

암반대수층 가스 저장시설에서 이원공극 전산모델과 MBM에 의한 저장가스의 생산성분석

박재현, 박용찬, 나승훈, 성원모
한양대 지구환경건설공학부

Application of Dual-Porosity Reservoir Simulator and MBM to the Aquifer Gas Storage Field for the Analysis of Stored Gas Production Performance

Jaehyon Park, Yongchan Park, Seunghoon Rha, Wonmo Sung
Hanyang Univ.

1. 서론

최근 수요가 급증하고 있는 천연가스의 안정적 수급을 위해 우리 나라에서는 천연가스의 수입 선 다변화의 일환으로 파이프라인을 통한 천연가스의 도입이 검토되고 있다. 천연가스가 파이프라인을 통해 생산지에서 소비지로 직접 수송되는 경우에는 가스의 최대 수요기간에 대한 안정적 공급, 보다 안전한 환경에의 가스저장, 천재지변 등과 같은 유사시에 대비한 비축, 가스 가격 변동시 안정적 가격에 의한 가스공급 등의 목적을 위해 소비지 근처에서 일시적으로 저장할 수 있는 저장시설이 필수적이다.¹⁾

천연가스의 저장시설에는 고갈 유·가스전을 이용하는 방법, 암반대수층을 이용하는 방법, 인공공동을 이용하는 방법 등이 있다. 고갈 유·가스전을 이용하는 방법은 저장용량도 방대하고 시설비도 저렴한 장점이 있으나 국내에는 적절한 후보지가 아직까지는 밝혀지고 있지 않다. 한편 인공공동을 이용하는 경우에는 대량의 천연가스를 저장하기 위해서는 시설비가 막대하게 소요되는 단점을 갖는다. 암반대수층에의 가스 저장시설은 고갈 유·가스전에 비해 단위 가스저장량 당 2배 정도의 비용 상승이 불가피하지만¹⁾ 우리 나라의 경우 가능성이 있는 저장시설이다.

암반대수층 저장시설은 지질학적 탐사단계를 거쳐 투과성이 치밀한 덮개암이 존재하는 대수층 구조에 가스를 주입하여 대수층을 가스전으로 전환시키는 방식을 이용한 시설이다.^{2), 3)} 고갈 유·가스전과는 달리 암반대수층 저장시설은 인공적으로 가스전을 형성하는 방식이기 때문에 지질학적 탐사단계에서 덮개암의 치밀성, 가스 이동방지를 위한 지질학적 구조의 타당성, 충분한 저류공간의 확보, 가스 수화물 (gas hydrate)의 형성을 방지하기 위한 저류층 온도의 확인, 단층과 같은 불연속면의 존재, 충분한 유동성 (deliverability, withdrawal capacity)의 확보 등이 철저히 조사되어야 한다.¹⁾

본 연구에서는 암반대수층 가스 저장시설의 운영시 생산정의 shut-in 기간이 저장가스의 생산성에 미치는 영향, cushion 가스의 양 및 분포가 2차 주입 시기와 생산 거동에 미치는 영향 등을 분석하기 위해 이원공극 전산모델에 의한 시뮬레이션 작업을 수행하였다.

2. 이론

본 연구에서 활용한 모델은 파쇄암반층에서 가스-물의 유동을 묘사할 수 있는 저류전산모델로서 타당성검증, history matching에 의한 현장에서의 활용이 이미 밝혀져 있는 모델이다. 파쇄암반지층은 0.1 md이하 내지 10^{-4} md정도까지의 극히 낮은 투과도를 갖는 암체와 투과도가 매우 큰 균열망의 이원공극으로 이루어진 지층이다. 이러한 이원공극 저류층에서의 유동메카니즘을 살펴보면, 균열망에서는 Darcy 법칙에 의한 층류유동과 암체에서는 농도구배에 의해 유동을 묘사하는 Fick의 법칙에 의한 유동이 순차적으로 발생하므로 이들을 선형혼합할 수 있으며 이를 구성한 메카니즘이 multi-mechanistic 유동메카니즘으로서 본 모델에서 처음으로 제시되었다.⁴⁾ 이러한 개념을 도입한 이원공극 저류층에서의 가스-물의 유동방정식은 아래와 같다.

Residual of gas:

$$R_g = \left[\nabla \cdot (\lambda_g P_g \nabla P_g) + \left(D \frac{P_g}{z} \nabla S_g \right) \right] + \gamma \left(q_g - \frac{\partial V}{\partial t} \right) - \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g P_g}{z} \right) \equiv 0 \quad (1)$$

Residual of water:

$$R_w = \nabla \cdot (\lambda_w \nabla P_w) + q_w - \frac{1}{5.615} \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \frac{\phi(1 - S_g)}{B_w} \right\} \equiv 0 \quad (2)$$

식 (1)에서 $\partial V / \partial t$ 항은 균열망 측면에서 볼 때 암체에서 균열망으로 유입되어오는 source의 역할을 하며 아래와 같이 표현된다.

$$\frac{\partial V}{\partial t} = -\frac{1}{\tau} \{ V - V_E(P_g) \} \quad (3)$$

본 연구에서 사용한 dual-porosity, multi-mechanistic 저류전산 모델은 상식식들을 유한차분화하여 비선형 방정식의 해를 구하는데 적합한 Newton-Raphson 반복법에 의해 모델화 된 프로그램이다.

3. 결과 및 분석

앞절에서 언급된 이원공극 전산모델을 활용하여 암반대수층 가스 저장시설에 대한 생산성 분석을 보다 면밀히 수행하기 위해 Fig. 1의 시스템을 설정하였다. 이 시스템 (7000ft×7000ft)에 나타나 있는 바와 같이 대수층 중앙에 주입·생산정이 설치되어 있다. 외곽경계는 대수층에서 일반적으로 나타나는 단절경계 또는 무한경계일 수도 있으므로 이러한 경계조건에 의한 영향을 막기 위해 대수층의 일부를 시스템으로 설정하고 설정된 시스템의 경계에서는 물의 유·출입이 가능토록 하였다.^{5), 6)} 이 물의 유·출입 거동양상은 MBM (Material Balance Method)을 이용한 가스의 생산성 해석에 이용하였다.^{6), 8)} 이 시스템에 대한 가스 저장시설의 운용에서 주로 주요

시되는 네 가지 사안에 대해 시뮬레이션을 수행하여 그 결과를 면밀히 분석하였다.

생산정의 shut-in 기간

가스 저장시설의 운영 중 소비지에서 수요의 급감, 가스 생산시설의 일시적 고장, 전략적인 가스의 비축 등의 이유로 인해 가스 생산을 중단하고 저장시설 내부에 오랜 시간 저장해야 하는 경우가 발생한다. 이러한 경우에는 가스가 대수층 전반에 걸쳐 비교적 고르게 평형상태를 이루게 되는데, 이는 가스를 주입한 후 연속해서 가스를 생산하는 경우와 비교해 볼 때 생산 특성의 차이가 발생한다. 이러한 생산성의 차이를 조사하기 위해 이 절에서는 주입 후 shut-in 기간을 오래했을 때와 주입 후 shut-in 기간없이 연속적으로 생산할 때에 대해 시뮬레이션을 수행하여 보다 우수한 생산방식을 도출하고자 하였다.

이를 위해 주입 및 생산 일정을 세 가지 경우로 나누어 수행하였다. 먼저 전체가스량 8051 MMCF (13.7 PV)가 대수층 전반에 균일하게 분포되어 있는 것으로 가정한 경우 (즉, shut-in 기간이 무한대 일 때; Case 1), 동일한 전체가스량을 89.46 MMCFD로 90일간 주입한 후 100일간의 shut-in 기간을 거친 다음 생산하는 경우 (Case 2), 동일한 전체가스량을 Case 2와 마찬가지로 주입한 후 shut-in 기간 없이 연속해서 생산하는 경우 (Case 3)에 대해 비교, 분석하였다. Case 1의 경우에는 생산 개시 직전의 대수층에서의 가스 포화도가 11.7%로 균일하게 분포한 것으로 가정한 반면, 주입 후 연속해서 생산하는 Case 3의 경우에는 well (주입·생산정) 부근에서 가스 포화도가 39.2%로 Case 1보다 훨씬 높으나 그와 반대로 외곽지역에서는 가스포화도가 거의 0%인 상황에서 생산하게 된다. 한편, Case 2의 경우에는 Case 1과 3의 중간단계로서 주입 후 100일간 shut-in한 다음 생산한다. 생산기간에서는 각 case별로 동일하게 전체가스량의 약 60%인 4911 MMCF를 700일간 생산하였다.

그 결과 주입·생산정에서의 시간에 따른 압력변화를 보면 Fig. 2와 같다. 먼저 Case 1의 경우, 생산이 개시되면 초기압력에서 well의 압력이 급감했다가 시간이 지남에 따라 거의 일정하게 유지된다. 그러나 Case 2와 3의 경우에는 주입에 의해 일시적으로 well의 압력이 급격히 증가했다가 이후 주입기간 동안 다시 감소되는 양상을 관찰할 수 있는데, 이와 같이 주입으로 인해 압력이 증가되어야 함에도 불구하고 강하되는 이유는 Fig. 3의 물 유동량 (water rate at boundary)에도 나타나 있는 바와 같이 가스의 주입에 의해 다량의 물이 외부로 유출되기 때문에 나타나는 현상이다. 생산이 개시된 이후 전체가스의 약 55%가 생산되는 시점부터는 급격한 압력강하가 일어나고 Case 1보다 압력이 낮아지게 되어 결국은 더 이상의 생산이 불가능하게 된다. 이와는 반대로 Case 1의 경우 생산초기의 압력은 Case 2와 3보다 훨씬 낮지만 생산이 지속되어도 장기간 뚜렷한 변화 없이 지속된다. 이와 유사한 현상은 Fig. 2의 WGR 그림에서도 볼 수 있듯이, Case 1은 다른 두 경우에 비해 초기에 많은 물이 생산되지만 이와는 반대로 Case 2와 3의 경우 생산량이 전체가스량의 약 55%에 달하게 되는 이후부터는 물의 생산량이 오히려 급증하게 된다. 이번에는 대수층의 저장가스 생산성을 분석하기 위해 Fig. 3에 P/z vs. 누적가스 생산량과 경계면에서의 물 유·출입량을 도시하였다. Case 1의 경우에는 물의 유입이 생산 기간 중 거의 없으며 이에 의해 P/z 값 역시 일정하게 유지된다. 반면에 Case 2와 3에서는 생산 개시 후 500일이 되면서 물의 유입이 급격히 증가되고 이의 영향으로 P/z 값이 급격히 떨어지는 것을 볼 수 있다. 상기 분석결과를 바탕으로 저장시설의 운영 방법에 의한 효율성을 살펴보면, 주입 후 shut-in 기간 없이 연속해서 생산하는 경우 (Case 3)는 단기간동안 다량의 생산을 할 때 유리하며 Case 1과 같이 shut-in 기간을 매우 오래할수록 비록 초기 압력은 낮으나 장기간의 소량 생산에 적합한 scheme이라고 볼 수 있다.

가스 재주입 시기

저장시설의 가스를 생산하는데 있어, 일정한 운전압력 (operating pressure) 이하에서 대수층에 잔류하고 있는 가스가 cushion 가스이다.⁷⁾ 이 cushion 가스의 잔존량은 대수층의 투과도, 초기 가스 포화도, 물의 유입 정도 등 자연적인 요소와 가스 주입·생산량 등 운영 요소에 의해 영향을 받는다.⁹⁾ 저장시설에서 well의 압력이 일정 압력 이하로 떨어지면 가스를 재주입하게 되는데 이 시기는 저장시설의 운영 중 발생하는 수요의 변동, 가스의 수송시설의 일시적 고장, 가스 생산지에서의 일시적인 생산 중단 등의 문제들에 의해 차이가 날 수 있으므로 이러한 경우 운영자는 적절한 기간동안 대수층에 cushion 가스를 저장한 채로 shut-in하게 된다. 따라서 이번에는 cushion 가스의 재주입 시기에 의해 발생하는 cushion 가스의 분포 차이에 의한 생산성을 분석하여 보다 우수한 재주입 시기를 알아보았다.

대수층의 cushion 가스의 분포에 따른 가스의 재주입 시기를 분석하기 위해 다음의 두 가지 경우에 대해 시뮬레이션을 수행하였다. 첫 번째는 생산지에서 생산이 일시적으로 중단되어 1차 생산이 끝난 후 재주입의 시기가 상당히 연기되는 경우를 설정하여 전체가스량 8051 MMCF의 30%인 2415 MMCF의 cushion 가스가 대수층 전체에 걸쳐 균일하게 분포 (uniform distribution) 되어 있는 상태 (균일 가스 포화도는 3.4%)이다. 이 시스템에 나머지 70%를 78일간 72.46 MMCFD로 주입한다 (Case 1). 그 다음은 전체가스량의 30%에 해당하는 가스량 (cushion 가스)을 40.28 MMCFD로 60일간 주입한 후 shut-in 기간이 없이 (non-uniform distribution) 연속해서 나머지 70%의 가스를 Case 1과 동일하게 재주입한 경우 (Case 2)이다. 재주입 후 생산 일정은 각 case에 동일하게 전체가스량의 약 60%인 4911MMCF를 700일간 생산하였으며 여기서 나타난 결과는 Fig. 4와 5에 나타내었다.

먼저 Fig. 4의 결과를 살펴보면, 두 경우 모두 well의 압력이 일시적으로 강하된 후 약 600일까지는 거의 일정하게 유지되나 그 이후 Case 1의 경우에는 물의 생산량 (WGR 그림 참조)이 급상승하고 이에 따라 압력이 급격히 강하된다. 또한 Fig. 5에 나타나있는 바와 같이 Case 1은 경계면에서의 물 유입량도 600일 이후 급격히 증가되고 P/z 값은 감소되는 양상을 관찰할 수 있다. 이러한 결과를 바탕으로 각 case에 대한 생산성을 분석해 보면, 1차 주입 후 shut-in 기간 없이 나머지 가스를 주입하는 방법 (Case 2)이 대수층에서 가스가 균일한 분포로 평형을 이루고 있는 상태에서 생산하는 경우 (Case 1)에 비해 2차 생산시 생산성이 향상됨을 알 수 있다.

평형상태의 cushion 가스의 양

저장시설의 운영과정에서 1차 생산이 완료되고 2차 주입까지의 기간이 길어지는 경우, 즉 1차 생산이 단기간에 종결되거나 생산 중 소비지의 수요 격감으로 인해 장기간의 shut-in을 해야하는 경우가 있다. 이와 같이 장기간의 shut-in이 요구되는 경우 대수층에 잔존하고 있는 cushion 가스의 양이 2차 생산에 미치는 영향을 분석하였다.

이를 위해 cushion 가스의 양을 전체가스량 8051 MMCF의 10% (Case 1)와 30% (Case 2)로 각각 설정하였고 이들은 대수층 전반에 걸쳐 균일하게 분포되어 있는 것으로 설정하였다. 이때 cushion 가스의 포화도는 각각 1.1%, 3.4%이다. Cushion 가스를 제외한 나머지 양 90%와 70%의 가스는 7.246 MMCFD로 각각 100일, 78일간 주입하였다. 주입 결과 각 case의 가스포화도 분포는 Case 1의 경우 well 주위에서 38.8%, 경계에서 1.1%이고, Case 2의 경우 37.8%, 3.4%로 각각 나타났다. 이후 두 case 모두 전체가스의 60%를 740일간 생산하였고 여기서 산출된 결과는 Fig. 6과 7에 나타내었다.

Fig. 6과 7에 나타난 결과를 살펴보면, 두 경우 모두 well의 압력이 초기에 일시적 강하 후

600일까지는 뚜렷한 압력변화 없이 유지되나 Case 2의 경우 600일 이후부터 압력강하가 심해짐을 볼 수 있다. 이 현상은 Fig. 6의 WGR 그림, Fig. 7의 물 유·출입량의 결과에서도 볼 수 있듯이 Case 2의 경우에 약 600일부터 물의 생산과 외곽경계에서 물의 유입이 증가되고 있음을 알 수 있다. 따라서 생산지에서의 가스 공급이 감소되어 공급이 불가능해지거나 2차 생산과정에서 수요의 격감이 예상되는 등의 경우에는 1차 생산완료 후 상당기간 well을 shut-in 해야하는 상황이 발생할 수 있는데, 이 때는 가능한 한 다량의 가스를 생산하여 cushion 가스의 양을 줄이는 것이 보다 바람직 할 수 있다.

비평형 상태의 cushion 가스의 양

가스 저장시설의 운영 시 1차 생산 중에 대수층의 압력이 급격히 강하하는 경우, 즉 소비지에서의 소비량의 급증으로 말미암아 시설의 일일 생산량을 증대해야하는 경우가 발생되면 다시 가스를 충전, 즉 재주입하게된다. 이러한 상황을 설정하기 위해 1차 생산이 완료된 다음 대수층에 가스가 비평형 상태로 분포하고 있음을 가정하였으며 여기서 cushion 가스의 양이 70%, 40%인 경우에 대해 전산모델링을 수행하였다. 이 시뮬레이션 작업 수행에서는 두 경우 모두 전체가스량 6300 MMCF를 210일간 주입한 후 21.0 MMCFD로 1차 생산하였다. Case 1 (cushion 가스는 전체가스의 70%)에서는 생산개시 90일째에 생산 총량이 전체가스의 30%에 이르게 되면 1차 생산을 중단하고 다시 30.0 MMCFD로 210일간 가스를 재주입한 후 21.0 MMCFD로 150일간 2차 생산을 하였다. 한편 case 2 (cushion 가스는 전체가스의 40%)는 1차 생산개시 150일째에 생산 총량이 전체가스의 60%에 이르게 되면 생산을 중단하고 다시 Case 1과 동일한 2차 주입·생산을 시행하였다. Fig. 8과 9에 나타난 결과로부터 주시해야 할 점은 Fig. 8의 well의 압력 거동을 볼 때 2차 생산과정에서 cushion 가스가 전체가스의 40%인 Case 2의 경우 점차적으로 Case 1보다 압력강하가 더 심하게 나타나는데, 이러한 현상은 WGR 그림에서도 보듯이, 물의 생산이 급격히 증가되기 때문에 나타난다. 또한 Fig. 9의 P/z vs. 누적 가스생산량과 경계면에서 물의 유·출입량을 비교 해 보면 2차 생산과정에서 cushion 가스가 40% (Case 2) 일 때 물의 유입이 Case 1인 경우보다 많으며 그에 따라 P/z 값도 Case 2의 경우에 더 떨어지는 현상이 관찰된다. 따라서 1차 생산을 마치고 향후 2차적으로 생산을 하기위해 shut-in 기간없이 가스를 연속적으로 가스를 재주입할 경우에는 대수층에 보다 많은 양의 cushion 가스가 존재할수록 2차 생산성이 보다 우세해 짐을 알 수 있다.

3. 결론

파쇄 암반대수층에서의 물-가스 2상 유동 묘사가 가능한 multi-mechanistic 저류 전산모델을 이용하여 대수층 가스저장시설에서 가스의 생산성 분석을 수행하였고 이에 의해 다음과 같은 결론을 얻었다:

1. 본 연구에서 설정한 시스템의 외곽 경계에서 물의 유·출입에 의한 효과는 저장시설의 생산성에 직접적인 영향을 미치며 물의 유·출입량이 많을수록 MBM의 P/z 값이 급격한 강하를 보여 유·출입량이 적을 때보다 가스 생산성이 떨어지는 것을 확인할 수 있었다.
2. Well의 압력변화 양상과 WGR을 토대로 하여 판단할 때, 주입완료 후 생산을 개시하기 전에 shut-in 기간을 짧게 할수록 단기간내에 많은 양을 생산 할 때 유리하고 반면에 기간을 길게 할수록 장기·소량 생산에 적절한 방법이다. 특히 P/z vs. 누적 가스생산량의 거동 양상을

관찰한 결과 shut-in 기간을 길게하여 소량 생산할 경우에는 shut-in 기간을 짧게 할 때에 비해 회수량을 보다 증대시킬 수 있음을 알 수 있었다.

3. 재주입이 되는 시점까지의 기간이 오랜시간 요구되는 경우, 즉 cushion 가스가 평형상태를 이루고 있을 때에는 cushion 가스의 양이 적을수록 생산성이 향상되며, 재주입의 시기가 짧아 연속적으로 가스를 주입해야하는 때, 즉 cushion 가스가 비평형 상태를 이루고 있을 경우에는 cushion 가스의 양이 많이 잔류해 있을수록 적정한 scheme이다. 재주입의 시기에 따른 cushion 가스의 분포에 관한 생산성 분석결과 1차 생산 완료 후 연속해서 가스를 주입하는 방법이 상당기간의 shut-in 단계를 거치는 운영방법에 비해 유리함을 알 수 있었다. 따라서 운영자는 1차 생산 시기의 생산량을 사전 예측하여 가스의 재주입 시기를 가능한 한 앞당겨 shut-in 기간 없이 연속적으로 재주입 하므로써 2차 생산의 생산성을 증대시킬 수 있다.

부 호

- B = Formation volume factor
D = Diffusion coefficient
P = Pressure
q = Volumetric flow rate
R = Residual
S = Saturation
t = Time
V = Volumetric concentration
z = Gas super compressibility factor
 $\gamma = P_{sc}T/T_{sc}$
 λ = Mobility
 τ = Sorption time constant

첨 자

- E = Equilibrium
g = Gas property
w = Water property

참고 문헌

1. The Value of Underground Storage in Today's Natural Gas Industry, Report, Energy Information Administration, March, 1995.
2. D. L. Katz, and R. L. Lee: Natural Gas Engineering Production and Storage, McGraw-Hill Publication, 1994.
3. C. U. Ikoku: Natural Gas Engineering, John Wiley & Sons, 1984
4. W. Sung, and T. Ertekin: "The Development, Testing, and Application of a Comprehensive Coal Seam Degasification Model", paper SPE 15247, presented at the Unconventional Gas

technology Symposium of the Society of Petroleum Engineering held in Louisville, KY, May 18-21, 1986

5. J. A. Wells, and L. J. Evans: "Engineering Evaluation and Performance Analysis of the Loop Gas Storage Field", paper SPE 24922, presented at the 67th Annual technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Washington, DC, October 4-7, 1992.
6. D. L. Katz, and R. Tek: "A Generalized Model for Predicting the Performance of Gas Reservoirs Subject to Water Drive", paper SPE 428, presented at the 37th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME in Los Angeles, October 7-10, 1962.
7. O. Flanigan: Underground Gas Storage Facilities Design and Implementation, Gulf Publishing Company, 1995.
8. T. L. Hower, and R. E. Jones: "Predicting Recovery of Gas Reservoir Under Waterdrive Conditions", paper SPE 22937, presented at the 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, TX, October 6-9, 1991.
9. D. A. McVay, and J. P. Spivey: "Optimizing Gas Storage Reservoir Performance", paper 28639, presented at the SPE 69th Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, LA, U.S.A., 25-28 September 1994.

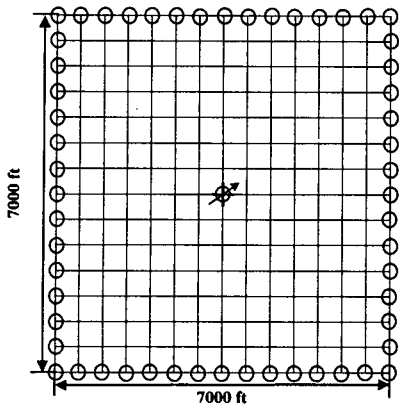


Fig. 1. Description of simulation system.

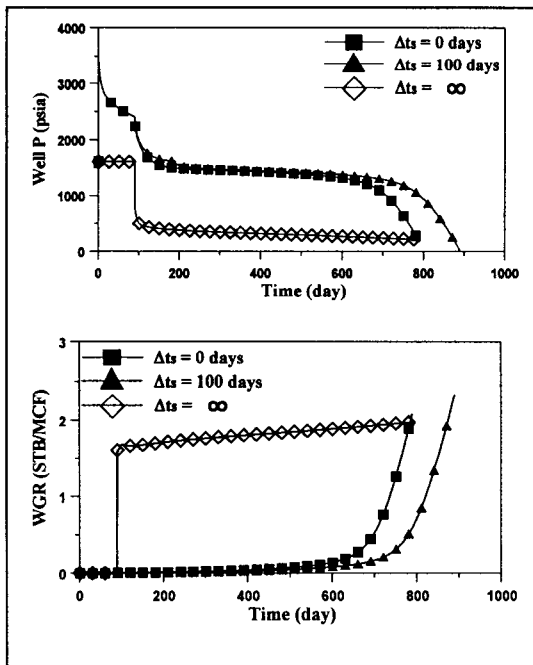


Fig. 2. Effects of shut-in time on well pressure and water-gas ratio.

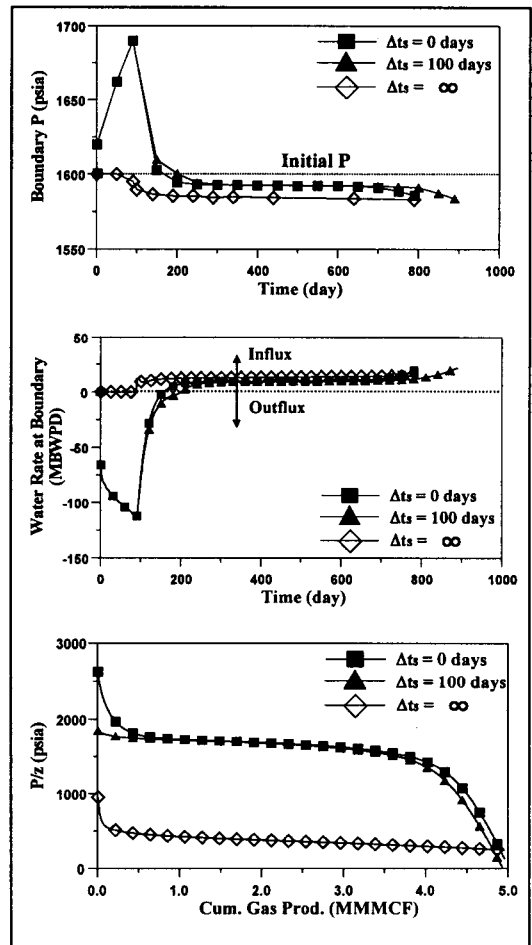


Fig. 3. Effects of shut-in time on boundary pressure, water rate at boundary, and gas production.

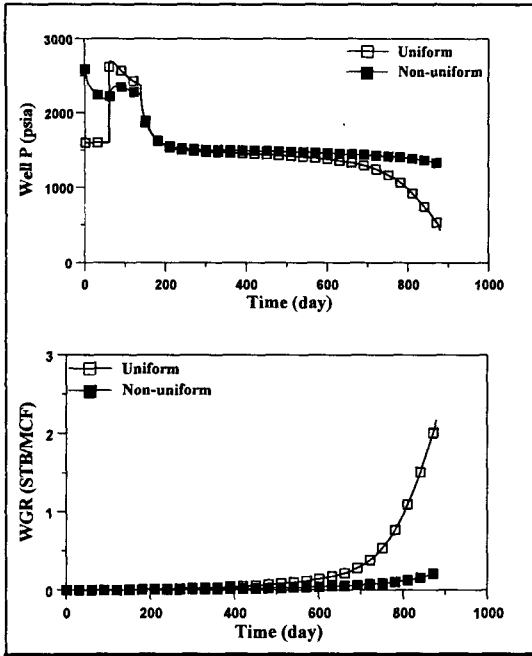


Fig. 4. Effects of cushion gas distribution on well pressure and water-gas ratio.

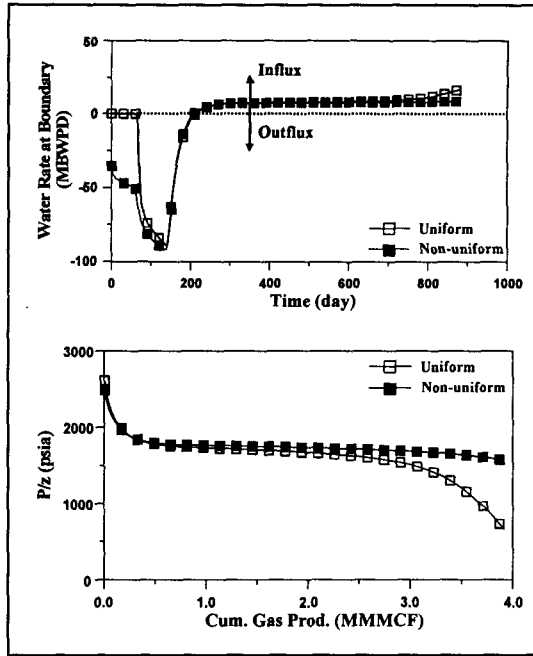


Fig. 5. Effects of cushion gas distribution on water rate at boundary and gas production.

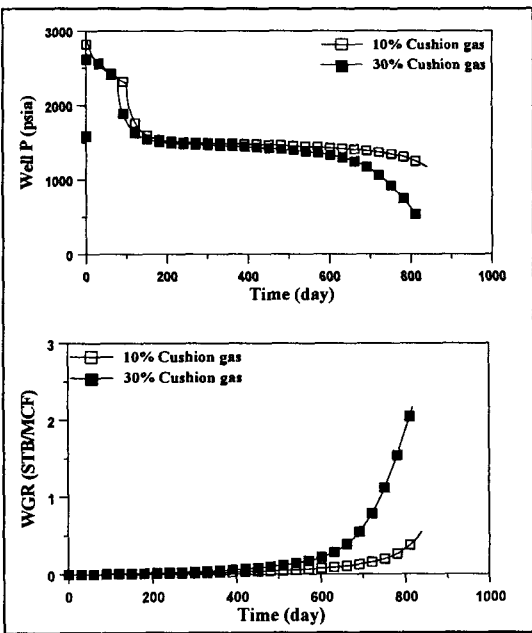


Fig. 6. Effects of amount of cushion gas distributed uniformly in the aquifer on well pressure and water-gas ratio.

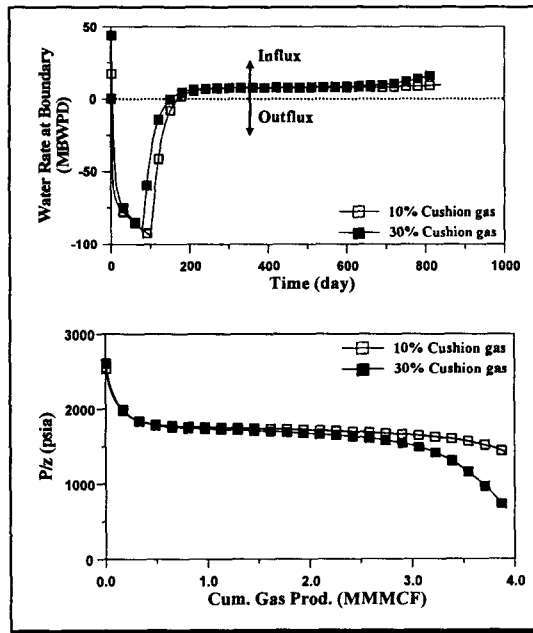


Fig. 7. Effects of amount of cushion gas distributed uniformly in the aquifer on water rate at boundary and gas production.

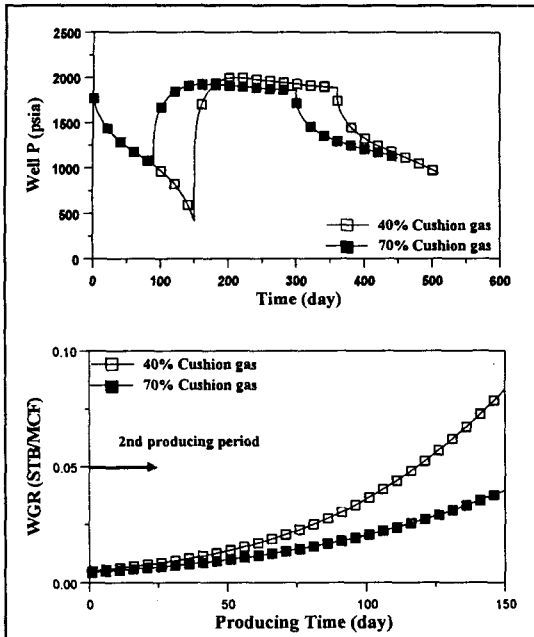


Fig. 8. Effects of amount of cushion gas distributed non-uniformly in the aquifer on well pressure and water-gas ratio.

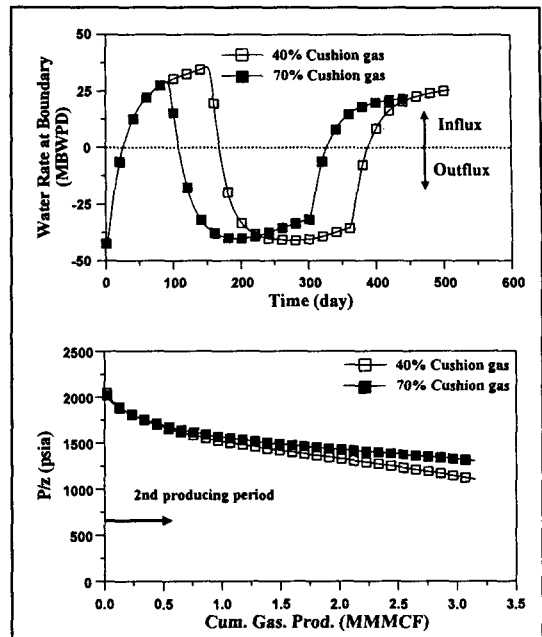


Fig. 9. Effects of amount of cushion gas distributed non-uniformly in the aquifer on water rate at boundary and gas production.