전체 비용은 천부 층보다 증가하지만 그 소요 비용은 심도와 비례하지는 않으며 심도가 증가함에 따라 현저하게 가속화된다. 심부 가스를 개발하는데 소요되는 비용은 각 생산정 당 4~5백만 달러 정도가 소요되며 그 성공률은 약 80% 정도이다. 반면 탐사정의 경우에는 각 탐사정 당 1천만 달러 정도가 소요되며 비 생산정(dry-hole)에 대한 소요 경비는 전체 경비 중 약 50% 정도이므로 중대한 장애요인이다. 다양한 심도에서 소요 비용과 실제 탐사 비용은 아래와 같으며 (표 15) 비용을 감소시키거나 단위 생산정 당 회수율을 증가시킴으로써 단위 비용을 감소시킬 수 있다.

Table 14. Deep gas qualitative assessment.

Region	Quality Rating	Obstacles
Appalachia	3	
East Gulf Onshore	1	CO ₂ H ₂ S
Arkla-East Texas	2	CO ₂ H ₂ S
South Louisiana Onshore	3	CO ₂
Texas Gulf Onshore	4	
Rocky Mountains	1	CO ₂ H ₂ S N ₂
Overthrust Belt	3	CO ₂ H ₂ S
Midcontinent	3	CO ₂ H ₂ S
Permian Basin	2	CO ₂ H ₂ S High Temp.
West Coast Onshore	3	
Norphlet Trend	1	CO ₂ H ₂ S

1 = Extremely Low Quality 2 = Widespread Low Quality
 3 = Some Low Quality 4 = Generally High Quality

Table 15. Well economics by depth range (1994-1996 average).

Depth Range, ft	Recovery Per Well, Bcf	Well Cost, MMS (includes dry holes)	True Finding Cost, \$/Mcf
0 -5000	0.83	0.164	0.20
5000 - 10,000	1.42	0.503	0.35
10,000 - 15,000	3.18	1.569	0.49
>15,000	5.96	4.020	0.67

비 생산정에 소요된 비용은 실제 탐사 비용 계산 시 경제적 가스정 비용에 추가되므로, 탐사 기술과 완결 기술의 향상을 통하여 경제성을 개선할 수 있다.

또한 경제성을 좌우하는 또 다른 요소는 가격인데 1978년에 제정된 천연가스 정책 헌장 (NGPA; Natural Gas Policy Act)에 따라서 심부 가스는 개발 초창기에 일반 가스에 비하여 특혜를 받았으며 일반가스의 2~3배 가격으로 판매되었다. 이러한 특혜 가격은 심도에 따라

증가하는 탐사 및 개발 비용을 상쇄시키기 위한 정책이었다. 그러나, 오늘날 심부가스에 대한 이러한 특혜는 없어졌으며 그 결과 일반 가스와 동일하게 판매 시장에서 경쟁하여야만 한다.

IV. 생산 관련 현안 문제점

심부 가스 개발을 위하여 많은 장애 요소들이 존재하며 특히 새로운 지역을 개발하는 경우에는 소요 경비와 비 생산정 비율 등이 현저히 높아진다. 현재 많은 문제점들이 기술적으로 해결되어야 하며 그 가운데 가장 중요한 문제점들을 정리하였다 (Reeves *et al.*, 1998).

탐사 및 생산 비용 감소 (Reducing Well Cost)

GRI의 연구에 의하면 시추 조업 시간 (Rig Time)이 심부가스정 개발 시 단일 조업으로는 가장 많은 비용이 소요됨을 제시하였다 (49%). 이러한 경비를 감소시키는 방안은 개선된 비트 설계, 더욱 구동력이 좋고 온도에 견딜 수 있는 구동기(motor) 등을 이용함으로써 침투율을 향상시키는 것이다. 이러한 평균 침투율과 비트 수명을 두 배로 증가시킬 경우 전체 소요 경비의 약 20%가 감소하고 가스정 한 개당 평균 백만 달러 정도가 감소함을 보여주었다.

비 생산정 비율 감소 (Reducing Dry Hole Rates)

높은 비 생산정 비율은 심부 가스 개발에 있어서 중대한 장애 요인이며 기존 탐사 방법의 수정 및 보완을 필요로 한다. 예로서, 저류층의 실제 공극률과 투수율 측정 및 투수율을 향상시키기 위한 자연 균열 존재 지역 규명 등은 심부가스 개발의 성공율을 향상시키는데 도움이 된다. 자연 균열을 찾는 한 가지 접근 방법은 기초 균열 분석을 위한 지자기 및 중력 탐사와 위성 영상을 결합하는 것이다. 이러한 탐사 과정은 다른 비재래가스 탐사에 성공적으로 이용된 고 해상도의 3차원 탄성과 탐사를 이용하여 향상될 수 있다.

완결 효율 개선 (Improving Completion Efficiency)

현재까지 수집된 자료들로 미루어 볼 때, 심부 가스정 완결법은 효율적이지 못함이 밝혀졌다. 깊고 고온이며 높은 스트레스를 받는 층에 대한 효율적인 완결 작업 이전에 모암 자극법 (stimulation) 동안 산과 반응하는 시간을 증가시키고, 수압파쇄법에 쓰이는 유체의 안정성을 유지하며 수압파쇄 과정 중 촉진제(proppant)의 파쇄를 방지하는 것 등이 필요하다. 자극법에 소요되는 비용은 매우 높으며 처리 방법의 선택 및 설계 관점에서 볼 때, 매우 높은 수준의 이해력을 필요로 한다.

산성가스 처리 비용 감소 (Reducing Sour Gas Production/Processing Cost)

황화수소와 이산화탄소를 다루는 것은 안전과 관련되어 있는 고 비용이 요구되는 작업이며 고온의 산성가스에 견디는 특수합금관과 수준높은 가스 처리 기술을 필요로 한다. 가스 분리를 위한 관과 향상된 멤브레인을 위한 산성에 견디는 저가의 코팅 개발은 비용을 감소시킬 수 있다.

V. 향후 연구 분야

이와 같이 심부가스 생산의 중요성을 인식하고 현존하는 생산 관련 기술적 문제점을 분석하여 미국의 GRI는 심부가스에 대한 연구 개발 프로그램을 개발하고 있다. 이 장에서는 심부가스의 효율적 개발을 위한 향후 연구 분야에 대하여 정리 분석하고자 하며 이러한 분야는 우선 장기적인 분야와 단기적인 분야로 구분할 수 있다.

장기적 연구 분야

시추 기술 효율성 개선
자연 균열 규명 및 도식법 개선
실제 심도에서의 저류층 물성 측정
지질학적, 구조적 특성 규명

단기적 연구 분야

심부가스의 탐사, 생산, 시추 및 완결 경험 및 비용 분석 등의 사례 연구
자연 균열의 도식법과 탐사 기술 개선
고온에서 시추 시 물성 측정 능력 향상
시추 장비의 개선
심부 저류층에 대한 고 해상도의 탄성과 탐사법 개발
심부가스에 대한 분지 및 지역 특성 연구

VI. 결 론

이상과 같이 심부가스에 관하여 알아보았다. 현재 천연가스의 수요가 세계적으로 급증하고 있으며 기존의 매장량으로는 향후의 가스 소비량을 충족시키지 못하므로 여러 가지 비재래가스를 개발하고 있다. 심부가스 또한 중요한 천연가스 공급원으로 자리잡고 있으며 그 결과 향후 개발은 크게 증가할 전망이다. 그러나 이러한 개발 급증 추세 이면에는 그 개발

에 중대한 영향을 미치는 장애 요인들이 다수 존재함을 인식하여야 하며 이러한 장애 요인들은 심부가스의 개발을 위축시키는 결과를 초래할 것이다.

개선된 시추 작업을 통한 경비 감소, 더욱 개선된 심부 가스 탐사 기법을 통한 비 생산성 감소, 완결 기술 개선 및 효율적인 산성가스의 처리 방법 개발 등이 이러한 심부가스의 개발을 활성화시키는데 요구되는 사항들이다. 심부가스의 높은 소요 비용과 위험도를 고려할 때, 산업 현장에서 경험만으로 해결하기는 어려우므로 이러한 문제점들을 해결하기 위한 연구 개발이 요구된다.

그러나 심부가스에 대한 연구 개발은 여러 분야의 지식이 필요하므로 다양한 분야의 전문가들이 모인 연구 그룹을 형성하여 수행되어야 하며 이것은 비용 측면에서 가장 효율적이고 높은 성과의 해결 방안이라고 사료된다. 이러한 노력은 지하 심부에 매장되어 있는 천연가스 사용을 더욱 증대시키는 데 공헌할 것이다.

VII. 참 고 문 헌

1. Beggs, H.D., 1984, Gas Production Operations, OGCI Publications, 11-12.
2. Cochener, J. and Brandenburg, C., 1998, Expanding The Role Of Onshore Deep Gas, GRI Report.
3. Dyman, T.S., Spencer, C.W., Baird, J.K., Obuch, R.C. and Nielsen, D.T., 1997, Geologic and Production Characteristics of Deep Natural Gas Resources Based on Data From Significant Fields and Reservoirs, U.S. Geological Survey Bulletin 2146, 19-38.
4. Dyman, T.S., Schmoker, J.W. and Root, D.H., 1998, USGS assesses deep undiscovered gas resources, Oil & Gas J. (1998 editions).
5. EIA, 2000, The Future Role of Technology in the Development of Unconventional Gas Resources, EIA Analysis Report, 1-2.
6. EIA(Energy Information Administration), 2001, International Energy Outlook 2001, 43-45.
7. Hubbert, M.K., 1974, U.S. energy resources, a review as of 1972, in U.S. Senate Committee on Interior and Insular Affairs, U.S. energy resources, a review as of 1972, a background paper, U.S. Congress, 93rd, 2nd session, Committee Print, Serial No. 93-40 (92-74), Pt. 1, pp. 1-20.
8. Kuuskraa, V.A., 1998, Outlook bright for U.S. natural gas resources, Oil & Gas J. (1998 editions).
9. McCallister, T., 2000, Impact of Unconventional Gas Technology in the Annual Energy Outlook 2000, EIA Analysis Paper, 1-2.
10. Reeves, S.R., Kuuskraa, J.A. and Kuuskraa, V.A., 1998, Deep gas poses opportunities, challenges to U.S. operators, Oil & Gas J. (1998 editions).