KIGAS Vol. 17, No. 2, pp 9~20, 2013
(Journal of the Korean Institute of Gas)
http://dx.doi.org/10.7842/kigas.2013.17.2.9

고갈가스전의 가스저장전 전환 시 쿠션가스와 가스재생산율과의 관계 분석

한정민*, · 김주형** · †성원모****
*한국가스공사, **한양대학교 자원환경공학과
(2013년 1월 15일 접수, 2013년 3월 5일 수정, 2013년 3월 5일 채택)

An Analysis of Relationship between Cushion Gas and Gas Withdrawal in Depleted Gas Reservoir as a Gas Storage

Cheolwoong Park · Changgi Kim · Young Choi · Janghee Lee
Jeongmin Han*, · Joohyung Kim** · †Wonmo Sung****
**Gas Resources Technology Center, KOGAS R&D Division, Ansan, Korea*
***Dept. of Natural Resource and Environmental Engineering, Hanyang University, Seoul, Korea*
(Received January 15, 2013; Revised March 5, 2013; Accepted March 5, 2013)

요 약

고갈가스전은 저류층을 개발할 당시 충분한 탄성파 탐사 및 시추 등을 수행하기 때문에 지질구조와 저류층의 물성 등의 파악이 완료된 상태이므로 가스저장전으로의 전환이 용이하다. 이러한 고갈가스전을 가스저장전으로 전환 시 저류층의 압력을 유지하기 위한 쿠션가스는 재생산을 위해 주입된 워킹가스의 재생산율에 영향을 미친다. 본 연구에서는 쿠션가스와 가스재생산율과의 관계 및 재생산 사이클에 따른 적정 쿠션가스의 양을 분석하기 위해 가스저장전의 주입 및 재생산에 대한 시뮬레이션을 수행하였다. 주입 및 재생산 사이클은 5개월 주입 5개월 생산, 7개월 주입 3개월 생산 두 가지 경우에 대한 분석을 수행하였다. 본 시스템을 대상으로 수행한 분석결과, 5개월 주입 5개월 생산 사이클의 경우 최소 10개의 생산정으로 50%의 쿠션가스를 유지해야 안정적인 생산이 가능하였고, 7개월 주입 3개월 생산 사이클의 경우 12개의 생산정으로 60%의 쿠션가스를 유지해야 안정적인 재생산이 가능한 것으로 산출되었다.

Abstract - Depleted gas reservoir has been already explored and its geologic data, along with its reservoir properties, are already known through seismic exploration and drilling. Therefore it would be less difficult to develope a gas storage from depleted gas reservoir. Cushion gas which remains in the reservoir to maintain pressure affects withdrawal rate of working gas in underground gas storage. In this study, we attempted to investigate the relationship between cushion gas and withdrawal rate using a commercial simulator. From the analyses of the results, it is found that the minimum limit for a cycle of 5-month injection and 5-month withdrawal is 10 wells with 50% cushion gas, and 12 wells with 60% cushion gas for a cycle of 7-month injection and 3-month withdrawal.

Key words : gas storage, depleted gas reservoir, cushion gas, working gas, simulation

†Corresponding author:wmsung@hanyang.ac.kr
Copyright ⓒ 2013 by The Korean Institute of Gas

Ⅰ. 서 론

우리나라는 산업용 및 가정용 천연가스의 수요가 계속해서 증가하는 추세에 있으나 향후 추가로 LNG 기지 건설을 위한 적절한 부지 확보가 곤란할 경우, 고갈된 가스전을 천연가스 저장소로 활용한다면 LNG 생산기지 및 저장탱크 건설에 소요되는 막대한 투자 비용을 절감 할 수 있다. 또한 향후 러시아로부터 파이프라인을 통해 가스가 도입될 경우, 계절별 수요 격차에 대비하기 위해 고갈가스전을 저장시설로 활용하는 방법도 고려될 수 있다.

천연가스의 지하저장은 1916년 New York의 Zoar field에서 처음 시행 후, 세계적으로 활용되고 있으며 특히 파이프라인 공급방식 위주인 유럽과 북미에 그 수요가 집중되어 있다[1]. 과거에는 암염돔, 대수층 등에 가스를 저장하였으나 점차 고갈된 유가스전을 활용하는 추세이다. Katz와 Tek(1981)은 고갈가스전, 대염수층, 암염공동 등의 지하구조를 가스저장전으로 활용하는 방안에 대한 연구를 수행하였다[2]. Sung 등(2001)은 고갈가스전을 저장전으로 활용할 경우 가스손실을 유발할 수 있는 주변 저류층 환경 등에 대한 연구를 수행하였으며, Knepper와 Cuthbert (1979), McVay와 Spivey (2001)는 저장전의 적정설계에 관한 연구를 수행한 바 있다[3-5]. 또한 미국과 남미 등에서도 가스저장전의 효율성 개선을 위한 연구가 수행되고 있다[6-7]. 아르헨티나는 2001년부터 Diadema field에 지중가스저장을 시행하고 있다[8].

여러 형태의 저장 방식 중 고갈유가스전을 이용하는 방식은 여러 가지 면에서 장점을 가지는 것으로 조사되고 있다. 우선 저류층은 지층의 생성 시기로부터 탄화수소의 생성, 이동, 저장 시기를 거쳐 현재에 이르는 시간 동안 구조적으로 안정화되어 있는 지질구조로서 저장 공간인 저류층으로부터 가스의 누출이 근본적으로 일어날 수 없는 안전한 구조이다. 이는 CO_2 격리 메커니즘의 양상과 유사하여 고갈가스전이 CO_2 저장의 대상이 되기도 한다[9]. 또한 저류층을 개발할 당시 이미 충분한 탄성파 탐사 및 시추 등을 수행하였기 때문에 지질구조와 저류층의 물성 등의 파악이 완료된 상태이므로 저장 공간에 대한 이해가 용이하다[10]. 뿐만 아니라, 가스전의 생산단계에서 정적 및 동적 저류층 모델링 작업까지 수행된 저류층은 가스의 저장, 회수에 대한 운영 계획을 수립하기도 매우 쉽다는 장점이 있다. 또한 수개~수십개의 시추공 및 관련 설비가 구축되어 있으므로 압축기 등 추가적인 몇몇 설비만으로도 저장소로 전환될 수 있어 비용 면에서도 상당히 유리하다.

고갈가스전에서 가스저장전으로 전환 시, 적정한 쿠션가스와 워킹가스의 양을 결정하고, 그에 따른 포집장치와 히터, 분리기, 탈수장치 등의 부가시설을 고려해야한다. 일반적으로 쿠션가스의 충진 비용이 저장 시설의 설비비용과 유사한 수준이므로 이는 특히 지하저장 시설 활용의 경제성을 결정짓는 상당히 중요한 요소 중 하나이다. 이에 본 연구에서는 고갈가스전을 천연가스 저장공간으로 활용하기 위해 필요한 쿠션가스의 양과 가스재생산량과의 상관관계에 대한 연구를 수행하였다.

Ⅱ. 가스저장시스템

본 연구에서는 고갈가스전에 가스저장 시 주입 및 회수거동과 그에 따른 저장량의 변화 양상을 분석하기 위해 시뮬레이션을 수행하였다. 시뮬레이션은 상업용 시뮬레이터인 Eclipse를 사용하였고, 전산모델링을 수행하기 위해 대상으로 검토한 저류층 조건은 Table 1과 같다.

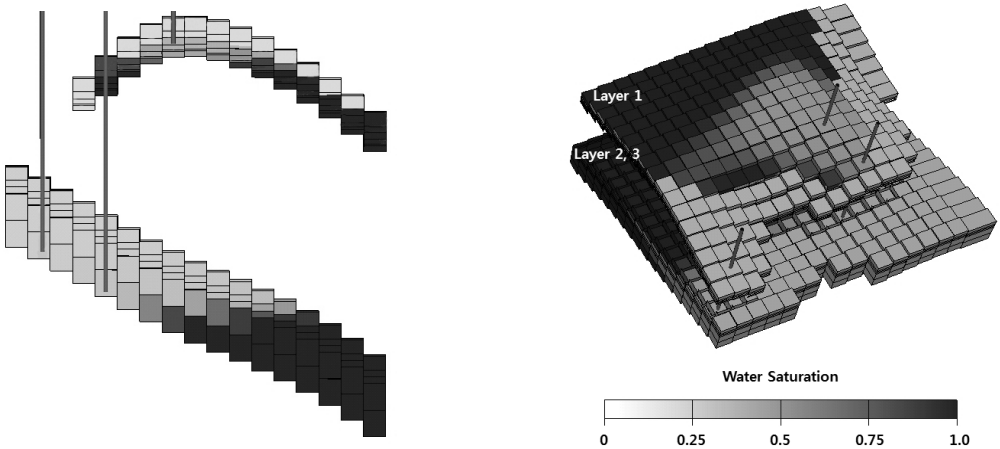
총 4개의 저류층 중 1번층은 규모가 작고 저장전으로 전환시 추가시설비가 소요되어 경제성이 떨어지며, 4번층은 투과도가 낮아 저장전으로의 효율이 낮다는 단점이 있다. 반면에 2번과 3번층은 서로 연결되어 있어 하나의 저류층으로 볼 수 있고, 주변 저류층에 비해 부피가 크기 때문에 가스저장이 양호한 구조이다. 이에 본 연구에서는 1번과 4번 층을 제외한 2, 3번 층에 대해 가스저장 시뮬레이션을 수행하였다. 1번, 2번, 3번 지층은 Fig. 1과 같은 지질구조로 구성되어있다.

저류층의 생산단계에서 초기 물포화율은 0.455이며 초기 가스포화율은 0.545이다. 지층의 기준심도는 7995 ft이며, 초기압력 및 온도는 각각 3600 psia, 219 °F이다. 또한 공극률은 19%이고 투과도는 50 md인 저류층이다. 저류층에서 가스의 점성도와 비중은 각각 0.0209 cp, 0.625이다. 총 3개 생산정에서 가스생산량은 50 MMscf/d로 설정하였고, 생산기지까지 가스 운송이 가능한 최소 정두압은 500 psia이다.

본 연구에서는 가스전의 생산과정이 종료된 후 가스저장전으로 전환된다. 이 경우 최대로 주입할 수 있는 가스량 이상으로 가스를 주입하면 저류층의 최대허용압력 이상으로 주입이 될 수 있어 지층손상이 발생할 수 있다. 이 때문에 적정량 이하로 가스를 주입하도록 하였으며, 총 주입량은 원시매장량을 초과하지 않도록 설정하였다. 가스저장전의 주입과 재생산 사이클과의 관계를 살펴보면 Fig. 2와 같다. 즉 ① 전체용량, ②워킹가스, ③쿠션가스, ④회수율이다. 또한 이 그림의 x-축에 나타낸 바와 같이, ⓐ생산, ⓑ 초기주입, ⓒ재생산, ⓓ주입단계를 의미한다.

Table 1. Reservoir properties and input data for the simulation

Parameter	Value	Parameter	Value
Dimension	47 × 45 × 12	Reservoir layer	layer 2 and 3
Depth of top layer	7995 ft	Gas water contact	8162 ft
Pressure	3600 psia	Temperature	219 °F
Producing wells	3 wells	Tubing size	4.5 in
Max. field production rate	50 MMscf/d	Min. wellhead flowing pressure	500 psia
Initial water saturation	0.455	Initial gas saturation	0.545
Irreducible water saturation	0.25	Residual gas saturation	0.3
Porosity	0.19	Permeability	50 md
Gas viscosity	0.0209 cp	Gas gravity	0.625



b) cross section

a) 3D view

Fig. 1. 3D structure map and well location of depleted gas reservoir at production stage.

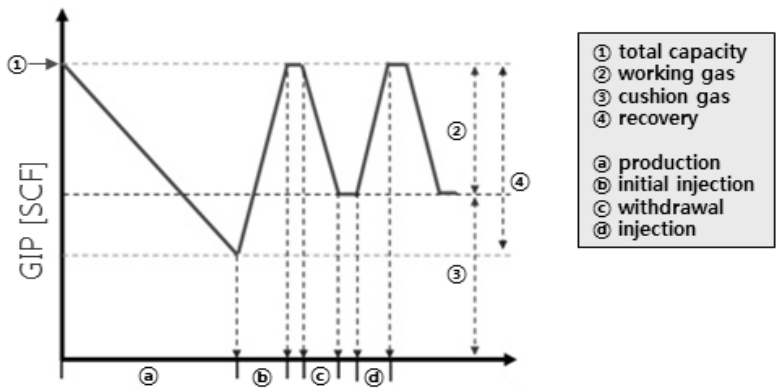


Fig. 2. The cycle of gas storage simulation.

Ⅲ. 결과 분석

고갈가스전을 가스저장전으로 사용하기 이전 시점까지 우선적으로 생산된 결과자료를 취득하기 위해 생산단계에 대한 시뮬레이션을 수행하였다. 쿠션가스가 재생산에 미치는 영향을 파악하고, 본 시스템에서 적용 가능한 적정 쿠션가스량을 찾기 위해 생산단계에서 3개의 생산정으로부터 회수율이 40%, 50%, 60%가 되는 시점까지 각각 생산이 진행되도록 하였다. 이 때 Table 2에서 정리된 바와 같이 생산기간은 각각 5.4년, 6.1년, 7.7년으로 산출되었으며, 이 때 저류층에 잔류된 가스는 각각 초기매장량의 60%, 50%, 40%이다. 여기서 생산기지까지 가스운송이 가능한 저류층의 최소 압력인 1200~1300 psia를 유지하기 위해 필요한 최종 쿠션가스량은 최소 40%이다.

상기에서 언급한 생산단계 시뮬레이션이 완료된 이후, 가스저장전으로의 전환단계에서 쿠션가스와 가스재생산량과의 관계를 분석하기 위한 시뮬레이션을 수행하였다. 이를 위해 작성한 시나리오는 Table 3에 정리하였다. 이 때 가스전의 생산단계에서 잔류된 가스만을 쿠션가스로 사용하여 40%, 50%, 60%의 쿠션가스를 가지는 1 · 2 · 3 기본 시나리오를 설정하였다. 상기의 3개 시나리오를 주입 및 재생산정의 개수가 6개, 8개, 10개, 12개인 경우 즉 총 12 케이스에 대한 시뮬레이션을 수행하였다. 주입 및 재생산정들은 대수층과의 인접성을 고려해 2번과 3번 층에만 설치하였다. 이 때 설치된 주입 및 재생산정들의 평면상 위치는 Fig. 3에 나타내었다.

주입 및 재생산정당 일일 가스생산량은 워킹가스, 생산정 개수(n), 재생산기간(t)에 의한 식 (1)과 같이 나타낼 수 있다.

$$q_g = G_{working\,gas} / n / t \tag{1}$$

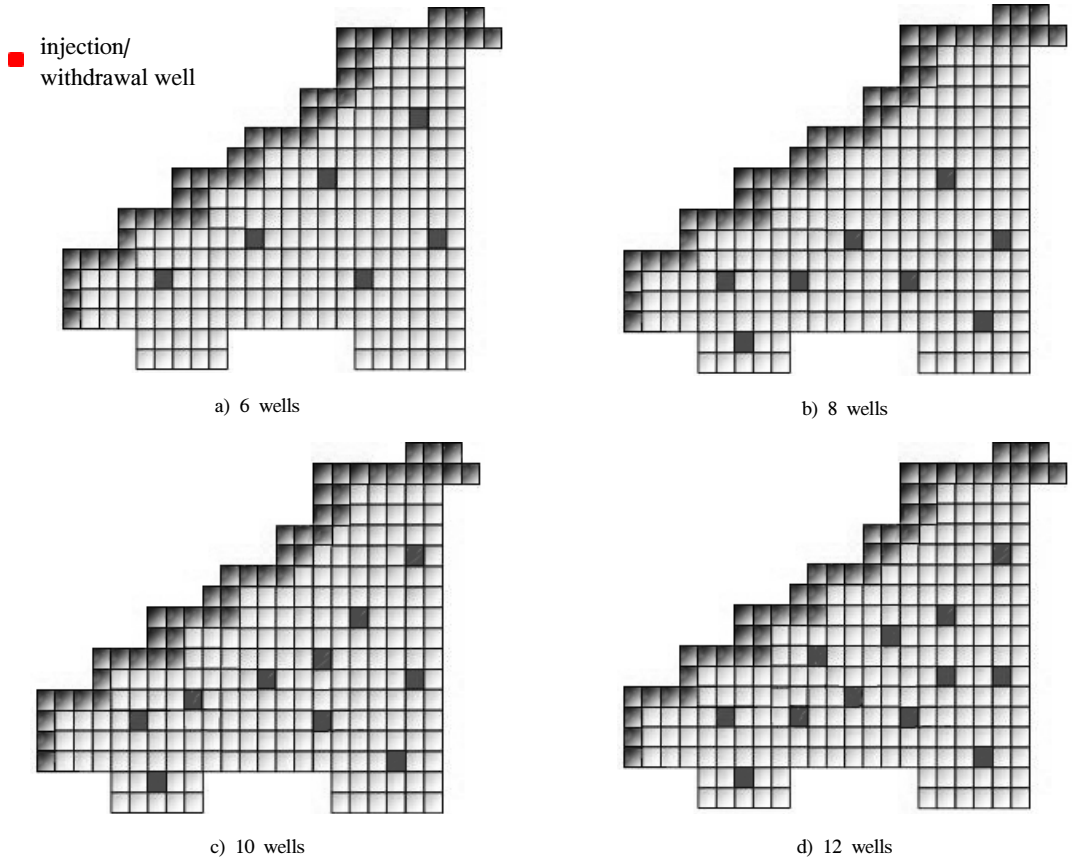


Fig. 3. Well locations in depleted gas reservoir at layer 3.

Table 2. The result of gas production simulation

GIIP	Production period	Gas recovery	Remaining gas (Cushion gas)
143 Bcf	7.7 years	85.8 Bcf(60%)	57.2 Bcf(40%)
	6.1 years	71.5 Bcf(50%)	71.5 Bcf(50%)
	5.4 years	57.2 Bcf(40%)	85.8 Bcf(60%)

Table 3. Scenarios for simulation at gas storage stage

Scenario	Recovery at Prod. life	Remaining gas (Cushion gas)	Working gas	Injection rate
1	85.8 Bcf(60%)	57.2 Bcf(40%)	85.8 Bcf(60%)	572 MMcf/d
2	71.5 Bcf(50%)	71.5 Bcf(50%)	71.5 Bcf(50%)	477 MMcf/d
3	57.2 Bcf(40%)	85.8 Bcf(60%)	57.2 Bcf(40%)	381 MMcf/d

3.1. 5개월 주입/5개월 생산 사이클

가스저장전의 운영 사이클을 5개월 주입(하절기)-1개월 안정화-5개월 재생산(동절기)-1개월 유지보수의 1년 사이클 과정으로 운영하였고, 이를 총 5년간 반복하였다.

Fig. 4~6의 주입 및 재생산정이 12개인 경우의 결과를 살펴보면, Fig. 4는 쿠션가스를 40%로 설정한 시나리오 1의 결과로 쿠션가스량을 적게 설정한 시나리오이다. 이 결과에서 볼 수 있듯이 주입할 때에는 설정한 주입량으로 가스주입이 일정하게 안정적으로 이루어졌음을 알 수 있다. 재생산 사이클에서도 재생산량을 주입량과 동일하게 설정하였다. 따라서 재생산도 안정적으로 진행되었을 경우에는 주입량과 재생산량이 동일해야 하나, 재생산이 진행된 4개월 이후부터는 감소하는 것을 볼 수 있다. 이는 Fig. 7의 정두압 곡선을 통해 설명할 수 있다. 가스가 생산됨에 따라 저류층의 압력이 낮아지게 되면 일정한 유량을 유지하기 위해서는 정두압이 낮아져야한다. 하지만 본 시스템에서 생산기지까지 가스운송이 가능한 최소 정두압은 500 psia이기 때문에 500 psia 이하로 정두압이 내려갈 수 없다. 이에 따라 4개월 이후부터 최소 정두압 이하로 정두압이 감소하지 못하고 500 psia로 유지되어 계획된 생산량을 생산하지 못하고 생산량이 감소하게 된다. 하나의 사이클이 종료되면 1개월간의 유지보수기간을 거친 후 다시 주입 및 재생산 사이클이 반복된다. 주입 및 재생산 사이클이 반복될수록 주입량과 재생산량의 차이만큼 가스가 저류층 내에 잔류하게 되므로 저류층내 가스량(Gas In Place; GIP)이 증가하는 것을 볼 수 있다. 이렇게 사이클의 반복에 따라 GIP가 증가할수록 저류층 내 압력이 상승하게 되며 이에 따라 가스주입을 위해서는 더 높은 압력이 필요하게 된다. 이로 인해 높은 압력으로 가스를 주입하게 될 시, 주입정 주변 지층이나 덮개암에 손상을 일으킬 수 있으므로 가스 유출이 발생할 수 있다.

Fig. 5~6의 결과를 보면 시나리오 2와 시나리오 3은 주입과 생산이 양호하게 이루어지는 것으로 나타났다. 이 경우, 일일 주입량과 재생산량의 변화가 없으며 일정하게 유지된다. 이 결과를 살펴보면 본 시뮬레이션에서 모사한 고갈가스전의 경우에는 주입 및 재생산정이 12개인 경우 쿠션가스가 50%일 때 안정적으로 가스저장전을 운영할 수 있는 것으로 나타났다.

선행된 주입 및 재생산정이 12개인 경우에 비하여 그 개수가 줄어들게 되면 동일한 양의 주입을 위하여 컴프레셔 및 설비의 용량이 커지게 된다. 그러나 주입 및 재생산정 및 flowline 설치비용이 감소하여 경제적일 수 있다. 이러한 이유로 주입 및 재생산정의 개수를 각각 6개, 8개, 10개로 설정하여 시뮬레이션을 수행하였다.

Fig. 8~10은 주입 및 재생산정의 개수가 10개인 경우의 결과이다. Fig. 8에서 나타낸 시나리오 1의 경우는 주입 및 재생산정이 12개인 경우와 마찬가지로 주입은 가능하나 설정한 생산량만큼 생산이 되지 않음을 알 수 있다. 일일 재생산량도 재생산시 감소하였으며 그 감소율이 생산정이 12개인 경우와 비교하여볼 때 큰 것으로 나타났다. 이는 주입 및 재생산정의 개수가 12개인 경우와 비교하여 주입 및 생산

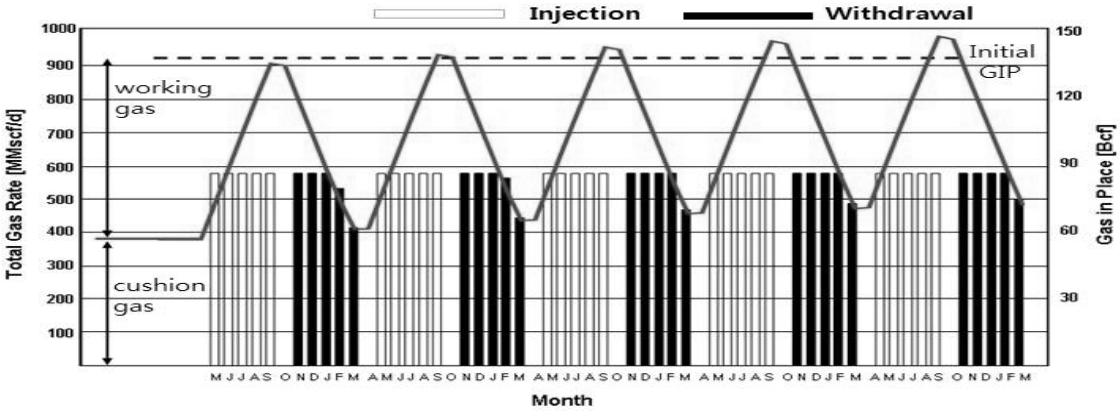


Fig. 4. Simulation result of scenario 1 with 12 wells.

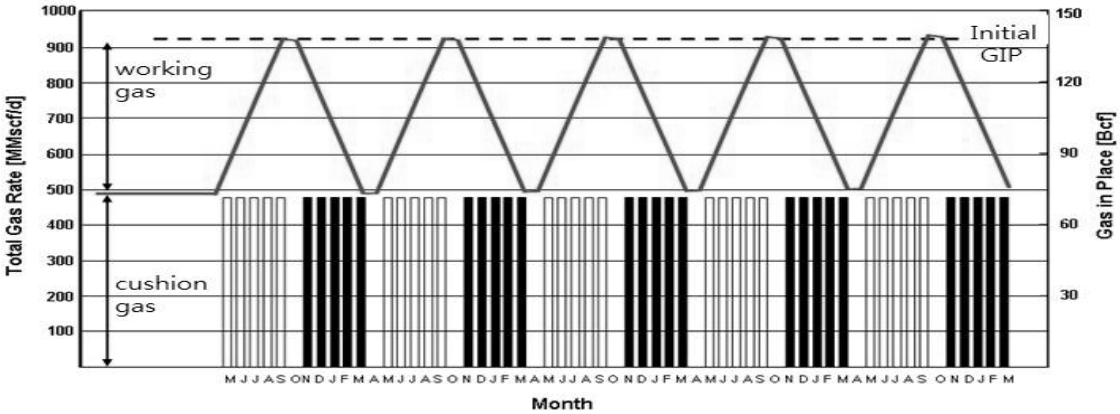


Fig. 5. Simulation result of scenario 2 with 12 wells.

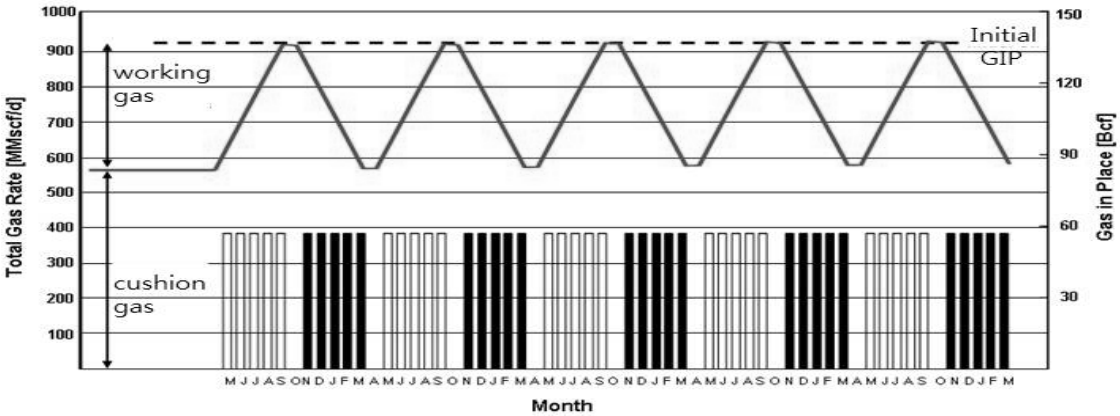


Fig. 6. Simulation result of scenario 3 with 12 wells.

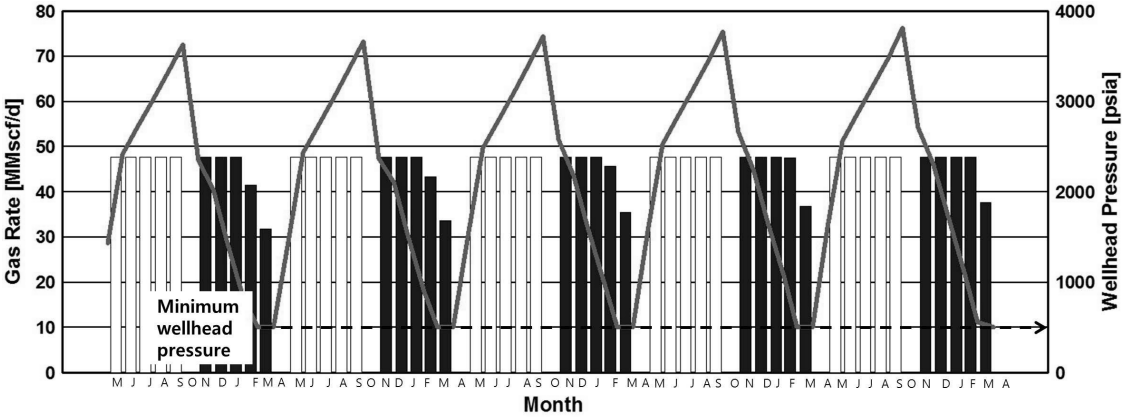


Fig. 7. Simulation result of scenario 1 with 12 wells.

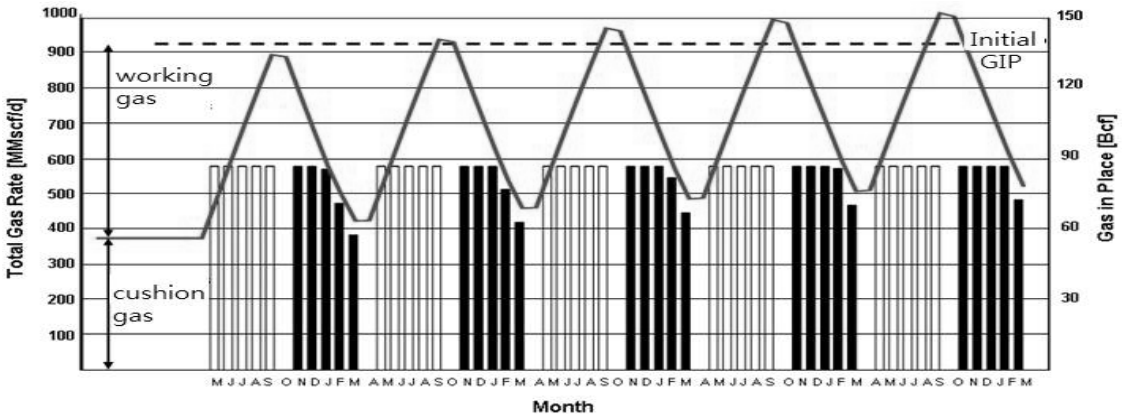


Fig. 8. Simulation result of scenario 1 with 10 wells.

정의 개수가 10개인 경우가 생산정 하나당 가스유동량이 훨씬 크므로 저류층의 압력이 더욱 급격히 감소하여 가스의 재생산이 이루어지지 않기 때문이다. 이에 따라 Fig. 8에서 생산되지 못하고 잔류되는 가스량이 많아져 GIP의 증가량이 Fig. 4에 비해 20 Bcf 정도 높은 것을 볼 수 있다. 이 때 주입 사이클이 반복될수록 재생산되는 양이 조금씩 증가하여 주입량과 재생산량이 같아지는 것을 알 수 있다. 이는 일일 재생산량이 첫 번째 사이클의 경우 3개월째에서부터 감소하지만 5번째 사이클의 경우 5개월째에 감소하는 결과를 통해서도 나타난다. 이는 사이클이 반복될수록 GIP의 증가에 따른 저류층 압력증가로 인해 재생산되는 가스량이 증가되기 때문이다.

시나리오 2와 시나리오 3의 결과를 Fig. 9와 Fig. 10에 나타내었다. 이 경우를 살펴보면 주입과 생산이 양호하게 이루어져 주입 및 재생산정이 10개인 경우에도 안정적으로 저장과 재생산 사이클을 운영할 수 있었다. 이를 주입 및 재생산정이 12개인 경우와 비교하여 보면 두 경우 모두 쿠션가스가 50% 이상인 경우에만 가스저장이 가능하였다. 때문에 본 저류층의 경우 주입 및 재생산정이 10개와 12개인 경우 가스저장전을 운영하기 위해서는 쿠션가스의 비율이 최소 50% 이상을 유지하여야 한다고 볼 수 있다.

이러한 작업을 주입 및 재생산정을 6개, 8개 설치한 경우에 수행하여 기술적으로 가능한 시나리오 선정작업을 수행하였다. 그 결과는 Fig. 11~13에 나타낸 바와 같다. 주입 및 재생산정의 수가 적어짐에 따라 앞의 경우와는 달리 쿠션가스가 50%인 경우에도 안정적으로 주입 및 재생산이 되지 않고 쿠션가스가

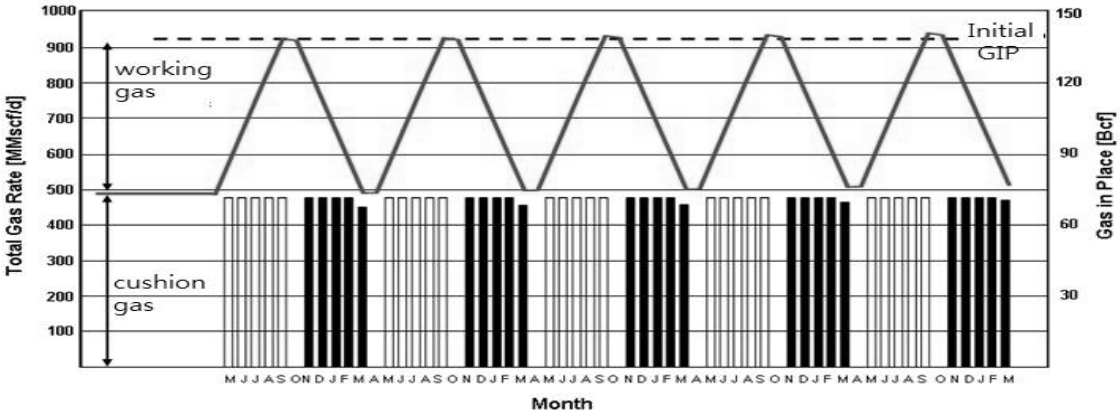


Fig. 9. Simulation result of scenario 2 with 10 wells.

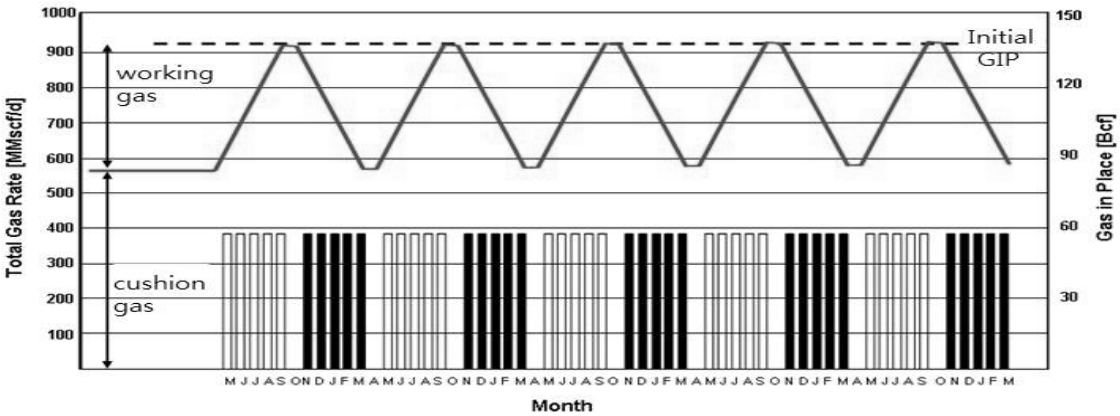


Fig. 10. Simulation result of scenario 3 with 10 wells.

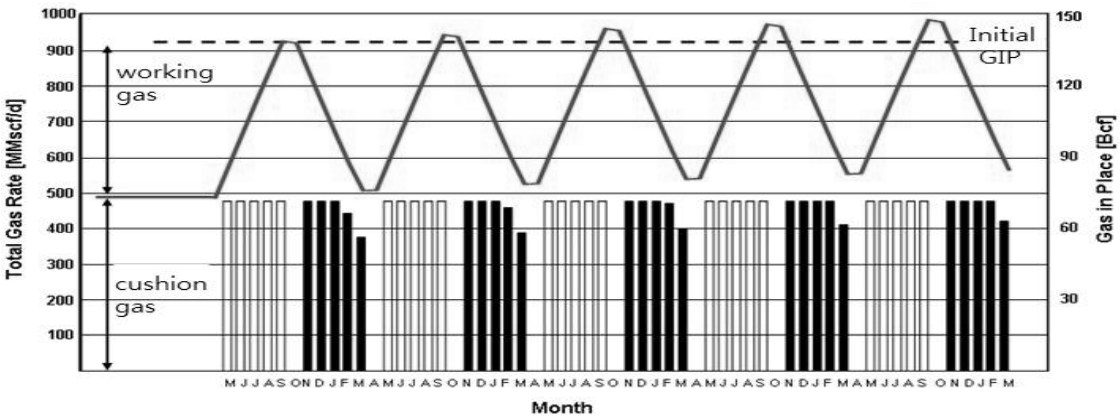


Fig. 11. Simulation result of scenario 2 with 8 wells.

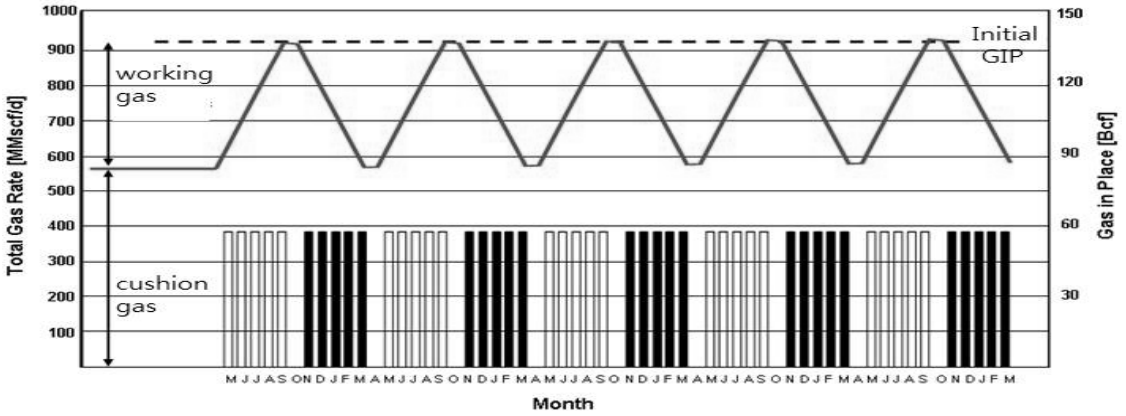


Fig. 12. Simulation result of scenario 3 with 8 wells.

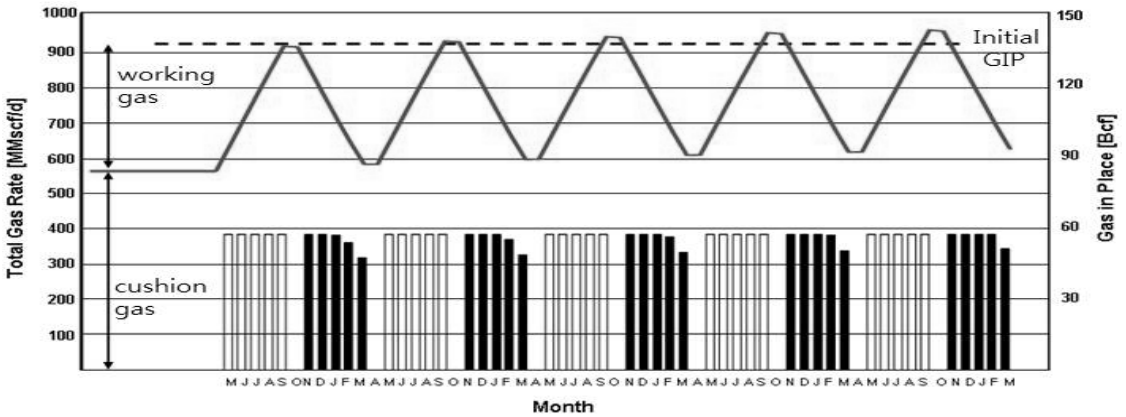


Fig. 13. Simulation result of scenario 3 with 6 wells.

Table 4. The results of gas storage simulation(withdrawal for 5 months)

Well \ Case		Cushion Gas: 40%	Cushion Gas: 50%	Cushion Gas: 60%
		1	2	3
5 month injection /5 month withdrawal	6 wells	NP	NP	NP
	8 wells	NP	NP	○
	10 wells	NP	○	○
	12 wells	NP	○	○

※ NP: Not Possible

60%인 경우에 안정적으로 주입 및 재생산이 되는 것을 볼 수 있다. 이로써 주입 및 재생산정을 적게 설치할 경우 운용되는 워킹가스의 양이 작아져야 함을 알 수 있다. 또한 본 시스템에서 주입 및 재생산정을 8개 설치할 경우, 쿠션가스의 용량을 60% 이상으로 유지한 경우인 시나리오 3만이 기술적으로 타당한 것으로 나타났다. 주입 및 재생산정을 6개 설치한 경우, 쿠션가스를 60%로 설정한다 하더라도

그 수의 부족으로 인하여 안정적인 가스저장전 운영이 불가능하였다. 이상의 모든 시나리오에 대한 결과를 Table 4에 나타내었다.

3.2. 7개월 주입/3개월 생산 사이클

일반적으로 한국의 가스사용량은 동절기(12월~2월)에 최고치에 이르며 그 외의 기간에는 사용량이 많지 않다. 이에 선행된 5개월 주입, 5개월 재생산의 사이클을 변경하여 7개월 주입-1개월 안정화-3개월 재생산-1개월 유지보수의 과정으로 가스저장전을 운영하는 경우에 대한 시뮬레이션을 수행하였다. 이 경우에는 같은 양의 워킹가스를 5개월이 아닌 3개월의 짧은 기간에 생산하여야 하므로 주입 및 재생산정당 일일 생산량이 많아지게 된다. 때문에 이 경우 기술적으로 가스저장전의 운영이 가능하기 위해서는 쿠션가스의 양이 많거나 시추공의 수가 증가되어야 함을 예측할 수 있다.

시뮬레이션 결과를 Fig. 14~16에 나타내었다. 상기의 이유로 예상한 것처럼 쿠션가스가 60%이고 주입 및 재생산정의 개수가 12개인 Fig. 16의 경우에만 가스저장이 가능하였다. 여기서 볼 수 있듯이 주입 및 재생산정이 8개인 경우와 10개인 경우에는 생산정당 생산량이 너무 큰 관계로 안정적으로 재생산이 되지 않는 것을 알 수 있다. Table 5에는 7개월 주입, 3개월 생산 사이클의 경우에 가능한 시나리오를 표시하였다. 여기에 나타나듯이 오직 하나의 시나리오만이 타당하였다.

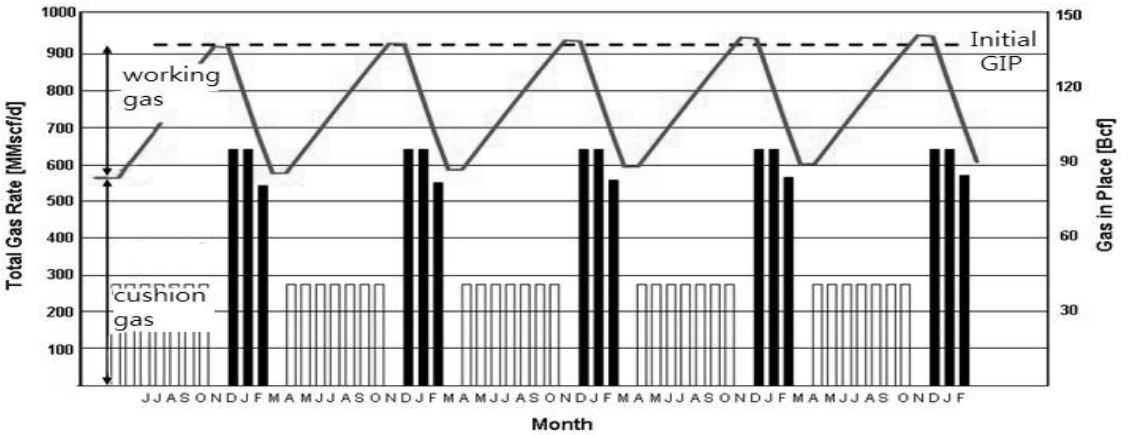


Fig. 14. Simulation result of scenario 3 with 10 wells(3 month withdrawal).

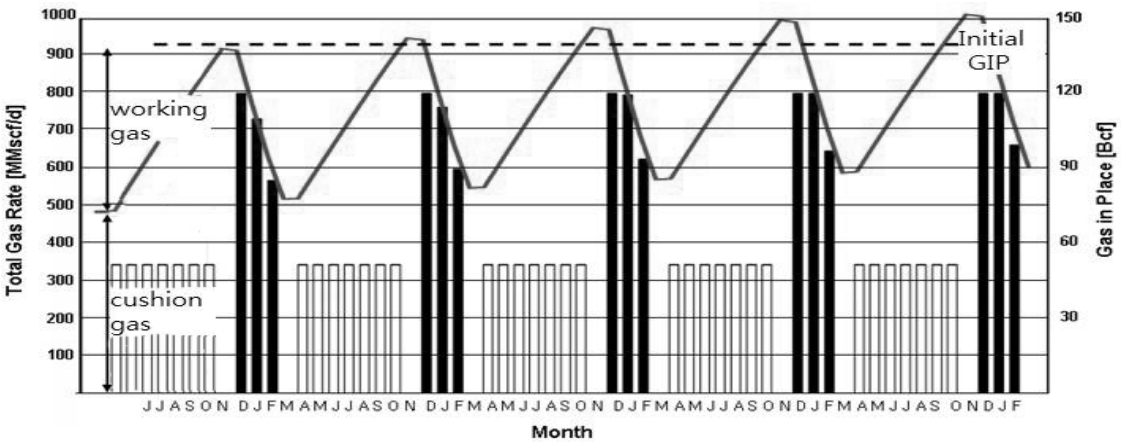


Fig. 15. Simulation result of scenario 2 with 12 wells(3 month withdrawal).

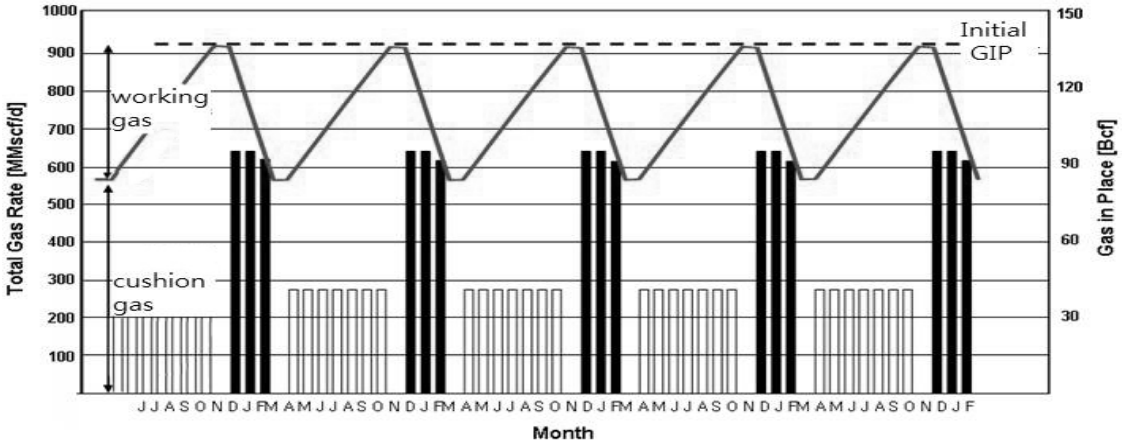


Fig. 16. Simulation result of scenario 3 with 12 wells(3 month withdrawal).

Table 5. The results of gas storage simulation(withdrawal for 3 months)

Well \ Case		Cushion Gas: 40%	Cushion Gas: 50%	Cushion Gas: 60%
		1	2	3
7 month injection /3 month withdrawal	6 wells	NP	NP	NP
	8 wells	NP	NP	NP
	10 wells	NP	NP	NP
	12 wells	NP	NP	○

Ⅳ. 결 론

본 연구에서는 고갈가스전을 천연가스 저장 공간으로 활용 시 쿠션가스와 주입 사이클이 가스저장전에 미치는 영향과 주입 및 재생산정의 수가 가스저장전 재생산성에 미치는 영향을 시뮬레이션을 통해 분석하였다. 이를 위하여 실제 생산이 진행되고 있는 저류층의 자료를 이용하여 분석을 수행하였다. 이 연구를 통해 도출된 결론은 다음과 같다.

(1) 쿠션가스가 40%일 때는 주입량과 재생산량을 동일하게 선정을 하였음에도 불구하고 사이클이 반복됨에 따라 저류층 내에서 잔류가스는 전체적으로 계속 증가하는 것으로 나타난다.

(2) 5개월 주입, 5개월 생산 사이클의 경우, 10개의 주입 및 생산정으로 운영하기 위해서는 쿠션가스가 최소 50%일 때 잔류가스의 증가 없이 주입된 가스가 워킹가스로서 생산됨을 알 수 있다.

(3) 8개의 주입 및 생산정의 경우 5개월 주입, 5개월 생산 사이클로 운영 시 최소 60%의 쿠션가스를 사용해야 하며, 6개의 주입 및 생산정의 경우 60%의 쿠션가스를 사용하더라도 안정적인 생산이 불가능하였다. 이러한 이유는 생산정의 개수가 적을수록 한 생산정당 일일 생산량이 많아지게 되고, 한 생산정당 많은 양의 가스를 생산하기 위해서는 많은 양의 쿠션가스로 저류층 압력이 유지되어야 하기 때문이다.

(4) 7개월 주입, 3개월 생산 사이클로 가스저장전을 운영한 결과, 짧은 생산기간으로 인해 생산정당 일일 생산량이 많아져 최소 주입 및 생산정과 최소 쿠션가스의 양이 많아졌기 때문에 오직 주입 및 생산정이 12개이고 쿠션가스가 60%인 경우에만 안정적인 재생산이 가능함을 알 수 있다.

(5) 본 분석은 기술적인 생산 가능성을 평가한 것으로 기술적으로 가능한 경우에 대하여 추가적인 경제성 평가 연구가 필요할 것이다.

감사의 글

이 연구는 2012년도 지식경제부에서 시행한 "석탄층 메탄가스 자원화 엔지니어링 핵심기술(증진/포집/정제) 개발"과제의 일환으로 수행되었습니다. 이에 감사를 드립니다.

참고문헌

[1] Knepper, G.A., "Underground Storage Operations," *Journal of Petroleum Technology*, 49(10), 1112-1114, (1997)

[2] Katz, D. L. and Tek, M. R., "Overview on Underground Storage of Natural Gas," *Journal of Petroleum Technology,* 33(6), 403-414, (1981)

[3] Sung. W. M., Ryou, S. S., Ra, S. H., and Kwon, S. I., "The Interpretation of DST Data for Donghae-1 Gas Field, Block VI-1, Korea," *Korean Journal of Chemical Engineering*, 18(1), 67-74, (2001)

[4] Knepper, Glenn A and Cuthbert, J. F., "Gas Storage Problems and Detection Methods," *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1-13, (1979)

[5] McVay, D. A., Spivey, J. P., and Holditch, S. A., "Optimizing Gas-Storage Reservoir Performance," *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 4(3), 173-178, (2001)

[6] Brown, K. G., Frantz, J. H., Sawyer, W. K., and Heckman, G. C., "Assessment of Remediation Treatments in Underground Gas Storage Wells," *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1-7, (2003)

[7] Abou-Sayed, A. S., Zaki, K. and Summers, C., "Management of Sour Gas by Underground Injection - Assessment, Challenges and Recommendations," *SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*, 1-11, (2004)

[8] Rodriguez, J. J., Santistevan, P. and Repsol, "Diadema Project - Underground Gas Storage in a Depleted Field, in Patagonia, Argentina," *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 1-6, (2001)

[9] Lee, Y. S., Park, Y. C., Kwon, S. I. and Sung, W. M., "The Feasibility Study for CO_2 Sequestration into Deep Saline Aquifer at Gorae-V Structure in Korea," *Journal of Korean Society for Geosystem Engineering,* 45(4), 381-393, (2008)

[10] Baird, J.L., "Clay Basin Storage Project - Development of a Nearly Depleted Gas Reservoir to Gas Storage," *SPE Rocky Mountain Regional Meeting*, 1-8, (1978)