브랜치 시스템을 이용한 주변지역의 가스소비량에 따른 가스전 개발 계획

노정용, 강주명*, 최종근*, 이영철**, 이정환**, 박 영**, 조병학**
서울대학교 공학연구소, 서울대학교 지구환경시스템공학부*,
한국가스공사 연구개발원**

A Development Schedule of a Natural Gas Reservoir Considering Gas Demand in the Vicinity of the Reservoir

Jeongyong Roh, Joomyung Kang*, Jonggeun Choe*, Young-Chul Lee**,
Jeong-Hwan Lee**, Young Park**, and Byung-Hak Cho**
Research Institute of Engineering Science, School of Civil, Urban & Geosystem Eng., Seoul National University*,
LNG Technology Research Center, Korea Gas Corporation**

2001년 추계학술발표회, 한국가스공사 본사, 2001년 9월 21일

1. 서 론

천연가스는 청정연료로서 오일에 비해서 저가이며, 유용성이 크므로 전세계적으로 이용이 증가하여 전체 에너지 소비의 약 20%를 차지한다. 그러나, 개발된 가스전의 지속적인 생산에 따라 생산능력은 점점 감소하게 되므로, 새로운 가스전의 개발은 물론 이미 개발된 가스전의 생산을 최적화하는 것은 매우 중요한 문제이다.[1-3]

지금까지 국내에서는 가스전을 가지고 있지 못했던 여건상 가스전 생산시스템 운영 방안에 대한 연구가 구체적으로 행해지지 못했다. 그러나 우리 나라에서도 동해지역의 가스전 개발이 구체화되고 있으며, 동 시베리아 지역에서의 가스전 개발과 장거리 파이프라인을 이용한 PNG(Pipeline Natural Gas) 도입 방안 등이 구체적으로 논의되고 있다. 따라서 가스전 개발이라는 상류부분 시스템(up-stream system)과 가스 운송 시스템인 하류부분 시스템(down-stream system)을 연결하여 전체의 가스 생산 시스템을 구축하는 작업의 중요성은 매우 높아지고 있다. 또한, 가스전을 보유한 국가에서는 이러한 부분에 대한 기술 연구가 활발히 진행되고 있다. 따라서 우리 나라도 에너지 자원 확보와 개발 차원에서 가스전 생산 시스템의 해석 기법과 상류와 하류부분의 효과적 결합기법 등을 연구하여 향후 가스 개발에 참여할 수 있는 기술을 확보할 필요가 있다.

이 연구는 가스전 생산 시스템 해석 기법의 일종으로 다수의 저류층에서 가스를 생산할 때, 취합지에서 요구하는 생산량을 맞추기 위한 최적 생산 조건을 결정하는 해석 기법의 개발을 목적으로 하였다.

2. 가스전 생산시스템의 해석

생산 시스템 구성

가스전 생산시스템은 생산정에서 취합기관까지를 연결하는 복잡한 구조를 띠며(Fig. 1), 이를 하나의 시스템으로 구성하여 해석하였으므로 해석하는데 상당한 어려움이 있었다.[4] 따라서, 이 연구에서는 각각의 생산정에서 취합기관까지를 여러 개의 브랜치 시스템으로 구성하여 한 번에 해석해야 하는 시스템의 규모를 브랜치 시스템의 규모로 줄임으로써 기존 방법보다 빠르고 효과적으로 전체 시스템을 해석한다. 브랜치 시스템의 종류는 두 가지인데, 하나의 가스전에 설치된 여러 개의 생산정을 가스전에서 취합하는 저류층 브랜치 시스템(reservoir branch system)과 여러 가스전을 하나의 취합기관으로 연결하는 지상 브랜치 시스템(surface branch system)으로 구성된다(Fig. 2).

브랜치 시스템을 이용하여 전체 시스템을 구성하면 모든 브랜치 시스템은 동일한 구조를 가지므로 하나의 최적화 알고리듬으로 모든 브랜치 시스템을 해석할 수 있다. 이러한 최적화 작업은 각각의 브랜치별로 수행되며, 이 기법의 가장 큰 특징은 정해진 일정 유량을 맞추기 위해서 각각의 브랜치 시스템의 중심 노드에서 압력을 수렴시킨다. 그리고, 동일한 저류층에 시추된 여러 생산정들 사이에는 수리적으로 간섭이 있기 때문에 생산량 결정에 이를 고려하게 된다.[5] 또한, 가스가 저류층에서 지상의 취합지까지의 생산시스템을 따라 유동할 때 온도와 압력의 변화에 따른 상거동 모델을 적용한다.[6]

생산시스템 최적화

기존 연구에서는 다중 저류층을 다루는 경우, 한 시스템의 격자 구조에 모든 저류층을 나타내어야 하므로 그 규모가 매우 커지며, 이를 해석하는데 많은 시간이 소요되었다. 또한, 한 번에 다루는 시스템의 규모가 커서, 모든 변수들에 대한 최적화 조건을 찾기 위해서는 많은 알고리듬의 반복 수행이 필요하다. 이 연구에서는 하나의 독립적인 저류층을 해석할 수 있는 규모의 알고리듬만으로 많은 수의 서로 독립적인 저류층들을 효율적으로 해석할 수 있는 기법을 제시하였다.

생산정에서 취합기관까지의 생산 시스템을 여러 개의 브랜치 시스템으로 나누어 최적화하는 과정은 <Fig. 3>과 같다. 브랜치 시스템의 최적화 과정에서 주어진 가스 유량에서 압력이 수렴하지 않으면 개선 인자에 임의의 값이 아닌 전 단계의 상황을 고려한 값을 준다. 그리고 한 번의 개선 과정에 하나의 값만을 개선하는 것이 아니라 매 단계마다 모든 결정 변수를 동시에 개선함으로써 수렴의 효율성을 높인다.

3. 생산시스템 해석의 효율성

이 연구에서 개발된 가스전 생산시스템 해석 기법의 효율성을 알아보기 위

해서 알고리듬 수행능력의 측면에서 다른 방법과 개발된 기법을 비교하였다. 비교 대상은 Palke와 Horne이 다룬 가스리프트를 포함한 가스 생산시스템이고 Newton type method, Polytope algorithm, Genetic algorithm 등의 기법을 사용하여 해석하였다.[7] <Table 1>과 <Table 2>에서 보면 알 수 있듯이, 알고리듬 반복수행 횟수를 보면 이 연구에서 개발된 기법을 적용한 결과가 Palke와 Horne의 결과에 비해서 효율적이라고 할 수 있다. 또한 Palke와 Horne이 제시한 알고리듬 반복수행 횟수는 전체 시스템을 해석하는 횟수인데 비해서 이 연구에서 제시한 알고리듬 반복 수행 횟수는 하나의 브랜치 시스템을 해석하는 횟수이므로 그 효율성이 더욱 높다.

4. 기법 적용 사례

이 연구에서 개발된 가스전 생산시스템 최적화 기법을 Field AA의 현장 자료에 적용하였다. Field AA는 가채 매장량 규모가 약 2,000억 입방피트의 가스이며, 주로 세립질 사암으로 구성된 총 네 개의 저류층으로 이루어져 있으며, 공극률이 14 ~ 17 %이고 유체투과율이 10 ~ 80 md 정도이다. 그리고, Field AA의 유체성분은 메탄과 에탄 성분이 90 %를 넘고 있다.

Field AA는 규모가 작기 때문에 인근의 일부지역에 가스를 공급하는 세 가지 경우를 전산모사 하였다. <Fig. 4>와 같이 Field AA로부터 A, B, C 지역에 가스를 공급하는 세 가지 경우는 다음과 같다.

사례 1: A지역에 50 MMscf/D의 생산량으로 가스 공급
사례 2: A와 B지역에 200 MMscf/D의 생산량으로 가스 공급
사례 3: A, B, C지역에 300 MMscf/D의 생산량으로 가스 공급

<Fig. 5>는 50 MMscf/D의 생산량으로 약 12년간 생산한 경우 기존 방법을 적용하여 시뮬레이션을 수행한 결과와 이 연구에서 개발된 기법에 의한 결과를 정두압력으로 서로 비교한 것이다. 결과를 보면, 물의 유입이나 운영상의 문제가 발생하지 않는다는 가정하에서 최소유동압력을 700 psia로 정할 때 새로운 기법으로 최적 생산 조건을 구하여 얻은 결과가 기존 기법에 의한 결과보다 효율적이다. <Fig. 6>은 사례 1, 2, 3에 대해서 평균압력의 변화 추이를 나타낸 것이다. 그림에서 보면, 사례 2와 3의 경우는 Field AA의 생산 능력에 비해서 생산량이 크기 때문에 최소 저류층 압력이 2~3년 정도밖에 유지되지 못한다. 특히, 300 MMscf/D의 생산량으로 생산할 경우 정두에서의 최소유동압력 조건을 만족시키기 위해서는 1년 이상은 생산이 불가능하다.

결론적으로, Field AA에서 부근 지역의 가스 수요량을 고려해 보면, A지역에만 가스를 공급할 수 있는 정도의 생산량으로 생산하는 것이 바람직하며, 최종 결정을 위해서는 회수율 뿐만 아니라 투자비, 운영비 등을 포함한 구체적인 경제성 분석이 필요하다.

5. 결 론

이 연구에서 개발된 기법을 Field AA의 가스 생산시스템을 최적화하기 위해서 적용하였고, 그 결과 다음과 같은 결론을 얻었다.

(1) 이 연구에서 개발된 기법은 브랜치 시스템을 사용하여 전체 생산시스템을 간단하게 구성하고, 생산량 개선 과정에서 생산시스템의 상황을 반영하면서 한 번의 개선 과정에서 모든 결정 변수를 동시에 개선함으로써 기존 기법보다 시뮬레이션 수행이 매우 빠르고 효율적이었다.
(2) 개발된 기법을 Field AA에 적용한 결과, 기존 기법보다 압력 유지와 회수율 측면에서 더 좋은 결과를 보여 주었다.
(3) Field AA에 대해서 몇 가지 사례를 시험해 본 결과, Field AA의 생산 능력과회수율을 고려하면 A지역에만 가스를 공급할 수 있는 정도의 생산량으로 생산하는 것이 바람직하다.

6. 참고문헌

[1] Bohannon, J.M.: "A Linear Programming Model for Optimum Development of Multi-Reservoir Pipeline Systems", *JPT*, Nov., 1429 (1972).

[2] Hantelmann, G. and Dempsey, J.R.: "Simulation of Multiple Pool Gas Reservoir System with a Common Gathering System," SPE 4307 presented at the Second Annual European Meeting of the SPE of AIME, London, England (1973).

[3] Fuji, H. and Horne, R.N.: "Multivariate Optimization of Networked Production Systems," *SPEPF*, 165 (1995).

[4] Dutta-Roy, K. and Baruna, S.: "Computer-Aided Gas Field Planning and Optimization," SPE 37447 presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A. (1997).

[5] Peaceman, D.W.: "Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation," *SPEJ*, 183 (1978).

[6] Standing, M.B.: *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, 8th Printing, SPE of AIME, Dallas, U.S.A., (1977).

[7] Palke, M.R. and Horne, R.N.: "Nonlinear Optimization of Well Production Considering Gas Lift and Phase Behavior," SPE 37428 presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A. (1997).

Table 1. The number of algorithm evaluation (Palke & Horne)

	Newton type method	Polytope algorithm	Genetic algorithm
	결정변수 개수: 2		
알고리듬 반복횟수	154	64	218 ~ 436
	결정변수 개수: 8		
알고리듬 반복횟수	N/A	302	3120

Table 2. The number of algorithm evaluation (new method)

	New method		
3 Reservoirs, 5 Wells, 결정변수 개수: 5	Reservoir 1 (1 Well)	Reservoir 2 (2 Wells)	Reservoir 3 (2 Wells)
저류층 브랜치 반복횟수	0	3	3
지상 브랜치 반복횟수	7		

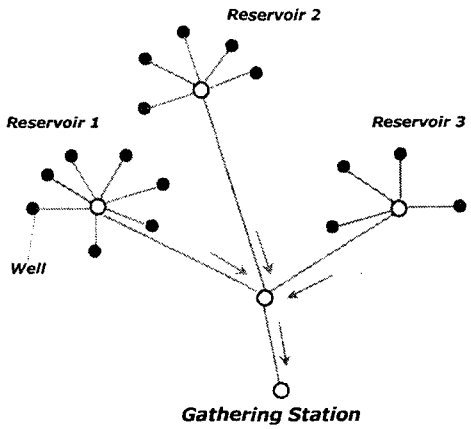


Fig. 1. Gas gathering network including all connections.

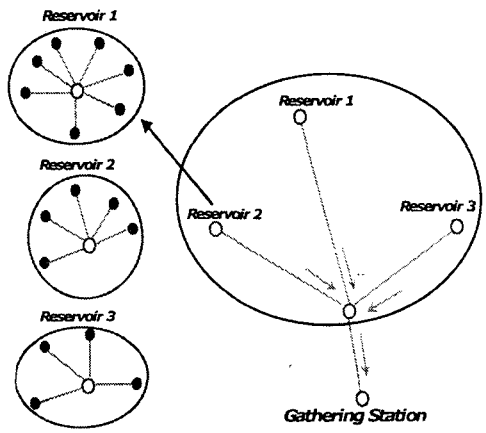


Fig. 2. Reservoir branch system and surface branch system.

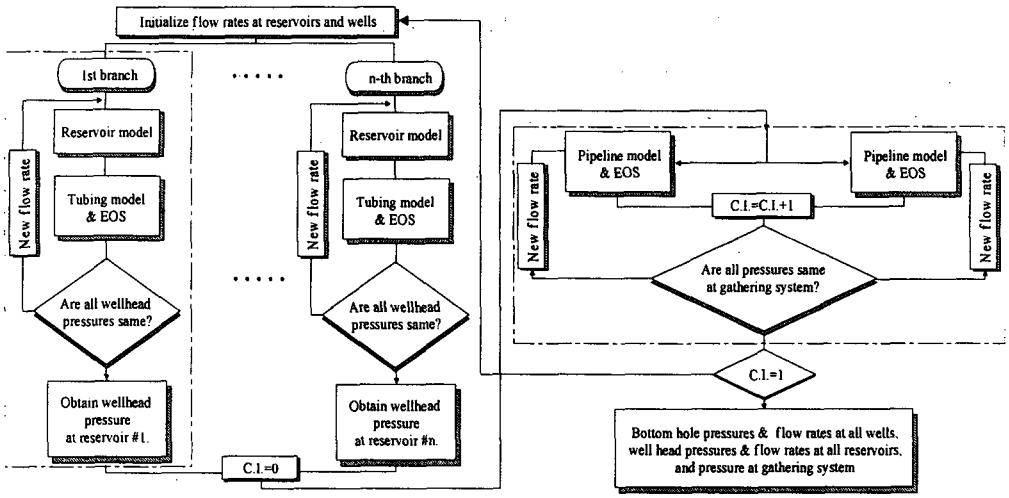
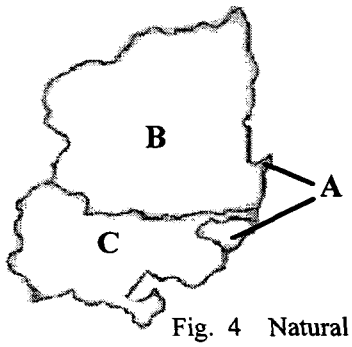


Fig. 3. The algorithm of production optimization.



Annual consumption of natural gas for 2000

A: 41 MMscf/D, B: 110 MMscf/D, C: 159MMscf/D

Field AA

Fig. 4 Natural gas consumption of regions neighboring of Field AA.

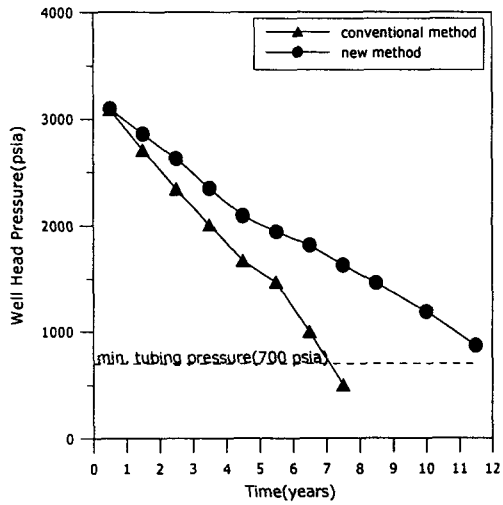


Fig. 5. Variation of well head pressure for the Field AA(50 MMscf/D).

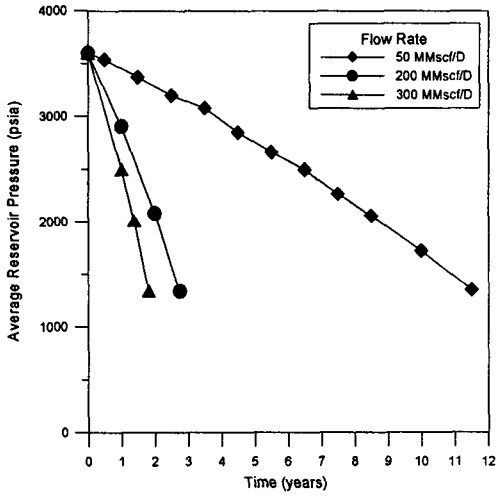


Fig. 6 The variation of average reservoir pressure.