

제 4 장 유동안정성 확보기술 I

I. 기술 개요

유동 안정성 확보 (Flow Assurance) 기술은 석유 및 가스 업계에서 이용되는 비교적 근간에 출현한 말이다. 유전이나 가스전의 저류지 (reservoir)로부터 생산시설 외부의 판매점까지 탄화수소 흐름 (hydrocarbon stream)이 아무런 문제없이 경제적으로, 효과적으로 흘러나갈 수 있도록 확인해 주는 데 관련한 일련의 기술을 말한다. 이 용어는 1990년대 초반 브라질 Petrobras社에 의해 명명되었는데 “Garantia do Escoamento”라는 포르투갈어에 기원하며 “Guarantee of Flow”라는 뜻이다. 이를 의미 그대로 영문으로 해석하여 유동 안정성 확보, Flow Assurance라고 지칭되었다. 유동 안정성 확보는 다양한 공학기술 분야의 영역을 가로지르고 연결해 주는 특화, 전문화된 기술이다. 다상 유동 모델링 (multi-phase simulation), 네트워크 모델링, 아스팔텐/왁스/하이드레이트/스케일/naphthenate 등의 고형물 침적 제어 등이 주요 기술분야로 정의된다.



생산시설을 폐색시킨 가스 하이드레이트 블록 (Petrobras)

비교적 접근이 용이한 육상 및 천해에서의 석유 및 가스 생산은 이미 대부분 완료되었거나 진행 중 이기에 석유 생산 지역이 점차 심해로 확장되고 있다. 심해와 같이 저온, 고압 환경에서 석유 및 가스 생산이 이루어지면 부존환경과 다른 온도, 압력에 노출되면서 생산 시스템에 다양한 고형물이 집적되어 안정적인 유체의 생산에 어려움이 발생, 유동 안정성 확보에 문제가 발생하기 쉽다. 문제가 되는 고형물의 종

류는 주로 왁스 (wax)와 가스 하이드레이트인데 왁스는 온도에 대단히 민감하여 발생하며 하이드레이트는 온도, 압력과 수분의 문제로 주로 발생한다. 심해는 연평균 4°C 수준의 낮은 온도와 수압으로 인한 100 bar 이상의 고압이 나타나는 곳으로 생산 유가전의 저류지에서 나오는 유체의 조건 (일반적으로 다량의 수분 포함 + 25°C + 120 bar)에서 낮은 온도조건 구간을 통과하여 해상생산시설이나 연안시설로 이송되어야 한다. 이 과정에서 유체의 온도가 떨어지며 왁스나 아스팔텐 등 고형물이 생산시설 벽면에 침적하기도 하고, 하이드레이트처럼 수분과 고압의 가스가 낮은 온도 구간에서 발생하여 시설에 침적되다가 결국 폐색 (blockage)을 야기하는 일이 발생하기도 한다. 이러한 과정을 이해하고 이를 억제하기 위하여 여러 기술이 고안, 개발되었는데 이를 통칭하여 유동 안정성 확보기술이라고 한다.

가스 하이드레이트 의한 수송관 막힘 현상은 천연가스 생산시 일정 온도, 압력 조건만 갖춰진다면 언제든 발생할 수 있으며, 가스 생산 중단으로 귀결될 수 있는 중대한 문제이다. 해외의 경우 기업차원에서 프로젝트 뿐 아니라 대학교의 부설 연구소에서도 해당 분야에 대해 지속적인 연구 개발 활동을 해 왔다. 또한, 그간 기술의 진척과 축적에 의해 다양한 특허와 논문을 확보하고 실제 공정에도 적용하여 성과를 거두고 있지만 국내에서는 관련 분야의 연구, 개발 실적이나 기술의 적용이 한정적이고 미흡한 실정이다.

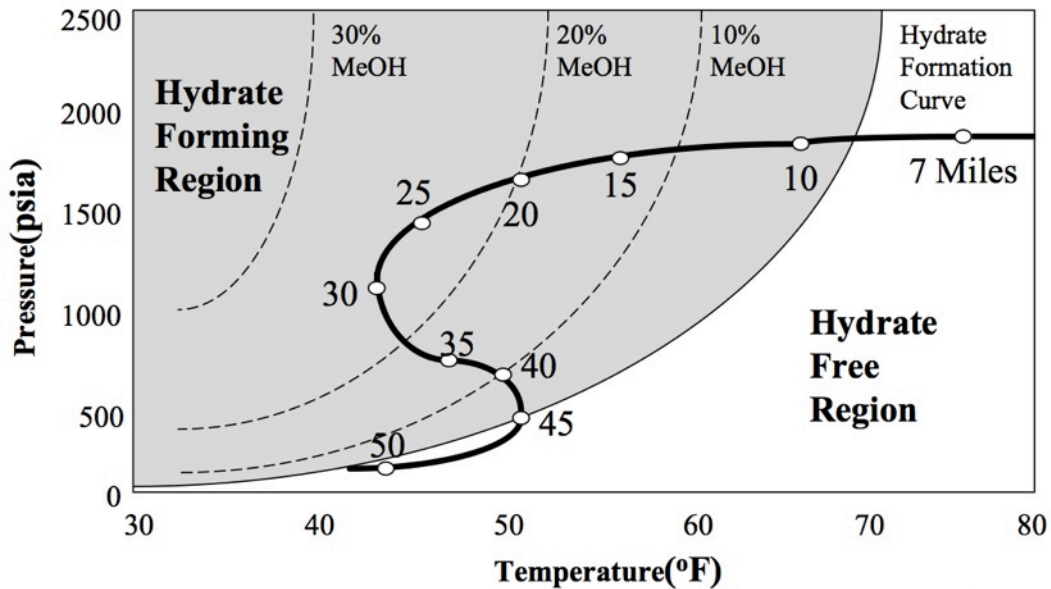
초기 하이드레이트 제거 기술은 열역학적 특성을 이용하여 생성의 근본 인자인 온도나 압력의 조작을 통해 집적 환경 자체를 허용하지 않으려는 회피(avoidance)형 기술 (MEG, 메탄올 투입 등) 이었다. 하지만 하이드레이트 생성 위치의 불확실성과 심해저의 경우 억제제 주입이 필요한 송수관 길이의 확장 및 비용 증가 등의 문제로 대체기술의 필요성이 요구되어 왔다. 이에 기술의 목표가 유체의 역학적 특성을 이용한 위기관리 (Risk Management) 형태 (LDHI)로 점차 변해하고 있다. 이는 하이드레이트의 생성은 용인하되 입자들의 연쇄 결합 후 집적으로 인한 파이프 봉쇄 현상을 억제제의 소량 투입으로 방지하는 기술로, 투입량 대비 저감 효율을 높이고 비용을 절감하기 위해 고안된 기술 방식이다. 최근에는 cold flow, under-inhibition 등의 새로운 개념을 적용한 하이드레이트 억제기술이 제안되었고 이를 실험적으로 검증하는 노력들이 진행되고 있다.

본 강의에서는 가스 하이드레이트와 관련한 유동 안정성 확보기술에 대하여 현재 산업계에서 통상적으로 이용되고 있는 기술에 대하여 보고하며 다음 회차 강의에서는 보다 경제성을 확보하면서도 생산 유체의 안정적 생산을 기대할 수 있는 신기술 LDHI (low dosage hydrate inhibitor)에 대하여 보고하도록 한다. 한편, 유전에서보다 좀 더 하이드레이트 발생이 쉽고 제어가 어려운 가스전에 초점을 맞춰 보고하고자 한다.

2. 가스 하이드레이트 생성 원인 및 문제점

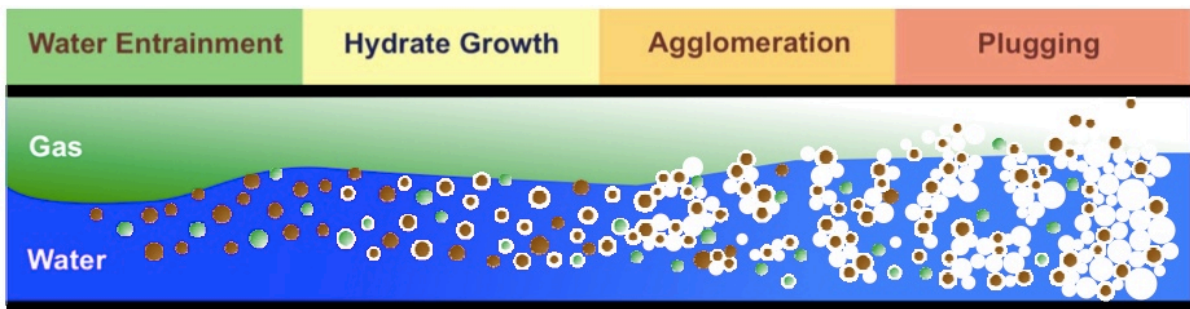
유체 수송관 내 하이드레이트 응집은 해저 및 동토지역 파이프라인 유동에서 언제든 유발이 가능한 문제점으로 파이프라인, 밸브, 노즐 등에서 플러깅 현상을 유발시키거나 심해저 유가스전 개발시 이수관

(mud line), 초크라인 (choke line), 폭발 방지장치 (blow-out preventer) 등을 막아 시추와 생산 시에 안전 및 생산성 저하 등의 문제를 야기한다. 하이드레이트로 인해 수송관이 막히거나 설비가 손상되면 보통 수 개월에서 수 년의 보수작업이 필요하게 되고 심한 경우 설비를 포기해야 한다. 따라서, 하이드레이트 발생이 가능한 환경에서 수송관 설계와 유지에 소요되는 비용을 최소화 하면서 수송관의 안전한 운영을 보장하기 위해서는 하이드레이트 제어기술의 보유가 필수적이다.



앞바다 (offshore) 천연가스전 생산유체의 이동과정 조건변화 예 (멕시코만)

상기의 그림은 앞바다에서 생산되는 천연가스 유체의 온도, 압력 변화과정을 표현한 것이다. 해상 혹은 연안의 시설로 이송되는 과정에서 가스 하이드레이트 생성이 가능한 영역을 통과하게 되는데 생산유체에 포함된 생산수 (production water)로 인해 하이드레이트 생성이 가능하게 되므로 이를 억제하기 위하여 전통적 방식인 화학적 접근법의 예로써 열역학적 억제제 (thermodynamic hydrate inhibitor, THI)를 적정량 투입하여 하이드레이트 생성 영역을 더 낮은 온도 측으로 옮겨 억제하는 방식을 표현하고 있다.



수송관 내 가스 하이드레이트 생성 과정 모형도

수송관 내에서 하이드레이트의 성장 과정은 다음과 같이 구분될 수 있다.

(a) 흐르는 가스가 냉각되며 물방울을 형성

- (b) 일정 압력, 온도 조건 하에서 하이드레이트가 형성되며 불균일 위치에 침적
- (c) 하이드레이트 침적물의 성장으로 가스 흐름을 방해
- (d) 하이드레이트 침적물이 수송관을 막아 가스 생산 중단

천연가스 시추시 수송관에 하이드레이트가 집적하게 되면 비단 흐름을 막아 생산을 지연시켜 생산량을 떨어뜨릴 뿐 아니라 관의 벽에 직접적인 피해를 가하는 경우도 있다. 가스 시추의 경우 수송관 내부에 강한 압력을 걸어 해저에서 뽑아 올리는 형식이기 때문에 수송관 내부에서 성장한 하이드레이트 덩어리는 200 m/s 정도의 추진속도를 얻게 된다. 이 물질의 순간 모멘텀은 관이 굽는 부분이나 밸브, 오리피스와 같은 장치를 타격하여 직접 손상시킬 정도로 폭증하게 된다. 강력한 이 힘은 인명피해를 발생할 수도 있으며 사고 후 처리를 위해 수백만 불 이상이 투입되어야 한다. 또한 이 과정 중에는 유가스의 생산이 중단되므로 생산 업체에게는 막대한 손실을 유발할 수 있다. 심해저와 같이 극한 조건의 환경에서 시추할 경우, 수 십~수 백 km 정도 길이의 라인에서 어떤 문제가 어느 구간에서 발생한 지를 발견하기는 굉장히 힘든 일이다. 수송관이 파열하여 교체가 불가피할 경우 복구 기간이 짧게는 2~3개월, 길게는 2~3년 단위로 긴 편이며, 복구 작업 중 생산은 중단된다.

3. 재래식 기술

유체 유도성 확보 기술은 크게 공정 조건을 조작하거나 수송관 내부에 물리적 힘을 가하여 생성 물질을 직접 해리시키는 engineering solution과 화학 물질 등을 주입하여 하이드레이트의 생성 억제 및 응집을 방지하는 chemical solution으로 분류할 수 있다. 안정적인 생산량 유지를 위한 기존 억제 기술 중 널리 사용되는 방법으로는 평상시 화학적 억제제 등을 상시 주입하여 하이드레이트의 생성을 사전에 차단하거나 생성 후 수송관 내부를 감압, 승온하여 해리점 이상으로 조건을 변화시키는 방법있으며 억제제 사용과 병행하여 기계적인 pigging 장치를 투입하는 기술도 있다. 이 중 가스전에서 가장 널리 사용되는 억제 기술은 메탄올, MEG (Mono Ethylene Glycol)을 주입하는 THI법과 최소 생성압력 이하 조건으로 압력을 감소시키는 감압법 (depressurization) 등이 있다.

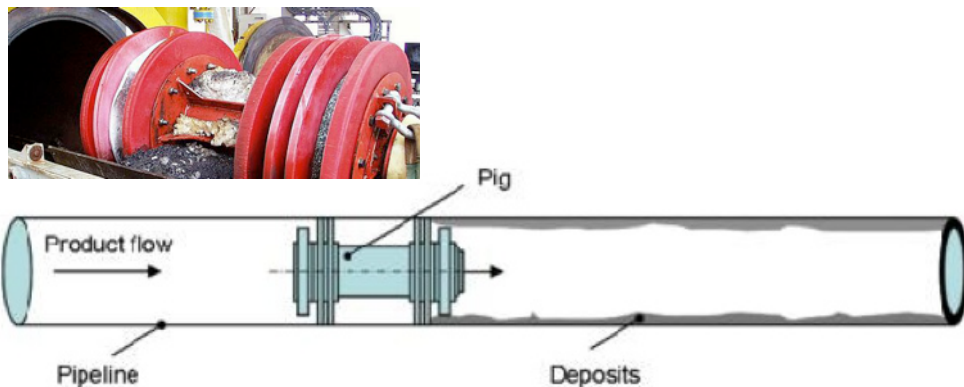
3.1 열역학적 억제제 (THI)

열역학적 억제제는 주로 메탄올 (MeOH)과 MEG를 사용하며 해당 억제법들은 주입 메커니즘이 간단하고 해리 효능이 뛰어나 다수의 가스전 억제 시스템에서 주된 억제 방안으로 채택되고 있는 방식이다. THI는 연구, 상용화 되어온 지 70년 이상되어 기술에 대한 이해도 및 적용의 안정성이 뛰어난 편이다. 메탄올 및 MEG의 경우 구입 비용이 상대적으로 저렴하기 때문에 광범위하게 사용되고 있다. 그러나 단점으로는 다량을 투입해야 하기 때문에 생산제품의 질을 떨어뜨릴 수 있다는 점과 해수 중 염분과 만나 수송관 내외부 벽면의 부식을 일으킬 수도 있다. 이 염 성분은 순환하면서 제거되지 않고 축적되기 때문

에 MEG의 성능 감소에 영향을 줄 뿐 아니라 설비 내의 취약 지점에 달라붙어 설비의 효율도 감소시킨다. 염 성분 제거를 위해 MEG reclaimer 라는 재생설비가 요구되는데 설치비만 1백만불 이상이어서 설비 투자비 (CAPEX)를 상승시킨다. 또한, MEG가 억제제 중 상대적으로 점도가 높아 주입시 야기되는 시차 압력 강하 현상도 고려하여 시스템을 설계해야 한다. 메탄올의 경우에는 난재생성의 특징으로 인해 플랫폼 상에 저장 탱크가 요구되며 설비 유지비 (OPEX)가 상당히 높은 편이다. 그럼에도 업계에서 통용되고 있는 이유는 이 억제제를 대체할만큼 강력한 억제물질이 나타나고 있지 않기 때문이다. MEG는 reclaimer를 이용하여 재생해서 이용하지만 메탄올은 물과의 분리가 어려워 재생보다는 사용후 폐기처리되고 있다. 따라서 해양오염을 야기하고 있는 문제점도 있다.

3.2 수송관 피깅 (mechanical pigging)

피깅은 수송관 내에 쌓인 이물질 (하이드레이트 및 wax 침적물)을 제거하기 위해 직접 청소하는 방식으로, 관의 내경과 동일한 크기의 고무 재질을 투입하고 수송관 내부 압력구배를 동력으로 이용한다. 원통형이나 구형의 피그가 수송관의 압력 조절에 따라 움직이면서 기계적으로 이 물질을 긁어내어 바깥으로 밀어낸다. 굉장히 간단한 작동 이론으로 화학 억제제를 보조하는 도구로서 사용되는데, 작동시 생산을 중단해야 하고 수송관의 위치나 시추 연료의 성격에 따라 성패 가능성이 결정되어 환경 변수에 종속적이며 한 번 운전시 투입 비용이 큰 편이다.



3.3 감압법

감압법은 수송관에 이미 하이드레이트가 침적, 성장이 완료되어 생산이 중단되었을 때 사용하는 사후 처리법으로, 관의 한 쪽 끝이나 양 쪽 끝단에서 하이드레이트 생성가능조건 이하로 감압하여 Joule-Thompson 효과에 의해 하이드레이트를 해리시키는 방식이다. 피깅과 마찬가지로 shut-down 후 사용하는 방안이며 평소의 주입 시스템에 하자가 발생하였거나 예기치 않은 수분 유입으로 플러깅이 형성되어 여타의 대책이 없을 때 사용하게 되는 해결책이다. 생산 중단시 손실 비용을 고려해야 하며, 하이드레이트 플러깅의 배치에 따라 효과가 없는 경우도 발생하게 되는데 특히 플러깅이 여러 구간을 걸쳐 징검다리 형식으로 나타난 상황에서는 감압법이 실효를 거둘 수가 없다.