

기술보고

해양가스전 생산시스템 설계 시 고려할 유체 특성: 서호주 가스전 사례 연구

김자경²⁾ · 양동우¹⁾ · 장대준²⁾ · 임종세^{3)*} · 서유택^{2)*}

Effects of Well Fluids Characteristics on the Design of Offshore Gas Production System: Case Studies of Western Australian Gas Fields

Jakyung Kim, Dong Woo Yang, Daejun Chang, Jong-Se Lim* and Yutaek Seo*

Abstract : This paper discusses the effect of chemical and physical properties of produced fluids on the design of offshore gas-condensate production system. The status of Western Australian gas projects is reviewed along with the expected composition of natural gas from offshore wells. NWS, Pluto, and Gorgon projects in Carnarvon Basin are reviewed and then Browse and Ichthys projects in Browse Basin are reviewed as well. It is noted that the carbon dioxide concentration in natural gas from Gorgon wells is 14.0 mol%, which is higher than that of any other gas wells in Carnarvon basin. When selecting the field development concept, it needs to consider the product, reservoir production strategy, surface production facilities, and production rate. This paper details each topics considering the status of Western Australian gas fields. During the design of offshore production facilities flow assurance issues has to be considered. Among various issues of flow assurance, hydrate, wax, and corrosion are discussed in this paper along with the detailed design modification in one of Western Australian offshore gas fields.

Key words : Natural gas fields, production system, Flow Assurance, fluids characteristics

요약 : 이 논문에서는 천연가스 생산을 위한 해양 플랫폼 설계과정에서 생산 유체의 물리 화학적 특성이 미치는 영향을 살펴보았다. 서호주 지역에서 진행 중인 가스전 프로젝트들의 진행상황을 살펴보고, 생산되는 천연가스의 조성을 통해 생산 유체의 특성을 논하였다. Carnarvon Basin의 NWS, Pluto, Gorgon 프로젝트를 살펴보고, 이어서 Browse Basin의 Browse와 Ichthys 프로젝트를 살펴보았다. Gorgon 가스전의 경우 생산되는 천연가스의 이산화탄소 농도가 14.0 mol%로 가장 높았으며, Browse와 Ichthys 가스전도 각각 9.8, 8.5 mol%로 높다. 따라서 이산화탄소의 분리 및 주입 프로젝트가 별도로 진행 중이다. 가스전 개발을 계획하는 단계에서의 고려 사항과 생산 시스템 설계에서 유동안정성 확보를 위해 고려해야할 사항을 함께 고찰하였다. 하이드레이트와 왁스, 부식 문제를 중점적으로 살펴보았으며, 실제 가스전 설계에서 해당 문제들을 해결하기 위해 적용된 설계 사례를 고찰해보았다. 모든 서호주 가스전에서 하이드레이트 문제로 인해 MEG 주입 및 재생 공정이 생산 시스템에 추가되었으며, 왁스의 경우에는 특정 가스전에서만 문제시 되는 경향이 있다. 부식의 경우 천연가스에 포함된 이산화탄소의 농도가 높은 경우 문제가 되기 때문에, 이를 해결하기 위해 부식억제합금을 배관에 적용하고 있다.

주요어 : 천연가스전, 생산 시스템, 유동안정성 확보, 유체 특성

2013년 2월 22일 접수, 2013년 5월 12일 심사완료
2013년 6월 13일 게재확정

- 1) 지식경제부 자원개발전략과
- 2) KAIST, 해양시스템공학전공
- 3) 한국해양대학교 에너지자원공학과

*Corresponding Author(서유택, 임종세)

E-mail; yutaek.seo@kaist.ac.kr, jslim@hhu.ac.kr

Address; Division of Ocean Systems Engineering, KAIST,
Daejeon, Korea

Department of Energy and Resources Engineering,
Korea Maritime University, Busan, Korea

서론

천연가스는 동일한 에너지를 얻고자 할 때 석탄에 비해 45%, 석유에 비해 30% 적은 이산화탄소를 배출하기 때문에 청정 화석연료로 각광을 받고 있다. 국제 에너지 기구(IEA, International Energy Agency)는 2011년 천연가스가 에너지 시장에서 차지하는 비중이 21%이며, 향후 지속적으로 증가하여 2035년에는 25%에 이를 것으로 예측하고 있다.(IEA, 2011)

Energy Quest(Energy Quest, 2011)사의 분석에 의하면 2011년 전반기 OECD 국가들의 천연가스 수요는 2010년에 비해 1% 감소하였지만, 일본에서는 5.3%, 한국에서는 15.1% 증가하였다. 이에 따라 한국, 일본, 중국 등 동북아시아 지역의 LNG 수입이 크게 증가하여 2011년 3월 기준으로 2010년 대비 3.0% 증가하고, 특히 한국의 LNG 수입은 13.5%가 증가한 것으로 조사되고 있다. 2010년 3월부터 2011년 3월까지 1년간 한국의 총 LNG 수입은 11,816 kt이며 평균 수입 가격은 GJ당 USD 9.84이다. 주요 수입국은 카타르(연간 2,388kt)이며, 인도네시아(연간 1,552kt), 오만(연간 1,413kt), 말레이시아(연간 1,377kt) 등의 국가들도 주요 수입국임을 알 수 있다. 국내에서는 동해-1 가스전에서 생산되는 천연가스가 공급되면서, 해당 가스전의 최적 운전을 위한 연구가 많이 이루어져 왔다.(Ryu and Sung, 2000; Kwon et al., 2001; Ryu et al., 2001)

신홍 LNG 수출국으로 떠오르고 있는 호주에서는 연간 436 kt을 수입하는데 그치고 있지만, 향후 서호주 지역의 많은 가스전 개발계획을 고려해보면, 향후 수입량은 증가할 것으로 예측된다. 2011년 현재 서호주 Carnarvon basin의 North West Shelf(NWS) 프로젝트에서는 총 16,422kt의 LNG를 생산하였으며, Bonaparte basin의 Bayu-Undan 프로젝트에서는 3,416 kt의 LNG를 생산하였다. 향후 Pluto 프로젝트와 Gorgon, Wheatston, Prelude 프로젝트들의 진행에 따라 연간 LNG 생산량은 2015년 이후 50 Mtpa에 이를 것으로 예측되고 있다.(Department of Mines and Petroleum, 2011)

서호주는 자원 개발의 보고로서 많은 자본과 인력, 다양한 신기술들이 투입되고 있다. 한국의 기업들 또한 천연가스 자원 확보 또는 생산 시스템 제작 참여 등을 목표로 서호주 지역에 진출하고 있다. 하지만 아직까지 가스전 개발의 전체 과정을 이해하고, 이를 바탕으로 생산 시스템을 설계할 수 있는 능력은 완벽하게 갖추어지지 못한 것으로 평가되고 있다. 천연가스 생산장에서 생산되는 유체는 생산 조건에 따라 다양한 상거동을 보인다. 서호주와 같은 해상 가스전의 경우, 생산장에서 생산된 유체는 플랫폼까지 배관을 통해 이송되는 과정에서 온도와 압력의 변화를 겪게 되므로, 가스와 물, 콘덴세이트 등의 삼상(3 phases)으로 이루어진다. 이러한 다상 유동이 일어나는 배관에서 유동안정성 확보(flow assurance)를 위해 다양한 장애 요인을 극복해야 한다. 기상과 액상의 유속 차이로 인해 발생할 수 있는 슬러깅(slugging)을 피해야하며, 배관 막힘 현상을 유발할 수 있는 고체상의 하이드레이트, 오일에 포함되어 있는 파라핀 성분으로 인해 역시 배관 막힘 현상을 유발할 수 있는 왁스, 유기

성 화합물질로 인해 나타나는 스케일, 배관의 수명을 크게 단축시키는 부식 문제 등이 가스전 생산 과정에서 극복해야 할 장애 요인들이다. 이 장애 요인들을 극복하기 위해 가스전 운영 기업들은 자신들만의 고유한 생산 시스템 설계 철학을 가지고 있다. 하이드레이트를 방지하기 위해 전기적으로 열을 가하는 방법을 선호하는 기업이 있는 반면, 억제제를 주입하는 화학적인 방법을 선호하는 기업들도 있다. 이러한 기업들의 철학에 따라 생산 시스템의 설계가 달라지며, 결과적으로 프로젝트 비용도 달라진다. 따라서 가스전에서 생산되는 유체의 특성을 정확하게 파악하고, 이로 인해 발생할 수 있는 생산 장애 요인을 분석하여, 이를 극복할 수 있는 생산 시스템을 경제적으로 제작하는 것이 성공적인 가스전 개발에 중요한 요인으로 작용하고 있다.

이 논문에서는 서호주 지역에서 진행되고 있는 가스전 개발 프로젝트들을 중심으로 개발 계획과 진행 상황을 살펴보고, 생산장에서 생산되는 유체의 특성에 따라 천연가스 생산 시스템 설계가 어떤 영향을 받는지를 살펴보고자 한다.

서호주 지역 가스전 프로젝트 현황

Camarvon Basin

현재 서호주 지역에서 LNG를 생산하고 있는 프로젝트는 상기한 NWS와 Bayu-Undan이다. NWS가스전은 Woodside에 의해 운영되고 있으며, 생산 기간을 연장하기 위한 일련의 조치들이 취해지고 있다. 같은 지역에서의 Greater Western Flank 개발 프로젝트는 2012년 초에 최종투자자의사 결정(FID, Final Investment Decision)이 실시될 것이며, 현재 생산중인 Goodwin A 플랫폼 남서쪽에서 14개의 신규 생산장을 개발해 3tcf의 천연가스와 100 MMbbl의 콘덴세이트를 추가로 생산할 계획이다. 또한 압력이 낮아진 North Rankin과 Perseus 가스전에서의 추가생산을 계획 중인 North Rankin 개발 프로젝트도 진행 중이어서 NWS에서는 2040년까지 지속적인 LNG 생산이 가능할 것으로 예측되고 있다.(Energy Quest, 2011)

North Rankin 가스전의 남서쪽에서는 4.3 Mtpa의 Pluto LNG 프로젝트가 Woodside에 의해 운영되고 있으며, 현재 생산 단계로 접어들고 있다. 이 프로젝트에는 Pluto와 Xena 가스전에서의 생산이 포함되며, 2012년 전반기에 완전 생산 단계에 이를 것이다. 2011년 3월 육상 천연가스 배관의 가스를 이용해 가스 터빈 발전기들의 작동을 시작했으며, 4월에는 육상 LNG 플랜트와 해상 플랫폼을 연결하는 240 km의 해저 배관에 대한 가압

을 실시하였다. 가스를 생산하는 12개의 생산정은 Burrup 반도에서 190 km 가량 떨어진 수심 400~1000 m에 위치하며, 천연가스 4.1tcf와 콘덴세이트 42MMbbl을 생산할 것으로 예측된다. Table 1에 NWS 가스전과 Pluto 가스전의 조성을 나타내었다. Pluto 가스전이 다른 NWS 가스전에 비해 CO₂ 농도가 낮은 것을 알 수 있다. Pluto 가스전의 생산 단계는 phase I, II, III로 구성되며, Phase I 및 II에는 950MMscfd의 가스 생산량이 예상된다. 응결수(condensed water) 생산량은 2,000bbl/day로 예상되며, 생산수(formation water)는 Phase III부터 생산될 것으로 예상된다. Fig. 1에 서호주의 주요 가스전 개발 프로젝트가 진행되고 있는 지역을 나타내었다.(Department of Mines and Petroleum, 2011)

Pluto 가스전의 서쪽에서는 15 Mtpa의 Gorgon과 Jansz 가스전 개발 계획이 진행 중이다. Barrow 섬으로부터 60km, Dampier의 서쪽으로부터 200km에 위치하고 있는 5개의 대형 가스전으로 이루어져 있으며, 2014년에

가스 생산을 시작할 것으로 예측된다. Gorgon 프로젝트는 Chevron이 50%의 지분을 가지고 있으며, ExxonMobil과 Shell이 각각 25%의 지분을 소유하고 있다. 생산된 LNG중 6.5Mtpa는 Chevron이 판매 계약(SPAs, Sale and Purchase Agreements)을 획득하였으며, Osaka Gas와 Tokyo Gas, Chubu Electric, Nippon Oil, GS Caltex 등과 판매 계약을 체결하였다.(Energy Quest, 2011) Shell과 ExxonMobil은 3.75 Mtpa의 판매 계약을 획득하였으며, PetroChina, BP, Petronet 등의 기업들과 계약을 체결하였다. Gorgon 가스전의 개발을 위해 수심 200m에 위치한 8개의 생산정을 개발할 예정이며, Jansz 가스전의 경우에는 10개의 심해 생산정을 개발할 예정이다. Table 1에 Gorgon과 Jansz 가스전의 가스 조성을 나타내었다. Gorgon 가스전의 경우 이산화탄소 농도가 14~15%로 매우 높기 때문에 육상 플랜트에서 이산화탄소를 분리, 포집하여 Barrow섬의 Dupuy formation에 주입할 예정이다. Gorgon과 Jansz 가스전 주변 지역에 대한 탐사 활동 또한 활발히 이루어져 추가 가스전의 존재를 확인하였으며, LNG 플랜트의 확장 가능성을 검토하고 있다.

Browse Basin

Browse LNG 프로젝트는 Woodside에 의해 운영되고 있으며, Browse basin의 Brecknock, Calliance, Torrosa 등 세 개의 가스전 개발을 포함하고 있다. 2011년 2월에 FEED(Front-End Engineering Design)단계를 시작하였으며, 2011년 말까지 완료될 예정이다. 최종 FID는 2012년 중순에 이루어질 예정이었지만, 2013년으로 연기된 상태이다. 현재 프로젝트 목표는 12 Mtpa이며, 대만의 CPC 등을 포함한 기업들과 판매 계약을 논의 중에 있다. 세 개의 가스전은 Broom에서 425 km 정도 북쪽에 위치하며, 수심 500~700 m에 생산정이 위치하고 있다. 총 12개의 생산정에서 생산을 시작하여 최대 생산 단계까

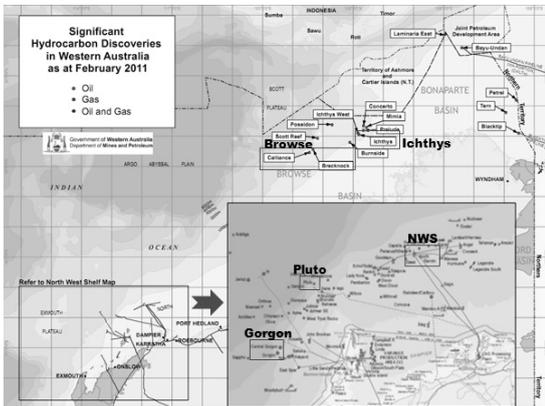


Fig. 1. Oil and gas fields development projects in Western Australia. (Department of Mines and Petroleum, 2011)

Table 1. Composition of natural gas from Western Australian gas fields

Component	Pluto (mol %)	NWS (mol %)	Gorgon (vol. %)	Jansz (vol. %)	Browse (mol %)	Ichthys (mol %)
N ₂	8.1	0.8	2.0	2.3	0.5	0.4
CO ₂	1.9	3.0	14.0	0.3	9.8	8.5
CH ₄	83.0	85.3	76.7	91.5	79.3	70.0
C ₂ H ₆	3.9	5.8	3.2	3.8	5.6	10.3
C ₃ H ₈	1.4	2.2	0.9	1.1	2.1	4.2
C ₄ H ₁₀	0.7	1.0	0.3	0.4	0.9	1.9
C ₅₊	1.4	1.9	0.1	0.6	1.8	4.4

지 총 50개의 생산정을 개발할 예정이며, 40년간 13.3tcf의 천연가스와 363 MMbbl의 콘덴세이트를 생산할 예정이다.(Department of Mines and Petroleum, 2011) Table 1에 생산되는 천연가스의 조성을 나타내었다. 이산화탄소의 농도가 9.8 mol%로 높은 편이며, 육상 플랜트에서 이산화탄소를 분리, 농축하여 Calliance 저류층에 주입할 계획을 세우고 있다. 이를 위해 두 개의 이산화탄소 주입정을 개발할 예정이다. Calliance 저류층은 강한 aquifer drive 특성을 가지고 있어서 생산수가 많을 것으로 예측되는데 반해, Brecknock 저류층은 depletion drive 특성으로 인해 생산수의 생산은 없을 것으로 예측된다. Brecknock 저류층의 낮은 압력을 보충하기 위해 inlet compression을 계획하고 있다. Torosa 저류층 역시 depletion drive 특성을 가지고 있으며, 생산수는 거의 생산되지 않을 것으로 예측된다. Inlet compression을 통해 가스 생산량을 유지할 계획이다.

Ichthys 프로젝트는 Inpex에 의해 운영 되고 있으며, Browse basin에 위치하고 있다. 8.4 Mtpa의 LNG와 1.6 Mtpa의 LPG, 0.1 MMbbl/day의 콘덴세이트 생산을 목표로 하며, 2011년 5월 현재 육상 및 해상 플랜트에 대한 FEED 단계에 있다. 가스전은 해양가스처리설비(CPF, Central Processing Facilities)와 부유식 원유생산 저장 하역 설비(FPSO, Floating Production Storage and Offloading Facility)를 통해 생산할 예정이며, 최종 단계까지 총 50개의 생산정을 개발할 계획이다.(Ito and Sugaya, 2010) Table 1에 생산되는 천연가스의 조성을 나타내었다. 가스전은 Brewster 저류층과 Plover 저류층에서 천연가스를 생산할 예정인데, Brewster 저류층에서 생산되는 천연가스의 이산화탄소 농도는 Table 1에서 나타낸바와 같이 8.5 mol%이며, Plover 저류층에서 생산되는 천연가스는 17.0 mol% 이상의 높은 이산화탄소를 함유하고 있는 것으로 알려져 있다. 따라서 육상 플랜트 건설 계획에는 이산화탄소의 지중 저장을 위한 설비가 포함되어 있다. Brewster 저류층은 생산수의 생산이 심각하지 않을 것으로 예측되지만, Plover 저류층의 경우 생산수의 생산이 예측된다.

가스전 개발 계획시 고려 사항

가스전의 발견과 개발 가능성이 현실화되면, 어떤 방식으로 개발할 것인지에 대한 논의가 이루어져야 한다. 가스전은 일반적으로 20년 이상의 생산 기간을 위해 설계가 되기 때문에, 충분한 검토와 논의를 통해 가스전 개발 계획과 시스템 설계가 이루어질 필요가 있다. 가스전의 개발 개념(Development Concept) 설정 단계에서는 i)

생산 제품, ii) 저류층 생산 전략, iii) 해상 생산 설비, iv) 제품 생산량 등을 고려하여 개발 이익을 극대화하기 위한 주요 결정들을 내려야 한다.

생산 제품

생산된 천연가스는 가정용 가스로 호주 정부에 판매될 수 있으며, LNG로 전환하여 수출할 수도 있다. 기술의 발전으로 인해 메탄올이나 천연가스 액체연료화(GTL, Gas-to-Liquids) 공정을 통한 디젤 연료로의 전환도 가능하다. 이때 가스전의 규모와 해당 제품의 전 세계 시장 상황이 함께 고려되어야 한다.(Lake, 2006)

메탄올의 경우 이미 확립된 안정된 기술이라는 장점이 있으나, 서호주 지역의 대규모 가스전에서 메탄올을 생산하기에는 전 세계 메탄올 시장이 그리 크지 않다는 단점이 있다. GTL 공정을 적용하는 경우 생산된 천연가스와 콘덴세이트, LPG 등은 모두 육상 플랜트로 보내지고, 콘덴세이트와 LPG를 분리한 후 천연가스를 이용하여 디젤을 생산하게 된다. Sasol Oryx 프로젝트로 인해 가스전을 이용한 대규모 디젤 생산이 대안으로 고려되었으나, Oryx의 플랜트에서 심각한 지진이 발생하고 기술적인 어려움들이 알려지면서, GTL 공정이 기술적으로 미성숙한 것으로 판단되고 있다. 생산된 가스를 가정용 가스 배전관에 연결하여 판매하는 것도 고려 대상이 될 수 있으나, 서호주의 가스 시장은 규모가 너무 작아서 Gorgon 이나 Ichthys 가스전들을 가정용 가스 공급만으로 사용하기에는 경제성이 맞지 않는 것으로 평가된다. 따라서 서호주의 대규모 가스전들은 기술적으로 완성도가 높고, 현재 성장 단계에 있는 LNG시장을 공략하는 것으로 계획을 수립하고 있다. LNG와 더불어 LPG의 생산도 가능한데, 최종 제품으로서 분별공정을 실시하는 경우와 실시하지 않는 경우를 생각할 수 있다. 분별되지 않은 LPG의 경우 LPG 공정을 위한 추가 설비를 최소화할 수 있다는 장점이 있지만, 제품으로 시장에 판매하기에는 제약 조건이 많다는 단점이 있다. 따라서 프로판과 부탄으로 분별공정 하는 고가의 설비를 추가하더라도, 구매자의 요구에 따라 LPG 사양을 자유롭게 조절하여 가치를 올리는 분별된 LPG가 더 나올 것으로 판단된다.

저류층 생산 전략

생산 전략은 주로 생산정의 압력을 유지하고 가스전으로부터의 생산량을 최대화하기 위해 수립한다. 생산 전략에는 생산되는 가스의 일부를 생산정에 다시 주입하여 압력을 유지하는 Partial Gas Recycle을 먼저 고려할 수 있다. 이 경우 LNG 플랜트에 공급되는 가스의 양을 줄여야 하고, 압축과 재주입을 위한 추가 설비가 요구되므

로 대규모 가스전 개발에는 적합하지 않을 수 있다. 가스전에서 콘덴세이트 등의 액체 연료만 회수하는 Full Gas Recycle도 고려할 수 있지만, 역시 가스를 재주입 하기 위한 추가 설비가 요구되며, 지층의 투과도가 너무 낮은 경우 가스 재주입으로 인해 저류층에 손상이 발생할 수도 있다. 따라서 안정적으로 가스를 생산하여 LNG로 전환하기 위해서는 가스의 재주입 없이 가스전의 압력 감소 전략을 이용하는 것이 유리할 수 있다. 이 경우 저류층 손상에 대한 위험도를 최소화하고, LNG와 LPG, 콘덴세이트 생산을 최적화하여 제품들의 시장 상황 변화에 유연하게 대처해야 한다.

해상 생산 설비

서호주의 대규모 가스전들은 대부분 육상에서 수십 km 이상 떨어진 해상에 위치하고 있다. 이를 생산하기 위해서는 해상 플랫폼, 심해 배관 등의 생산 설비를 구축하기 위해 많은 초기 투자가 이루어져야 한다. 생산 설비의 선택에는 HSE(Health, Safety, and Environment)와 기술적인 안정성, 제작 스케줄, 경제성 등이 고려되어야 한다. 고정식 해양 설비(Fixed Platform)의 경우 지반 안정성이 확보되는 경우 가장 적합한 설비이지만, 안정성이 보장되지 않는 경우에는 다른 설비를 고려하는 것이 옳다. 반잠수식 해양 설비(Semi-submersible Platform)는 해상 상황에 맞추어 규모의 선택이 가능하고, 생산되는 가스의 1차적인 공정이 가능하다는 장점이 있다. FPSO는 유전 생산 설비로서는 많이 운용이 되고 있으나, 가스전 생산 설비로서는 아직까지 기술적으로 증명되지 못한 상태이다. Ichthys 가스전의 경우 해양 가스 처리 설비로서 반잠수식 해양 설비를 선택하였지만, Browse 가스전 개발에는 수심 100 m의 천해 지역에 고정식 해양 설비를 해양 가스 처리 설비로 사용할 예정이다.(Ito and Sugaya, 2010) Brecknock, Calliance, Torosa 저류층을 위해서는 각 지역에 TLP(Tension Leg Platform)를 설치하여 1차적인 가액 분리를 실시할 계획이다.(Department of Mines and Petroleum, 2011) 최근 노르웨이 주변 북해 지역을 중심으로 해저에서 생산된 가스를 육상으로 직접 송출하는 Gas-to-Beach 개념이 부각되고 있다.(Wilson et al., 2004) 플랫폼 등의 생산 설비를 모두 육상 플랜트에 설치하고, 육상 플랜트와 해저 생산정을 배관으로 연결하여 운전하는 것이 기본 개념이다. 서호주 가스전의 경우 Table 1에서 알 수 있듯이 이산화탄소의 농도가 높기 때문에 이로 인한 배관의 부식 문제가 심각하다. 따라서 부식에 대한 저항성이 강한 특수 재질의 배관을 설치하기 위한 비용이 추가적으로 발생할 수 있으며, 가스와 함께 운송되는 콘덴세이트가 운전상에 어려움을 야기할

수도 있다. 따라서 Gas-to-Beach 개념을 적용하여 가스전을 개발하기 위해서는 경제성이 확보되거나 이러한 단점들을 극복할 수 있는 생산기술의 개발이 요구된다.

LNG 생산량

LNG 생산량은 가스전의 규모와 시장 상황, 운전 전략 등을 종합적으로 고려하여 수차례에 걸쳐 반복하여 계산할 필요가 있다. 보통 3.4 Mtpa 또는 5.0 Mtpa를 single train으로 생산하는 것이 가능하지만, 가스전의 규모에 따라서 생산량이 너무 적을 수 있고, single train만 사용하는 것은 여유 생산이 어렵다는 단점이 있다. 따라서 3 Mtpa 또는 4 Mtpa의 two train development가 유리하다. Browse 가스전의 경우 4Mtpa × 3 trains로 FEED가 진행 중이며, Ichthys 가스전의 경우 4Mtpa × 2 trains로 개발 계획이 진행 중이다.

생산 시스템 설계와 유동안정성 확보

해저에 위치한 가스전에서 생산되는 유체는 배관을 통해 공정 설비로 이송되면서 온도와 압력 변화를 겪게 된다. 이러한 변화와 유체 특성에 따라 하이드레이트, 왁스, 아스팔틴, 그리고 스케일 등의 고형물이 발생하여 배관 내부의 유체 흐름을 방해할 수 있다. 이러한 고형물 집적과 더불어 콘덴세이트 또는 물이 유발할 수 있는 액체 슬러깅(slugging), 가스 성분 중 이산화탄소 또는 H₂S로 인해 발생하는 부식 문제 등을 복합적으로 고려하여, 20년 이상의 가스전 운전 기간 동안 생산 중단 없이 시스템을 운전할 수 있도록 설계하는 작업이 매우 중요하다. 1990년대 이후 심해저 유전 및 가스전의 개발이 본격적으로 이어지면서 상기한 문제들을 체계적으로 해결할 수 있는 방법이 연구되어왔으며, 이러한 노력의 결과로 유동안정성 확보(Flow Assurance)라는 새로운 기술 분야가 태어났다.

유동안정성 확보의 가장 중요한 목표는 생산 기간 동안 배관 막힘 현상 없이 지속적인 생산이 가능하도록 하는 것이다. 이를 위해서는 먼저 생산 유체의 물성과 생산 시스템의 열-유체역학적 분석을 통해 유체의 온도와 압력 변화에 대한 정확한 정보가 얻어져야 한다. 이를 바탕으로 하이드레이트, 왁스, 아스팔틴, 스케일 등의 고형물 집적 문제에 대한 고찰이 이루어져야 하며, 문제가 발생할 소지가 있는 경우 이를 해결할 수 있는 수단을 제공해야 한다. 또한 부식, 모래 또는 불순물로 인해 발생할 수 있는 침식, 배관 내의 액체 흐름으로 인해 발생할 수 있는 슬러깅(slugging) 등에 대한 문제 파악 및 해결 방안도 유동안정성 확보의 중요한 부분으로 자리 잡고 있

다. 시스템 엔지니어링 측면에서 살펴보면, 유동안정성 확보 작업의 결과물은 주로 wellbore와 tree assembly, manifolds, 배관, 그리고 riser의 설계에 필요한 데이터이며, 플랫폼에서의 분리기와 수송관 설계에도 일정 부분 데이터를 제공하게 된다.(Bai and Bai, 2010)

Fig. 2는 유동안정성 확보 작업도를 나타내고 있다.(Kaczmariski and Lorimer, 2001) 기본적으로 작업을 시작하기 위해서는 생산 유체의 물성과 저류층 거동, 예측되는 생산량 프로파일이 필요하다. 이를 바탕으로 먼저 하이드레이트 상평형 파악과 왁스 침전 속도 측정, 구름점(Cloud Point) 및 유동점(Pour Point) 측정, 아스팔틴 안정성 평가, 그리고 얻어진 물을 분석하여 스케일 침전 가능성을 파악한다. 생산 유체 및 저류층 특성 분석 결과는 다음 단계에서 실시되는 열-유체역학적 분석과 함께 사용되어 유동안정성 확보 위험도 분석에 사용된다. 열-유체역학적 분석을 통해 생산장에서 생산된 유체의 온도 및 압력 변화에 대한 데이터가 얻어진다면, 이를 바탕으로 하이드레이트, 왁스, 아스팔틴, 스케일 등의 침전 가능성을 파악한다. 이때 온도-압력 변화는 시스템의 일상적인 정상상태 운전과 시동 및 운전 정지 상황별로 분석해야 하며, 정확한 시뮬레이션 결과가 시스템 설계에 반영되는 것이 중요하다. 얻어진 결과를 바탕으로 배관 내경을 설정하고, 단열 여부를 판단하며, 하이드레이트 또는 왁스 침적을 방지하기 위한 억제제의 주입 여부에 따라 필요한 시스템을 설계해야 한다. 억제제 주입 또는 배관 단열이 결정되는 경우, 배관에서의 액체 유동 특

성 변화를 다시 계산해서 열-유체역학적 분석을 실시해야 하며, 단열을 통해 배관의 안정성이 어떤 영향을 받는지도 추가적으로 분석되어야 한다. 이러한 모든 분석 결과에 대한 최적화가 진행되어야 최종적으로 시스템 설계에 데이터로 사용하는 것이 가능하다. 유동안정성 확보의 많은 어려움 중 시스템 설계에 가장 많은 영향을 미치는 하이드레이트와 왁스, 부식 등에 대해서 좀 더 소개하고자 한다.

하이드레이트(Hydrate)

하이드레이트는 저온과 고압의 조건에서 메탄, 에탄, 프로판, 이산화탄소 등의 가스 분자가 물 분자와 결합하여 형성하는 고체 화합물이다. 하이드레이트의 생성에는 네 가지 필수 요인이 필요한데, 물, 가스, 낮은 온도, 높은 압력이 필수 요인들이다. 이들 중 한 가지만 충족되지 않아도 하이드레이트의 생성은 피할 수 있다. 하지만, 심해 가스전의 경우 위의 네 가지 요인을 피하기란 쉽지 않다. 먼저 500 m 이상의 심해로 들어가면 해수 온도가 4°C 정도로 유지되며, 가스전의 압력은 보통 100기압 이상인 경우가 많다. 천연가스는 하이드레이트 생성에 유리한 메탄, 에탄, 프로판 등으로 구성되며, 가스전에서 생산되는 가스는 수분으로 포화되어있는 경우가 많다. 따라서 해저 가스전에서 생산된 천연가스가 배관을 통해 플랫폼으로 이송되는 과정에서 수분이 응축되고, 응축된 물 분자와 가스 분자가 결합하여 저온 및 고압의 조건에서 하이드레이트를 형성하게 된다. 생성된 하이드레이트는 얼음과 유사한 형태이며, 가스 유속에 따라 갑작스럽게 배관 막힘 현상을 유발하기도 하고 특정 위치 예를 들어 배관의 굴곡점 등에 천천히 침적되는 경우도 있다. 배관 내에서 하이드레이트의 생성조건이 충족되면 즉시 막힘을 유발한다는 것이 산업계의 일반적인 생각이기 때문에, 이를 방지하기 위한 많은 노력이 이루어진다.

먼저 생산 유체의 정확한 하이드레이트 상평형도가 얻어져야 한다. 1990년대 이후 하이드레이트 상평형을 위한 열역학 모델 개발과 실험 데이터의 지속적인 확보로 상평형을 정확하게 예측할 수 있는 소프트웨어의 개발이 이루어졌다. 많은 기업들이 Infochem MultiFlash 또는 Calsep PVTsim을 이용하여 하이드레이트 상평형을 계산하고 있다. 이 소프트웨어들은 생산 유체의 가스 조성을 입력하면 온도-압력으로 표현되는 하이드레이트 상평형도를 계산한다. 기업들은 생산 유체를 모사한 실험실용 가스를 이용하여 실험실에서 하이드레이트 상평형 데이터를 얻음으로서 이 모델의 정확성을 파악한다. Fig. 3은 Table 1에서 제시된 서호주 가스전 생산 유체들의 하이드레이트 상평형도를 열역학 시뮬레이션 소프트웨어

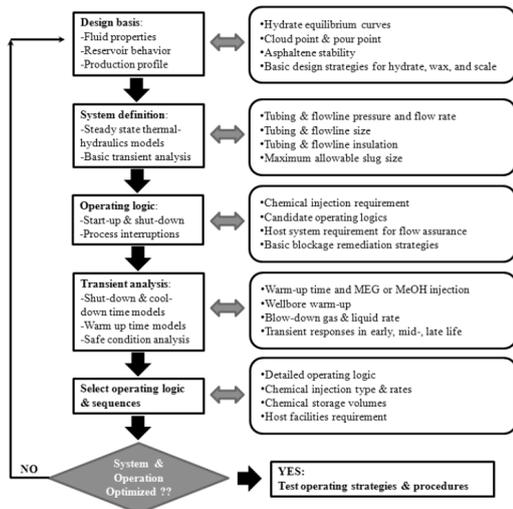


Fig. 2. Flow Assurance work process. (Kaczmariski and Lorimer, 2001)

어인 Infochem MultiFlash를 이용하여 계산한 결과를 나타내고 있다. 상평형 곡선을 기준으로 왼쪽이 하이드레이트가 생성될 수 있는 온도 및 압력 구간이다. Table 1에 제시된 가스전 중 한곳의 경우 초기 생산 압력은 140기압이며, 중기에는 70기압, 후기에는 45기압으로 압력이 변할 것으로 예측된다. 응축되는 물의 양은 3.0bbl/MMscf 이상일 것으로 예측된다. 생산정에서의 유체 온도는 120°C 일 것으로 예측되지만, 배관을 통해 이송되면서 해수와의 열 교환을 통해 10°C 정도로 온도가 내려갈 것으로 예측된다. 따라서 하이드레이트 상평형도에 의하면 생산 후기까지 하이드레이트 생성 위험을 가지고 있을 것으로 판단된다. 또 다른 가스전의 경우 초기 생산 압력은 250 기압이며, 중기에는 150기압, 후기에는 50 기압까지 압력이 낮아질 것으로 예측된다. 생산정에서의 유체 온도는 120°C 이상이지만, 배관에서는 15°C 이하로 온도가 내려갈 것이다. 생산 초기부터 10,000 bbl/day이상의 물이 생산될 것으로 예상되므로, 역시 하이드레이트 생성 위험을 피할 수 없을 것으로 판단된다. Fig. 3에는 가스전들의 생산 중단 조건(shut-in condition)을 함께 제시하고 있다. 생산 중단 운전 시에는 배관의 압력이 높은 상태에서 해수 온도까지 떨어지기 때문에 하이드레이트 생성이 가장 위험한 상황으로 여겨진다. Fig. 3에서 보는 바와 같이 생산 중단 운전 시에는 하이드레이트 생성 위험이 매우 높은 것을 알 수 있다.

하이드레이트 생성을 피하기 위해서는 상기한 바와 같이 온도, 압력, 물, 가스 등의 어느 하나에 변화를 주어야 한다. 천연가스 생산 과정에서 물과 가스의 존재는 피할 수 없고 가스전의 운전 압력에 대해서도 큰 변화를 주기 어렵기 때문에, 일반적으로 온도에 변화를 주어서 하이드레이트 생성을 피하는 것이 일반적인 산업계의 접근

방법이다. 즉, 운전 압력에서 배관의 온도가 하이드레이트 생성 온도 이하로 내려가는 것을 방지하기 위해 배관을 단열하는 것이 한 방법이다. 하지만 이 방법은 배관의 해저 안정성을 해칠 수 있고, 장기간 생산 중단 시에는 배관 내 유체의 온도 하강을 막을 수 없다. 또한 단열재의 추가로 인해 드는 비용이 높아 장거리 이송을 위한 배관의 경우 경제성에 심각한 악영향을 줄 수 있다. 따라서 심해저 가스전 개발에 많이 사용되는 방법은 메탄올 또는 MEG(Mono Ethylene Glycol)과 같은 유기성 억제제를 주입하는 경우이다. 메탄올 또는 MEG이 주입되는 경우 주입되는 양에 따라서 하이드레이트 상평형 조건이 변하게 된다. 따라서 가스전에서 생산되는 유체의 특성을 알고, 운전 조건을 통해 최고 압력과 최저 온도 조건이 파악되면, 상용 소프트웨어 (Calsep PVTsim, Infochem Multiflshs)를 이용하여 하이드레이트 생성 곡선을 계산할 수 있다. 이 곡선을 이용하여 운전 조건의 하이드레이트 생성을 방지하기 위한 억제제 주입 농도를 계산할 수 있다. 계산된 억제제 주입 농도와 생산되는 물의 양 (응결수 + 생산수)을 기준으로 억제제 주입량을 파악한다. Fig. 3에서 제시한 Shut-in condition B 경우, 운전 정지 시 나타날 수 있는 최저 온도 즉 해수 온도는 10°C로 설정하고, 운전 정지 압력을 300기압으로 설정한 경우 하이드레이트 생성을 피하기 위해 주입되어야 하는 MEG의 양은 1.3bbl MEG/bbl water로 계산되었다. 생산되는 물의 양이 15,000bbl/day로 예측되기 때문에 주입되어야 하는 MEG의 양은 $1.3 \times 15,000 = 19,500\text{bbl/day}$ 즉, $130 \text{ m}^3/\text{hr}$ 에 이르게 된다.

하이드레이트 억제제로서 메탄올과 MEG은 고유의 특징을 가지고 있다. 메탄올은 MEG에 비해 하이드레이트 저해 성능이 뛰어나고 2005년 기준으로 ton당 USD 300 정도로 가격이 저렴한 장점을 가지고 있으며, 점성이 낮아서 심해저 생산 시스템에 주입이 용이하다. 반면에 독성을 가지고 있으며, 인화성 물질이라는 이유로 해상 플랫폼 작업 환경에서는 사용이 쉽지 않다는 단점이 있다. (Cameron, 2011) 가장 큰 단점은 기상으로 손실되는 양이 많아서 이를 보충하여 주입을 해주어야 하며, 생산되는 천연가스를 LNG 플랜트로 송출하기 전에 기상으로 증발된 메탄올을 반드시 제거해야 한다는 것이다. 이에 반해 MEG은 독성이 없고 인화성으로 취급되지 않으며, 기상으로 손실되는 양은 매우 미미하다. 2005년 기준으로 ton당 USD 900 정도로 가격이 높지만, 재생 플랜트를 통해 손실되는 양을 최소화 할 수 있다. 다만 점성이 높아서 심해저 시스템에는 주입이 어려운 경우도 있다. 메탄올과 MEG 중 어느 것을 선택할지는 운영 회사 고유의 운전 철학과 경험에 의해 좌우되는 경우가 많다.

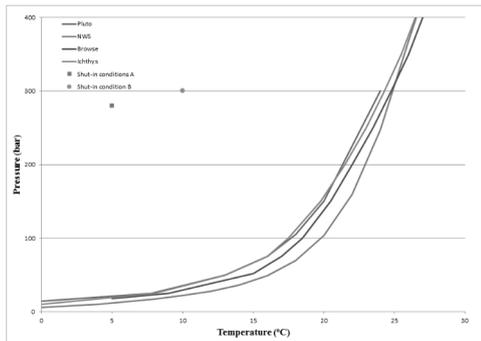


Fig. 3. Hydrate equilibrium curves of natural gas from Western Australian gas fields.

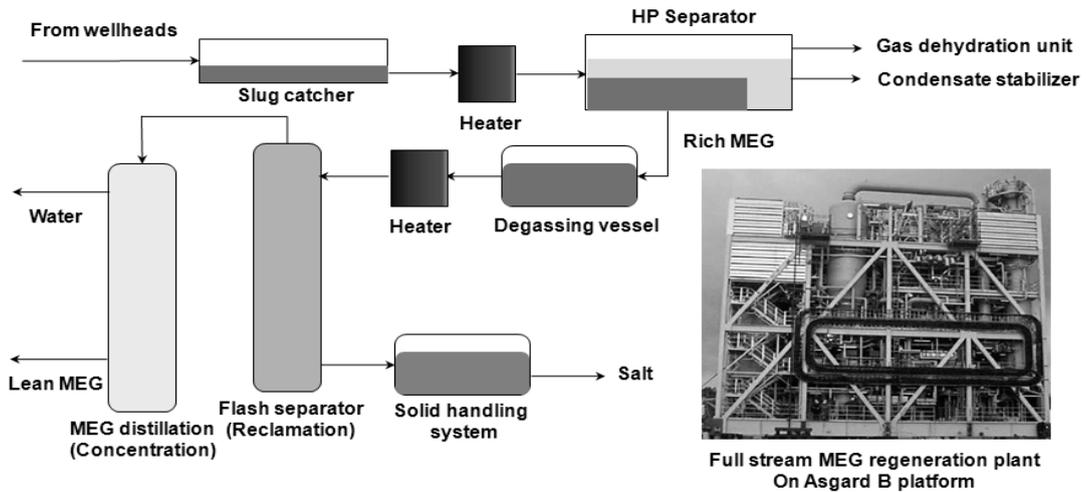


Fig. 4. Closed-loop full stream MEG regeneration process in natural gas production system. (Brustad *et al.*, 2005)

(Brustad *et al.*, 2005) 일반적으로는 메탄올의 경우 재생이 필요하지 않고 적은 양의 억제제를 주입되는 경우가 많은 유전이나 한시적으로 억제제의 주입이 요구되는 가스전에서 많이 사용되고, 지속적으로 일정량 이상의 억제제를 계속 주입해주어야 하는 가스전의 경우에는 재생 플랜트와 함께 MEG의 사용을 선호하는 경향이 있다. Pluto, Gorgon, Jansz, Browse, Ichthys 등의 서호주 가스전들의 경우 하이드레이트 문제를 피하기 위해 모두 MEG을 주입하여 재생 플랜트를 통해 재사용 하는 것을 선택하였다. 재생 플랜트를 육상 플랜트의 일부로 할지, 해상 플랫폼의 일부로 할지에 대해서도 경제성과 기술적 어려움 등을 고려하여 결정할 필요가 있다. Fig. 4에서 전통적인 방식의 MEG 회수 공정을 천연가스 생산 시스템과 함께 나타내었다. (Brustad *et al.*, 2005)

왁스 (Wax)

파라핀계 탄화수소가 생산장에서 배관을 통해 이송되면서 온도 강하를 거치면서 유체의 온도가 특정 온도 이하로 내려가면 왁스 결정이 침전되기 시작하는데, 이 특정 온도를 구름점(cloud point)이라고 부른다. (Bai and Bai, 2010) 왁스는 주로 파라핀으로 구성되는데, 파라핀은 양초에 사용되는 화학적으로 비활성 포화 탄화수소이다. 선형 파라핀은 가스 크로마토그래프를 이용해 쉽게 측정이 가능하기 때문에 탄소수 20 이상의 n-alkane이 오일 또는 콘덴세이트에 함유된 왁스 함유량으로 보고된다. 일정량 이상의 시료를 실험에 사용할 수 있는 경우, 시차주사열량측정법(DSC, Differential Scanning Calorimetry) 또는 편광현미경(CPM, Cross Polarized Microscopy)등을

이용하여 구름점(cloud point)을 직접 측정할 수 있다. 일반적으로는 CPM이 더 정확한 것으로 보고되며, 충분히 느린 냉각 속도에서 잘 처리된 시료를 이용하는 경우 실험 오차는 1도 이하인 것으로 알려지고 있다. (Bai and Bai, 2010) 실험 또는 열역학적 모델링을 통해 구름점이 정해지면, 생산 시스템의 온도는 구름점보다 20°C 이상으로 유지되어야 한다. 따라서 가스전에서 생산되는 콘덴세이트가 왁스 문제를 포함하고 있다면, 연구실에서 정확한 구름점을 측정하고 이 데이터로부터 최소 운전 온도를 결정해주어야 한다.

하지만 콘덴세이트에 따라서 측정되는 구름점은 제각각이다. 서호주의 North West Shelf 지역 가스전들은 왁스 문제가 없는 것으로 판단되지만, Browse basin 가스전들의 경우 왁스 문제를 해결하기 위해 배관에 단열을 해줄 필요성이 제기되었으며, 이 경우 단열로 인해 발생할 수 있는 배관의 안정성 문제를 다시 계산해 주어야 한다. Browse basin 가스전 중 한곳에서는 이 문제가 심각하여 구름점이 30°C 이상으로 측정되었다. 해당 가스전 운영 회사에서는 측정 오차를 고려하여 왁스를 피하기 위한 디자인 값을 설정하였다. 그러나 전체 생산 시스템을 30°C 이상으로 유지하는 것은 어렵기 때문에 실질적으로는 일정량 이상의 왁스가 침적될 수 있는 온도를 측정하였다. 이때 cold fingers 또는 pipe loop를 이용하는 것이 가능하다. 해당 가스전의 경우 15°C 이하로 내려갈 때 왁스 침적량이 0.025 wt%일 것으로 측정되었으므로, 가스전에서 생산되는 유체의 온도가 15°C 이하로 내려가지 않는 정상상태 운전 기간 동안에는 왁스 문제를 피할 수 있을 것으로 예측된다. 다만 운전 정지 기간

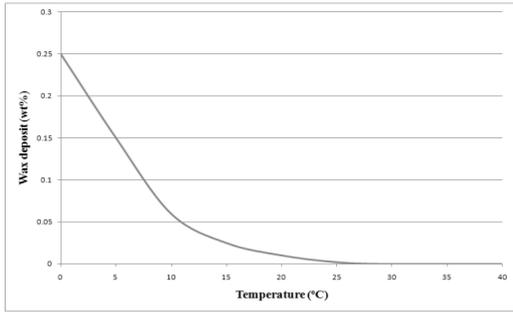


Fig. 5. Wax deposition rate in waxy condensate.

에는 온도가 15°C 이하로 내려가면서 왁스 문제가 나타날 수 있지만, 생산이 시작되어 다시 유체의 온도가 올라가면 침전되어 있는 왁스는 다시 용해될 것으로 판단되었다. Fig. 5에 해당 가스전 유체의 온도에 따른 왁스 생성 예측도를 나타내었다. 생산되는 유체의 양이 감소하는 후기에는 두 개의 배관 중 하나만 이용하여 유체를 이송하는 것도 고려하고 있으며, 왁스 억제제를 주입할 수 있는 설비도 차후에 고려할 예정이다.

왁스 결정이 생성되는 경우 유체 흐름 내에서 입자 형태로 나타나기도 하고, 배관 벽면처럼 온도가 낮은 표면에 침적되어 두께가 점점 증가하는 build-up 형태로 나타나기도 한다. (Jang *et al.*, 2007) 왁스 침적이 배관 벽에서 발생하는 경우 흐름이 완전히 막히는 경우는 많지 않으며, 침적이 진행되면서 배관 내부의 압력차가 증가하게 된다. 침적된 왁스의 두께가 일정량 이상이 되어 압력차가 크게 증가하면 pigging을 통해 벽면에 침적된 왁스를 제거해 주어야 한다. 그러나 pig 작동 시에 앞쪽에 viscous slug가 발생하기 때문에 pig를 작동하기 위한 압력차이가 충분하지 않은 경우 배관이 완전히 막히게 될 수도 있다. 이때는 coiled tube와 같은 기계적인 방법을 동원하여 왁스를 제거해 주어야 한다.

부식 (Corrosion)

해저 생산정에서 생산되는 천연가스와 물, 콘덴세이트 등은 공정 설비를 갖추고 있는 플랫폼까지는 배관을 통해 이송되는 것이 일반적이다. 이때 설치된 배관이 천연가스에 포함되어 있는 이산화탄소와 H₂S에 의해 부식이 되기 시작한다면, 가스전 개발 프로젝트의 전체 수명을 크게 단축시킬 수 있는 심각한 문제가 된다. 이산화탄소가 부식을 일으킬 수 있는 주요 요인이 되는 경우를 sweet corrosion이라 하는데, 최악의 경우 부식율이 수 mm/year에 이를 수 있다. 보통 이산화탄소가 물에 용해되어 탄산이 되면서 부식성을 띄게 된다. 이산화탄소의

부식성은 온도, 이산화탄소 농도, 유동양상, pH, 그리고 배관의 재질 등에 따라 다양하게 나타날 수 있기 때문에 배관의 안정적인 운영을 위해서는 부식을 방지하기 위한 효과적인 방법을 찾아 미리 평가하는 것이 중요하다.

부식 문제가 심각하다고 판단되는 경우 이를 막기 위해 오히려 부식 침전물을 유도하여 배관 내부에 보호막을 입히는 것이 유리한 경우가 많다. 이산화탄소가 물에 용해되면 탄소강 배관의 표면에서 Fe 성분과 반응하여 탄산철(FeCO₃, iron carbonate)이라는 침전물로 배관 표면에 침전된다. 이 침전물은 더 이상의 부식을 막아주는 필름 역할을 수행할 수 있다. 이 반응은 높은 온도 또는 높은 pH에서 나타날 수 있기 때문에 pH 안정화 방법으로 알려져 있으며, 노르웨이의 Troll 가스전에 성공적으로 적용된 사례가 있다. (Olsen *et al.*, 1999) Troll 가스전은 북해의 대형 가스전으로 1996년부터 운전에 들어갔으며, 천연가스중 이산화탄소 농도는 0.3% 이하이므로, 해상 플랫폼에서는 free water만을 제거하여 천연가스를 육상 플랜트로 이송하기로 결정하였다. 따라서 이산화탄소가 함유된 습성 가스가 65km의 길이의 배관을 통해 이송되어야 했으며, 배관의 직경은 36in이었다. 목표 부식율은 0.2mm/yr 이하로 유지하는 것이었다. 가스전 생산 초기에는 배관 내의 pH가 6 정도로 유지되면서 부식 침전물이 공정 설비에서 문제를 일으키는 경우가 발생했기 때문에, NaOH를 주입하여 pH를 7.4로 증가시켜서 부식율을 0.1mm/yr 이하로 감소시키고, 부식 침전물로 인한 더 이상의 심각한 피해를 방지하였다. 서호주의 Gorgon 가스전 같은 경우에도 pH를 높이기 위해 MDEA(Methyl Diethanolamine)를 주입하는 방법을 선택하였다. 앞서 설명한 바와 같이 서호주의 가스전들은 높은 CO₂ 농도를 보여주는 경우가 많기 때문에 부식 문제에 대처하기 위해 여러 가지 방법을 적용하고 있다. 그러나 이러한 보호 피막은 가스전의 운전 상황에 따라 충분한 보호막을 제공하지 못할 수 있다. Gorgon 가스전의 경우 상당기간 동안 생산수가 생산되지 않을 것으로 예측이 되지만, 만일 생산수가 나오기 시작하면 포함되어 있는 유기성 화합물로 인해 보호 피막이 제 역할을 수행하지 못할 것으로 판단되고 있다. 이 경우 지역적인 부식(localized corrosion)이 일어나게 되며, 전면부식일 때보다 문제가 더욱 심각할 수 있다. Gorgon 가스전의 경우 MDEA 주입을 통해 pH를 조절하면서 부식 문제를 해결하고, 만일 생산수가 생산되기 시작하는 경우에는 해당 생산정의 생산을 중단하려는 계획을 가지고 있다. 따라서 가스전 운영 엔지니어들은 지속적으로 생산수와 부식율을 모니터링 해야 하는 임무를 부여받은 상태이다.

pH 안정화가 적용되기 어려운 경우 탈산소제(oxygen

scavenger) 또는 부식 억제제(corrosion inhibitor)의 주입을 통한 화학적 처리를 생각해볼 수 있다. 이 방법은 대부분 유기성 화합물을 ppm 단위로 주입하면서 배관 표면에 부식을 방지할 수 있는 보호막을 형성하는 것이다. 이때 가스전의 유체 특성에 따라 최적화된 억제제를 찾는 것이 가장 중요하다. 천연가스의 조성과 유체 특성, 유동 양상 등의 정보를 바탕으로 부식율에 대한 정확한 모델링을 실시하고, 억제제의 성능을 실험실 규모의 장비를 이용해서 정확하게 평가해야 한다. 이들 억제제의 성능은 실험을 통해 정해진 주입 농도를 일정하게 유지할 때 확인할 수 있으며, 주입이 중단되는 경우 수 시간 또는 수일 이내에 배관의 부식이 시작될 수 있다.

부식을 최소화할 수 있는 재질의 배관을 이용하는 것도 부식 문제를 피할 수 있는 방법이다. 천연가스 이송을 위해서는 탄소강을 이용하는 것이 경제적이지만, 부식 문제가 심각하다면 부식억제합금(CRA, Corrosion Resistant Alloy)파이프를 생각해볼 수 있다. Duplex 22Cr의 고강도 스테인리스강, 904L, alloy 825 등의 니켈 합금, 티타늄, 그리고 9010 CuNi의 구리합금 등이 이용가능하다. CRA 파이프의 부식에 대한 저항성은 함유된 메탈의 성분 여에 따라 다르며, 내공식지수(PREN, Pitting Resistance Equivalent Number)로 평가된다. PREN이 45~50으로 부식 저항성이 가장 좋은 것이 27Cr alloy이며, 22Cr 또는 904L은 PREN 30~40으로 저항성이 우수하고, 13Cr alloy가 PREN 12~14로 저항성이 보통인 것으로 평가된다. Table 1의 가스전 중 CO₂ 농도가 높은 가스전의 경우 부식 억제제와 더불어 18in CRA rigid 배관을 이용해 천연가스를 플랫폼으로 이송할 예정이다. 재질은 22.6 mm 두께의 탄소강이지만, 내부에 CRA layer로 3.0 mm 두께의 alloy 825를 추가할 계획이다.

천연가스 생산 시스템 설계

지금까지 하이드레이트, 왁스, 부식 등이 어떤 문제를 야기하고, 이를 해결하기 위해 어떤 시스템 설계가 추가적으로 발생하는지 알아보았다. 이제 전체 천연가스 생산 시스템 설계 방안을 살펴보고, 유동안정성 확보 문제들이 어떤 추가적인 설계 변경 요인을 가져왔는지 살펴보자.

Ichthys 가스전의 경우 해상 플랫폼을 통해 천연가스를 생산한 후 처리 공정을 거쳐 육상 LNG 플랜트로 송출할 예정이다. 해저 생산 시스템은 250 m 정도의 비교적 천해에 설치될 예정이지만, 50개의 생산정이 13개의 manifolds로 연결되며, 각각의 manifolds에서 해상 플랫폼까지는 10개의 18in dual 배관이 설치된다. 배관은 다시 10개의 12in riser를 통해 해상 플랫폼에 연결된다. 전

원과 각종 억제제 등의 화학물질을 주입하기 위해 7개의 umbilical이 설치될 예정이다. (Ito and Sugaya, 2010) 해상 플랫폼에서는 생산정에서 생산된 천연가스와 물, 콘덴세이트를 분리하는 것이 주요 임무이다. 1단계 분리기(1st stage separator)에서 먼저 기상과 액상을 분리하여, 천연가스는 탈습장치에서 수분을 제거하고, 다시 수송 컴프레서를 거쳐 육상 LNG 플랜트로 export 배관을 통해 송출된다. 1단계 분리기에서 분리된 액상은 물과 콘덴세이트가 혼합되어 있다. 따라서 다시 3상 분리기와 코어레스서(coalescer)를 거치면서 콘덴세이트와 물을 분리한 후, 콘덴세이트는 탱크 또는 배관을 통해 수요처로 판매하고 물은 불순물을 처리하기 위한 별도의 처리 시설로 보내진다.

이 가스전은 하이드레이트와 왁스, 부식 문제를 모두 가지고 있다.

먼저 하이드레이트 문제를 해결하기 위해 선택한 방법은 MEG 주입이다. 따라서 rich MEG을 위한 저장 탱크(MEG 농도 50% 이하), lean MEG 탱크(MEG 농도 90% 이상), MEG 주입을 위한 펌프, MEG 재생 플랜트(MEG regeneration plant) 등이 해상 플랫폼에 추가되었다. MEG 저장을 위해서는 85,000bb1의 탱크를 이용한다. MEG은 해상 플랫폼에서 50개의 각 생산정 모두에 주입되어야 하므로, MEG을 이송하기 위한 별도의 6in 배관 4개가 해상 플랫폼에서 해저 distribution manifold까지 추가되었다.

왁스의 경우 구름점(cloud point)이 35°C로 나타났기 때문에 manifold와 해상 플랫폼을 연결하는 배관에 대한 단열을 실시한다. 단열은 0.25 mm FBE, 0.25 mm adhesive, 15 mm solid PP, PP foam 40 mm, 다시 solid PP 3.0 mm로 이루어진다. 이 단열은 50개의 생산정과 해상 플랫폼을 연결하는 총 연장 60km의 배관 전체에 이루어지므로, 추가적으로 발생한 가격이 매우 높다. 이와 더불어 해상 플랫폼의 1단계 분리기에서는 분리된 천연가스에 왁스 성분이 섞여있을 가능성에 대비하기 위해 가스의 온도를 60°C 수준에서 유지하여 왁스 생성을 피하고자 하며, 1단계 분리기와 콘덴세이트 분리기(condensate separator)의 연결 라인온은 70°C 이상으로 유지할 계획이다. 따라서 추가적인 열교환 장비가 요구된다. 해상 플랫폼의 chemical injection skid에 왁스 억제제가 소포제(antifoam), 메탄올, 스케일 억제제 등과 함께 준비되어 있을 예정이다.

부식 문제를 피하기 위해서는 배관의 내부에 CRA layer를 추가하였으며, 해상 플랫폼의 chemical injection skid에 탈산소제(oxygen scavenger)와 pH controller가 대기 상태에 있을 예정이다. 중요한 점은 부식 문제는 상

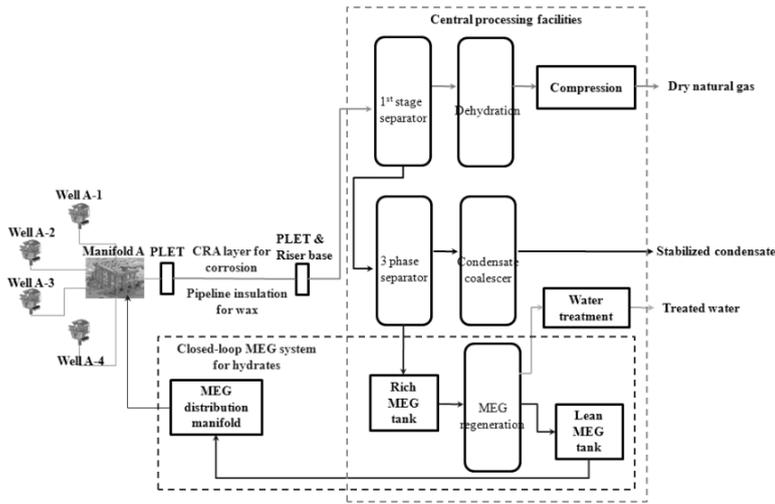


Fig. 6. Process flow diagram to process natural gas from wells.

기한 하이드레이트 문제와 밀접한 관련이 있다는 점이다. pH 제어에 사용되는 화학물질은 하이드레이트 억제제인 MEG에 용해되어 주입된다. 따라서 MEG이 재생 플랜트를 거쳐 다시 생산정에 주입되면, 함께 재생이 되어 주입되기 때문에 일정량 이상의 pH 안정제를 재생할 수 있는 장점이 있다. 반면에 MEG 재생 플랜트에 문제가 발생하여 작동이 중지되면, pH 제어 기능도 중단되므로 전체 생산 시스템이 하이드레이트와 부식 문제에 동시에 노출되는 단점이 있다. 또한 배관의 부식에 의해 생성된 탄산철이 MEG 재생 플랜트에 유입되는 경우 플래시 분리기(flash separator)에 침적이 되면서 재생 플랜트 운전의 장애를 유발할 수 있으며, 이로 인한 전체 생산 시스템의 중단과 보수/유지를 위한 추가 비용이 필요해진다. 따라서 부식 문제와 하이드레이트 문제를 전체 시스템의 운전과 함께 생각하여 설계하는 것이 중요하다. Fig. 6에서 가스전에 생산되는 천연가스를 processing하기 위한 공정 흐름도를 나타내었다. 하이드레이트와 왁스, 부식 문제로 인해 추가된 시스템들을 확인할 수 있다.

결론

이 논문에서는 천연가스 생산을 위한 해양 플랜트 설계과정에서 생산 유체의 물리 화학적 특성이 미치는 영향을 살펴보았다. 먼저 서호주 지역에 진행 중인 가스전 프로젝트들의 진행상황을 살펴보고, 생산되는 천연가스의 조성을 통해 생산 유체의 특성을 논하였다. 이어서 가스전 개발을 계획하는 단계에서의 고려 사항과 생산 시

스템 설계에서 유동안정성 확보 즉 Flow Assurance를 위해 고려해야할 사항을 함께 고찰하였다. 이와 더불어 서호주 지역의 가스전 프로젝트 진행 과정에서 상기한 사항들에 어떻게 대처하고 있는지를 기술하였다. 이 논문의 고찰 결과는 다음과 같이 요약할 수 있다.

1. 서호주 가스전 프로젝트 현황
: Carnavon basin의 NWS, Pluto, Gorgon 프로젝트 현황과 생산되는 천연가스의 조성을 살펴보고, Browse basin의 Browse, Ichthys 프로젝트 현황과 천연가스의 조성을 살펴보았다.
2. 가스전 개발 계획 시 고려사항
: 프로젝트의 개발 개념 설정단계에서는 생산제품, 저류층 생산 전략, 해상생산설비, 제품 생산량 등이 고려되어야 한다. 서호주 지역에서는 가스전의 규모 및 특성상 LNG 생산을 선호하고 있으며, pressure depletion 전략이 적용될 예정이다. 해상 생산 설비와 제품 생산량은 프로젝트를 진행하는 기업의 설계 철학과 가스전 규모에 따라 달라진다.
3. 생산 시스템 설계와 유동안정성 확보
: 해저 생산정에서 생산된 유체가 해상 생산설비로 이송되는 과정에서 겪을 수 있는 유동안정성 확보 관련 여러 가지 문제들 중 하이드레이트와 왁스, 그리고 부식 문제의 원인과 해결방안, 생산 시스템 설계에 미치는 영향을 살펴보았다. 서호주 지역의 가스전들이 해당 문제점들에 대해 어떤 해결 방안들을 선택하였는지 살펴보았다. Ichthys 가스전의 경우 하이드레이트

문제를 해결하기 위해서는 MEG 주입 및 재생 공정을 선택하였고, 왁스 문제를 피하기 위해서는 배관에 대한 단열을 실시하였으며, 부식 문제에 대응하기 위해서는 탄소강 배관에 CRA layer를 추가하는 방안을 선택하였다. 가스전 개발의 실제 설계에 대해 고찰함으로써 향후 관련 연구 및 사업 추진에 유용한 정보로 활용 가능할 것으로 사료된다.

사 사

This work was supported by Industrial Infrastructure Program (Infrastructure for Offshore Plant Resources R&D Center) through The Korea Institute for Advancement of Technology (KIAT) grant funded by the Korea government Ministry of Knowledge Economy (N009700001). This research was also partially supported by WCU (World Class University) program through the National Research Foundation of Korea funded by the Ministry of Education, Science and Technology (R31-2008-000-10045-0). This research was also partially supported by a Grant-in-Aid for Strategy Technology Development Programs from the Korea Ministry of Knowledge Economy (10038605). This work was also partially supported by the Global Leading Technology Program of the Office of Strategic R&D Planning (OSP) funded by the Ministry of Knowledge Economy, Republic of Korea. (10042424)

References

- Bai, Y. and Bai, Q., 2010, *Subsea Engineering Handbook*, 1st Ed., Vol. 1, Elsevier, Massachusetts, USA.
- Brustad, S., Loken, K. -P. and Waalman, J. G., 2005, "Hydrate Prevention using MEG instead of MeOH: Impact of experience from major Norwegian developments on technology selection for injection and recovery of MEG," *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, May 2-5, OTC 17355.
- Cameron, 2011, *Current Gas Hydrate Flow Assurance Strategies*, Cameron, Texas, USA, pp. 3-4.
- Department of Mines and Petroleum, 2011, *Petroleum in Western Australia*, Department of Mines and Petroleum, East Perth, Western Australia, pp. 7-8.
- Energy Quest, 2011, *Energy Quarterly*, Energy Quest, Adelaide, South Australia, pp. 74-80.
- International Energy Agency, 2011, *World Energy Outlook*, IEA, Paris, France.
- Ito, S. and Sugaya, S., 2010 "Outline of the Ichthys project in Australia and the Abadi project in Indonesia undertaken by Inpex," *16th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas*, ITE Group Plc., Oran, Algeria, April 18-21, Paper PS5-4.
- Jang, Y. H., Blanco, M., Creek, J., Tang, Y. and Goddard, W. A., 2007, "Wax Inhibition by Comb-like Polymers: Support of the Incorporation-Perturbation Mechanism from Molecular Dynamics Simulations," *J. of Physical Chemistry*, Vol. 111, No. 46, pp. 13173-13179.
- Kaczmarek, A. A. and Lorimer, S. E., 2001, "Emergence of Flow Assurance as a Technical Discipline Specific to Deepwater: Technical Challenges and Integration into Subsea Systems Engineering," *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, April 30-May 3, OTC 13123.
- Kwon, O.K., Ryu, S.S. and Sun, D.S., 2001, "Studies on production optimization and compressor installation with an integrated reservoir-network model for Donghae-1 gas field," *J. of the Korean Institute of Mineral and Energy Resource Engineers*, Vol. 38, No. 6, pp. 472-481
- Lake, W. L., 2006, *Petroleum Engineering Handbook*, 1st Ed., Vol. 6, Society of Petroleum Engineers, Texas, USA.
- Olsen, S., Dugstad, A., Lunde, O. and Gassanlegs, K., 1999, "pH-Stabilization in the Troll Gas-Condensate Pipelines," *CORROSION 99*, NACE International, San Antonio, Texas, April 25-30, Paper No. 19.
- Ryu, S.S., Sun, D.S. and Kwon, O.K., 2001, "A study on development options of Donghae-1 gas field Block 6-1, Offshore Korea," *J. of the Korean Institute of Mineral and Energy Resource Engineers*, Vol. 38, No. 2, pp. 84-90.
- Ryu, S.S. and Sung, W.M., 2000, "A study on the engineering aspects for the development of offshore gas fields," *J. of the Korean Institute of Mineral and Energy Resource Engineers*, Vol. 37, No. 6, pp. 465-472.
- Wilson, A., Overaa, S. J. and Holm, H., 2004, "Ormen Lange - Flow assurance challenges," *Offshore Technology Conference*, Houston, Texas, May 3-6, OTC 16555.



김 자 경

2012년 KAIST 기계공학과 공학사

현재 KAIST 해양시스템공학전공 석사과정
(E-mail; kjkwkrud@kaist.ac.kr)



양 동 우

현재 산업통상자원부 자원개발전략과 사무관
(E-mail; dwyang@mke.go.kr)



장 대 준

1991년 KAIST 화학공학과 공학사
1993년 KAIST 화학공학과 공학석사
1997년 KAIST 화학공학과 공학박사

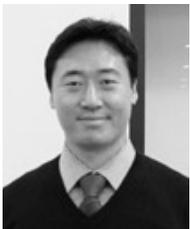
현재 KAIST 해양시스템공학전공 부교수
(E-mail; djchang@kaist.edu)



임 종 세

1991년 2월 서울대학교 자원공학과 공학사
1993년 2월 서울대학교 대학원 자원공학과
공학석사
1998년 2월 서울대학교 대학원 자원공학과
공학박사

현재 한국해양대학교 에너지자원공학과 교수
(E-mail; jslim@hhu.ac.kr)



서 유 택

1997년 KAIST 화학공학과 공학사
1999년 KAIST 화학공학과 공학석사
2003년 KAIST 화학공학과 공학박사

현재 KAIST 해양시스템공학전공 부교수
(E-mail; yutaek.seo@kaist.ac.kr)