



LNG-FPSO에서 상부구조물의 시스템 가용도를 고려한 해저 배관의 유동안정성 연구

김영민·최준호*·[†]이정환**

한국지질자원연구원 석유해저연구본부, *광성지엠(주), **전남대학교 에너지자원공학과 교수
(2020년 11월 2일 접수, 2020년 11월 27일 수정, 2020년 12월 2일 채택)

A Study on the Flow Assurance in Subsea Pipeline Considering System Availability of Topside in LNG-FPSO

Young-Min Kim·Jun-Ho Choi*·[†]Jeong-Hwan Lee**

*Petroleum&Marine Research Division, Korea Institute of Geoscience and Mineral
Resources, Daejeon 34132, Korea*

**Institute of Technology, Gwang-Sung GM, Hwasung-si, Gyeonggi-do 18269, Korea*

***Dept. of Energy and Resources Engineering, Chonnam National University, Gwangju
61186, Korea*

(Received November 2, 2020; Revised November 27, 2020; Accepted December 2, 2020)

요 약

본 연구에서는 LNG-FPSO 상부구조물의 시스템 가용도를 고려한 해저 유동관내 유동안정성 연구를 수행하였다. 이를 위해 PVCap 억제 성능 평가 실험, LNG-FPSO 상부구조물 가용도 분석, 유동관내 하이드레이트 위험도 평가, PVCap 주입 농도 산출로 구성된 하이드레이트 관리 전략을 수립하였다. 과냉각 온도 6.1, 9.2, 12.1°C에 따라 PVCap의 하이드레이트 지연시간을 측정함으로써 PVCap 주입 농도 결정에 필요한 실험 기준을 확보하였다. 시스템 가용도 분석을 통해 산출된 20년 동안의 LNG-FPSO 상부구조물의 가용도는 89.3%이며, 50시간의 가장 고장 시간이 연간 2.9회 발생하였다. 현장 자료를 이용하여 다상 유동 시뮬레이션을 위한 유동관 모델을 구축하였다. 다상 유동 시뮬레이션을 통해 하이드레이트 플러깅 위험도를 예측한 결과, 50시간의 생산 중단 조건에서는 23.2시간 만에 유동관 끝단에서 하이드레이트가 발생하는 것을 확인하였다. 하이드레이트 방지를 위해 PVCap 실험 결과를 기반으로 PVCap 주입 농도를 산출하였으며, 0.25 wt%의 PVCap을 연간 2.9회 주입하면 하이드레이트 플러깅을 방지할 수 있을 것으로 판단된다.

Abstract - This study presents flow assurance analysis in subsea pipeline considering system availability of topside in LNG-FPSO. A hydrate management strategy was established, which consisted of PVCap experiments, system availability analysis of LNG-FPSO topside, hydrate risk analysis in the pipeline, and calculation of PVCap injection concentration. The experimental data required for the determination of PVCap injection concentration were obtained by measuring the hydrate induction time of PVCap at the subcooling temperatures of 6.1, 9.2, and 12.1°C. The availability of LNG-FPSO topside system for 20 years was 89.3%, and the longest downtime of 50 hours occurred 2.9 times per year. The subsea pipeline model for multiphase flow simulation was created using field geometry data. As a result of risk analysis of hydrate plugging using subsea pipeline model, hydrate was formed at the end of flowline in 23.2 hours under the condition of 50 hours shutdown. The injection concentration of PVCap was determined based on the PVCap experiment results. The hydrate plugging in subsea pipeline of LNG-FPSO can be completely prevented by injecting PVCap 0.25 wt% 2.9 times per year.

Key words : LNG-FPSO, flow assurance, hydrate plugging, subsea pipeline, system availability, PVCap

[†]Corresponding author:jhwan@jnu.ac.kr

I. 서론

해양 가스전 개발 지역이 천해에서 심해로 확장됨에 따라 해상에서 안정적으로 천연가스 개발이 가능한 LNG-FPSO(liquefied natural gas-floating production storage and offloading unit)의 수요도 증가하고 있다. LNG-FPSO는 심해에 위치한 가스전에서 LNG 생산, 저장 및 출하가 가능한 해상 이동식 플랫폼로서, 상부구조물 시스템(topside system)에는 가스 생산, 유수분리, 전처리, 액화를 위한 생산설비가 설치되어 있는 것이 특징이다[1]. LNG-FPSO가 운영되는 심해의 해수온도가 낮기 때문에 고압의 유체가 해저 유동관을 통해 생산되면서 열손실이 발생하여 하이드레이트 발생 위험이 증가하게 된다. 하이드레이트는 고압, 저온 조건에서 가스 분자와 물 분자가 물리적으로 결합되어 형성된 고체 결정형 화합물로서, 하이드레이트 결정 입자의 응집(agglomeration)으로 인해 유동관내 플러깅이 발생하면 생산량 감소 및 시설물 손상을 초래할 수 있다[2-4]. 특히 LNG-FPSO 상부구조물의 생산설비 고장으로 인한 생산 중단 상황에서는 해저 유동관이 저온 환경에 장시간 노출되어 하이드레이트 발생 위험이 급격히 상승하게 된다. 따라서 유동관 내 하이드레이트 플러깅 관점에서 LNG-FPSO 상부구조물의 고장 특성을 분석하는 것이 중요하며, 고장 발생 주기와 유지보수 기간은 시스템 가용도(system availability) 분석을 통해 예측할 수 있다[5].

시스템 가용도는 분석하고자 하는 시스템이 정상적으로 사용 가능한 정도를 말하며, 정상적인 사용 시간을 고장 시간과 정상 사용 시간의 합인 전체 사용시간으로 나눈 값으로 나타낸다. 시스템 가용도 분석은 일반적으로 확률론적 접근방법인 몬테카를로(Monte Carlo) 시뮬레이션을 통해 수행한다. 이 기법은 생산 장비별로 특정한 확률분포를 따르는 일련의 난수를 이용하여 불특정 고장 상황을 모사하고, 이 과정을 반복적으로 수행하여 통계적으로 유의미한 해를 얻는 방법이다[5]. Kim 등[6]은 LNG-FPSO 상부구조물 시스템의 가용도 분석을 위해 몬테카를로 시뮬레이션을 수행하였고 다상 유동 시뮬레이션을 통한 유동관 내 하이드레이트 형성 위험도를 평가하여 하이드레이트 형성 방지를 위해 열역학적 억제제(thermodynamic hydrate inhibitors, THI)의 하나인 MEG(mono-ethylene glycol) 주입량과 주입 빈도를 산출하는 방법론을 제안하였다. THI는 하이드레이트 평형곡선(hydrate equilibrium curve)을 보다 낮은 온도와 높은 압력으로 변화시켜 하이드레이트

형성을 방지하는 방법이다[7-9]. 일반적으로 THI를 통해 안정적으로 하이드레이트를 억제시키기 위해서는 최대 50 wt%의 고농도 주입이 필요하기 때문에 경제적 비용 부담이 크다[10,11]. 반면에 저용량 하이드레이트 억제제(low-dosage hydrate inhibitor, LDHI)는 하이드레이트 평형곡선(hydrate equilibrium curve)을 변화시키지 않고 하이드레이트 결정 입자의 응집을 방해하여 플러깅 형성을 지연시키는 역할을 한다. LDHI는 1 wt% 이하의 낮은 주입량으로도 하이드레이트를 억제할 수 있어 운영 비용 절감 측면에서 THI를 대체할 억제제로 주목받고 있으며, 그 중에서도 동력학적 억제제(kinetic hydrate inhibitor, KHI)가 물 생산량에 구애받지 않아 현장에서 많이 사용되고 있다[12]. KHI는 고분자 기반의 화학물질로서 고분자 원자를 주축으로 각각 5각형과 7각형의 락탐고리로 구성된 Poly-vinylpyrrolidone(PVP), Poly-vinylcaprolactam(PVCap) 등이 있으며, PVP에 비해 PVCap의 하이드레이트 억제 효과가 높은 것으로 알려져 있다. PVCap은 하이드레이트 결정 표면에 흡착되어 결정의 응집을 방해함으로써 하이드레이트 플러깅을 지연시킨다[13].

하이드레이트 평형곡선을 변화시키지 않는 KHI의 특성상 억제제 주입농도와 과냉각 온도(subcooling temperature)에 따라 KHI의 하이드레이트 억제 성능이 크게 변하게 된다[14]. 과냉각 온도는 하이드레이트 평형온도와 냉각된 유체 온도의 차이로 정의되며, 과냉각 온도가 0 이상이면 유체 온도가 하이드레이트 평형온도보다 더 낮다는 것을 의미한다. 과냉각 온도가 증가할수록 열역학적인 하이드레이트 반응을 촉진시켜 하이드레이트가 더 빠르게 형성된다. 일반적인 KHI의 유효 과냉각 온도 범위는 약 8~10°C이며, 12°C 이상의 과냉각 온도에서는 하이드레이트 형성이 빠르게 이루어지기 때문에 KHI의 하이드레이트 억제 효율이 현저히 감소하게 된다[15]. 따라서 과냉각 온도는 KHI의 주입량 산정에서 중요한 요인으로 작용한다.

최근에는 KHI 억제제와 시스템 가용도 분석을 활용하여 하이드레이트 플러깅 관리 전략을 수립한 연구도 수행된 바 있다. Afonso[16]는 상부구조물 가용도를 고려한 다상 유동 시뮬레이션을 통해 하이드레이트 플러깅 발생 위험도를 판단하고, 대표적인 KHI인 PVCap의 주입량을 추정하는 방법론을 제안하였다. Kim 등[17]은 해상 플랫폼 상부구조물 시스템의 시스템 가용도를 고려한 해저 다상 유동 시뮬레이션을 통해 하이드레이트 플러깅 발생 위험도를 평가하고, 플러깅 방지를 위한 KHI 주입량을 MEG 주입량과

비교하여 경제성을 평가하였다. 그러나 현재까지의 선행연구에서는 MEG에 국한된 억제제 주입량을 판단하거나[6], KHI 주입량 결정 시 실험을 통해 KHI의 억제 성능을 확인하는 과정이 수행되지 않았다는 한계점을 가지고 있다[16,17]. 또한 LNG-FPSO에 대한 높은 관심과 수요에도 불구하고 이를 대상으로 KHI를 이용한 하이드레이트 플러깅 방지에 대한 연구는 수행되지 않았다.

KHI 주입 농도를 결정할 때 중요한 요인은 하이드레이트 지연시간(induction time)으로, KHI 주입 농도는 해양 가스전에서 하이드레이트 플러깅을 지연시켜야 하는 필요시간에 따라 상이하다. 특정 시간만을 대상으로 KHI 주입 농도를 산정하여 억제제가 과소 주입되는 경우에는 하이드레이트 플러깅을 방지할 수 없으며, 과다하게 주입되면 비용적인 효율이 감소하게 된다. 따라서 상부구조물의 고장 상황과 운영 시나리오에 따라 KHI 주입 농도를 정량적으로 결정하기 위해서는 해양 가스전의 다양한 생산 환경 및 억제제 주입 조건에 따라 하이드레이트 지연시간을 측정해야 한다.

이에 본 연구에서는 하이드레이트 반응 실험을 통해 PVCap 성능에 영향을 미치는 인자인 주입 농도, 과냉각 온도에 따라 하이드레이트 지연시간을 측정하여 PVCap 주입 농도 결정에 필요한 실험 기준을 수립하고자 한다. 또한 LNG-FPSO 상부구조물의 시스템 가용도 분석 및 해저 유동관의 다상 유동 시뮬레이션을 통해 하이드레이트 플러깅 위험도를 평가하고 PVCap 주입 농도를 산정함으로써 해양 가스전의 유동안정성(flow assurance) 확보 전략을 수립하고자 한다.

II. PVCap을 이용한 LNG-FPSO 유동안정성 확보 절차

Fig. 1은 PVCap을 이용한 LNG-FPSO의 유동안정성 확보 절차를 나타낸 것으로 크게 PVCap 억제 성능평가 실험, 시스템 가용도 분석, 해저 유동관 시뮬레이션, PVCap 주입 농도 산정으로 구분된다.

PVCap을 이용하여 하이드레이트를 방지하기 위해서는 주입 농도, 과냉각 온도 등에 따라 하이드레이트 지연시간을 측정해야 한다. 본 연구에서는 고압 하이드레이트 반응 실험 장치를 이용하여 해양 가스전의 다양한 생산환경 및 억제제 주입 조건에 따른 PVCap 억제 성능평가 실험을 수행하였다. 실험장치는 크게 부스터 펌프를 통한 가스 공급 및 유지, 하이드레이트 실험기 내의 하이드레이트 형성, 하이드레이트 형성을 위한 온도 조절 및 주

변기기로 구성된다. PVCap을 이용한 하이드레이트 반응 실험은 정압 조건(constant pressure method)을 유지한 상태에서 실시하며, 마그네틱 드라이브(magnetic drive)를 통해 고압 반응기 내 임펠러(impeller)를 회전시켜 하이드레이트 형성을 유도한다. 하이드레이트 형성 시, 반응기 내 가스가 소모되고 정압을 유지하기 위해 부스터 펌프에서 반응기로 가스가 주입되게 된다. 이때 고압 반응기에 설치된 MFM(mass flow meter)을 통해 소모된 가스량을 측정하여 PVCap 주입 농도, 과냉각 온도에 따른 하이드레이트 지연시간을 도출할 수 있다.

두 번째 단계는 LNG-FPSO 상부구조물의 시스템 가용도 분석이다. LNG-FPSO의 가용도 분석을 위해서는 상부구조물 공정 가운데 생산과 관련된 주요 모듈을 선정하고, OREDA(offshore and onshore reliability data) 데이터베이스를 활용하여 모듈 내 장비들의 고장률(failure rate), 평균수리시간(mean time to repair, MTTR) 등 신뢰성 데이터(reliability data)를 수집해야 한다[18]. OREDA 데이터베이스는 석유·천연가스산업에서 사용되는 설비의 고장사례를 분석한 통계자료로서, 상부구조물을 구성하는 생산 설비의 고장률, 고장상태, 수리시간 등 신뢰도 관련 자료를 취득할 수 있다. 신뢰성 데이터를 토대로 몬테카를로 시뮬레이션을 수행함으로써 시스템 가용도를 추산하고, LNG-FPSO 상부구조물 시스템

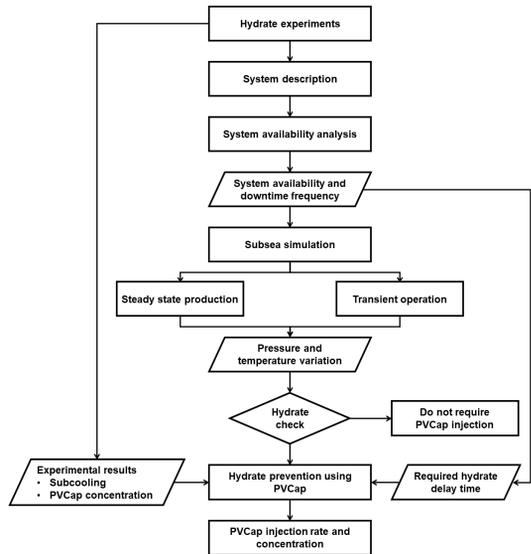


Fig. 1. Procedure for establishing hydrate management plan.

운영 중 발생할 수 있는 고장 시간과 고장횟수를 산출할 수 있다.

세 번째 단계는 하이드레이트 플러깅 위험도 평가를 위한 해저 유동관의 다상 유동 시뮬레이션이다. 해저 유동관은 정두(wellhead)에서 상부구조물까지 오일, 가스 등 생산유체를 수송하는 역할을 하며, 다상 유동 시뮬레이션을 통해 유동관 구조, 생산유체 특성, 외기조건 등에 따른 하이드레이트 플러깅 위험도를 분석할 수 있다. 본 연구에서는 슬립버저(Schlumberger)사의 OLGA 소프트웨어를 이용하여 가상의 LNG-FPSO 유동관 모델을 구축하고, 생산 운영 시나리오에 따라 하이드레이트 등 유동안정성을 분석하였다. 생산 운영 시나리오는 정상상태(steady-state) 생산과 생산 중단(shutdown)으로 구분하였다. 정상상태 생산에서는 생산 유체와 외기와의 열교환 시간이 짧아 유체 온도가 비교적 높게 유지되기 때문에 하이드레이트 플러깅 위험도는 상대적으로 낮다. 반면에 상부구조물 고장에 따른 생산 중단 상태에서는 해저 유동관이 외기조건에 그대로 노출되면서 유체가 냉각되어 하이드레이트 플러깅 발생 위험도가 급격히 증가하게 된다. 시스템 가용도를 통해 분석한 가장 고장 시간동안 생산 중단 시뮬레이션을 수행하고 하이드레이트 위험도를 분석한다. 이때 유체 온도가 하이드레이트 생성 영역으로 들어가는 시간을 터치다운 시간(touch-down time)으로 정의하고, 생산 중단 시뮬레이션 동안 터치다운이 발생하면 하이드레이트 플러깅이 발생한다고 판단한다.

해저 유동관 시뮬레이션을 통해 하이드레이트 플러깅 위험도가 높다고 판단되면 하이드레이트 억제제 실험결과를 기반으로 PVCap 주입량을 결정해야 한다. 터치다운 시간부터 생산 재개 시점까지 하이드레이트 플러깅을 지연시켜야 하며, PVCap의 하이드레이트 지연시간은 이 기간보다 길어야 한다. 이를 위해 유동관 시뮬레이션에서 확인된 과냉각 온도보다 높은 실험결과를 선택하고, 고장 시간과의 비교를 통해 하이드레이트 지연 요구시간을 충족하는 PVCap 농도를 선정할 수 있다.

III. LNG-FPSO 유동안정성 분석

3.1. PVCap 억제 성능평가 실험

PVCap 억제 성능평가를 위해 과냉각 온도 변화에 따른 PVCap 농도별 하이드레이트 지연시간을 측정하였다. 하이드레이트 실험 시스템 사진과 구조도는 각각 Fig. 2, Fig. 3과 같다. 실험 시스템은 하이드레이트 반응기, 부스터 펌프를 비롯한 주입부,

향온수조, 자료취득장치로 구성된다. Table 1은 PVCap의 하이드레이트 억제 성능 평가를 위한 실험조건을 나타낸 것이다. 실험가스로는 순도 99.99% 메탄(CH₄) 가스를 이용하였으며, 실험 압력은 100 bar로 설정하였다. 실험용액은 120 ml의 탈이온수(deionized water)에 상용 PVCap인 Luvicap-EG(BASF 社)를 농도별로 첨가하여 제조하였다. 일반적으로 사용되는 PVCap의 최대농도인 1 wt%를 기준으로 0.1~1 wt% 구간을 세분화하여 실험조건을 설정하였다.

실험에서 과냉각 온도는 하이드레이트 평형온도와 실험온도의 차이이며, 해저 유동관에서는 하이드레이트 평형온도와 관내 생산유체의 온도의 차이로 정의할 수 있다. 정상상태 또는 생산 중단 상황에서 해저 유동관이 해저면의 수온에 노출되는 시간에 따라 생산유체의 열손실 정도와 과냉각 온

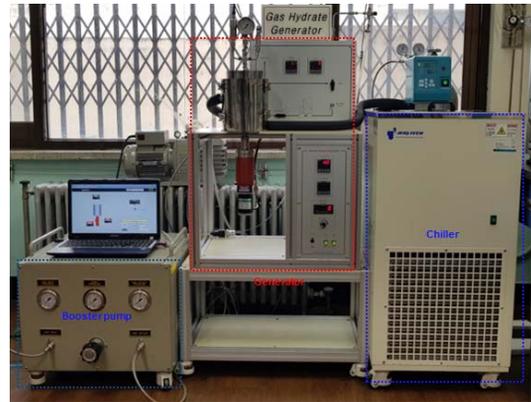


Fig. 2. Hydrate generator

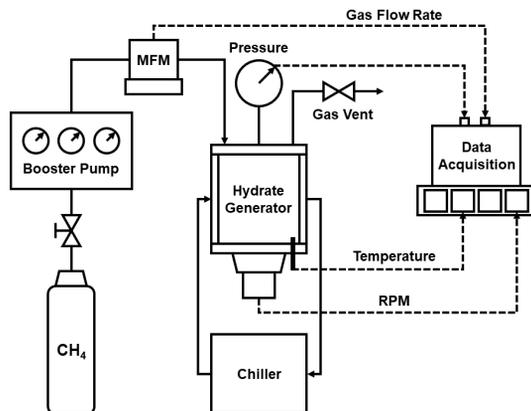


Fig. 3. Schematic diagram of hydrate generator

도가 달라진다[14]. 본 실험에서는 Luvicap-EG의 유효 과냉각 온도 범위인 8~10℃를 포함하는 다양한 과냉각 온도 조건에서 억제제의 성능을 평가하고자 과냉각 온도를 6.1℃, 9.2℃, 12.1℃로 설정하였다. 이때 과냉각 온도의 기준이 되는 하이드레이트 평형곡선은 CSMHYD 프로그램을 통해 산출하였다. 하이드레이트 실험은 하이드레이트 영역 밖에서 시작해야 하기 때문에 100 bar에서 메탄 100%인 가스의 하이드레이트 평형온도인 13.6℃를 고려하여 실험 시작온도를 15.5℃로 설정하였다. 이때 과냉각 온도가 6.1℃인 경우, 실험온도는 하이드레이트 평형온도보다 6.1℃ 낮은 7.5℃로 설정하게 된다. 이와 같은 방식으로 과냉각 온도에 따른 실험

온도를 설정하였다. 실험 효율을 위해 지연시간 측정은 최대 100시간까지만 수행하고, 이 시간을 초과하는 경우에는 물리적으로 의미가 없는 수치로 판단하였다.

과냉각 온도에 따른 PVCap 농도별 지연시간 측정 결과는 Fig. 4와 같다. PVCap이 첨가되지 않은 탈이온수 조건(0 wt%)에 비해 PVCap 첨가 후 지연시간이 증가하는 것을 확인하였으며, 과냉각 온도와 관계없이 PVCap의 농도가 증가함에 따라 하이드레이트 지연시간이 증가하는 경향을 보였다. 과냉각 온도 6.1℃ 조건에서 최대 지연시간은 5,560분으로 측정되었으며, 0.5 wt%를 초과하는 경우 100시간 내에서 지연시간이 측정되지 않았다. 과냉각 온도가 9.2℃와 12.1℃로 증가하는 경우, PVCap 0.5 wt%에서의 지연시간은 각각 1,064분, 645분으로 감소하였다. 이와 같이 과냉각 온도 조건에 따라 PVCap 억제 성능이 크게 변화되기 때문에 PVCap 주입량 산정 시 과냉각 온도를 필수로 고려해야 한다.

Table 1. Experimental conditions for hydrate formation

Parameter	Value
Pressure	100 bar
Inhibitor	PVCap(Luvicap-EG, BASF)
PVCap concentration	0.1, 0.25, 0.5, 0.75, 1.0 wt%
Subcooling temperature	6.1, 9.2, 12.1℃
Start temperature	15.5℃
Rotating speed	550 rpm

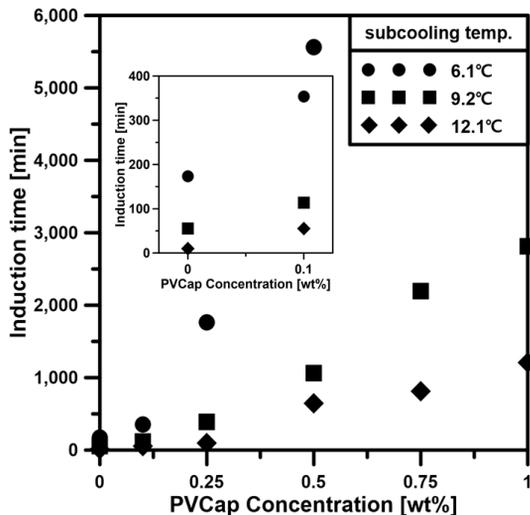


Fig. 4. Hydrate induction time with increase on subcooling and PVCap concentration

3.2. 시스템 가용도 분석

LNG-FPSO의 시스템 가용도 분석을 위해 선행 연구[5]의 상부구조물 공정 모델을 활용하였다. Fig. 5의 공정 모델은 생산설비뿐만 아니라 하역, 저장 등과 관련된 총 13개의 모듈로 구성되어 있으나, 본 연구에서는 생산 중단과 직접적으로 연관된 시스템의 가용도 분석을 위해 LNG-FPSO 상부구조물 생산공정의 핵심모듈인 인입시설(inlet facility), 전처리(pre-treatment), 액화(liquefaction), 냉각(refrigeration), 분리(fractionation), 컨덴세이트 안정화(condensate stabilizer), 연료 가스 압축(fuel gas compression) 등 7개의 모듈을 선정하였다.

LNG-FPSO 상부구조물 모듈 구성요소별 고장률 및 MTTR 자료는 OREDA Handbook을 통해 취득하였으며[19], 상부구조물의 현실적인 작동 시기를 고려하여 총 20년간의 가용도를 분석하였다. 몬테 카를로 시뮬레이션에 의해 도출된 전체 상부구조물의 시스템 가용도는 89.3%로 계산되었다. 시스템

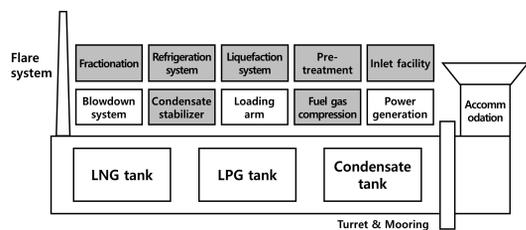


Fig. 5. Configuration of topside system in LNG-FPSO [6]

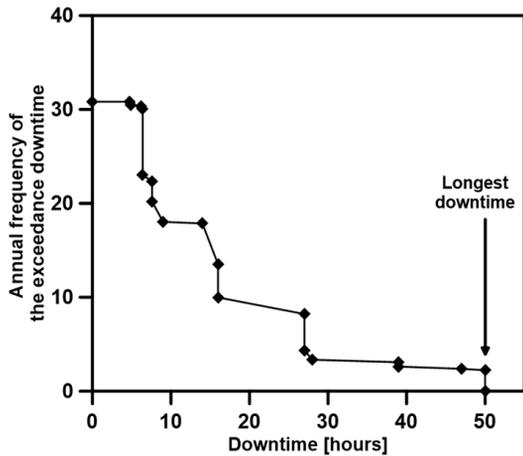


Fig. 6. Annual frequency of the exceedance downtime.

가용도 분석 시, 시스템의 상태는 고장 또는 정상 운영으로만 구분하였고 장비의 여분(redundancy)은 고려하지 않았다. Fig. 6은 상부구조물의 고장 시간에 따른 연간 발생 빈도를 나타낸 것이다. 상부구조물 시스템의 최장 고장 시간은 50시간으로 추정되며, 50시간 동안의 연간 고장 빈도는 2.9회로 예상된다. 이때 47시간의 고장 빈도는 연간 3.0회, 39시간의 고장 빈도는 연간 4.5회, 28시간의 고장 빈도는 연간 4.7회 발생하는 것을 알 수 있다. 가용도 분석 결과는 고장 시간별로 하이드레이트 위험도를 분석하고 억제제 주입량을 정량적으로 산출하는데 활용하였다.

3.3. 해저 유동관 유동안정성 분석

본 연구에서는 호주 브룸(Broome) 북서부에서 475 km 떨어진 해저에 위치한 Prelude FLNG 생산 현장의 유동관 길이자료를 이용하여 해저 유동관 모델을 구성하였다(Fig. 7). 유동관에서 라이저까지의 거리는 약 4,000 m, 라이저에서부터 LNG-FPSO까지의 거리는 260 m 이다. Prelude FLNG 프로젝트의 생산 유정은 총 7개로 구성되어 있으며, 매니폴드(manifold), 해저 유동관, 라이저 하부 매니폴드, 플렉시블 라이저(flexible riser), 유정 제어 시설 등이 포함된다.

Table 2는 다상 유동 시뮬레이션 모델의 유동관과 라이저 특성을 정리한 것이다. 유정에서 상부구조물까지의 유동관 구조는 Fig. 8과 같으며, 하나의 유동관과 라이저를 포함하여 모델을 구성하였다. 정두는 수심 250m에 위치하며, 정두에서부터 상부구조물 시스템까지의 파이프 길이는 4,000m, 파이

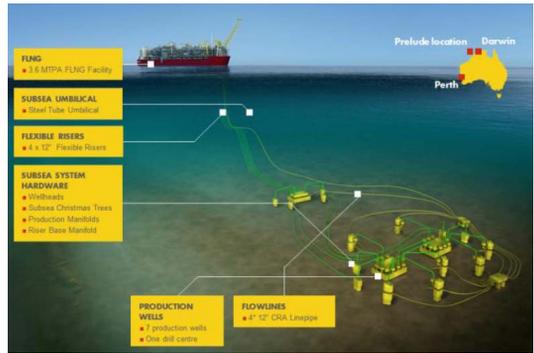


Fig. 7. Schematic diagram of Prelude FLNG project. [20]

Table 2. Pipeline geometry and production properties

Parameter		Value
Flowline	Pipe length	4,000 m
	Inner diameter	304.8 mm
	Pipe thickness	9 mm
	Insulation thickness	20 mm
Riser	Pipe length	260 m
	Inner diameter	304.8 mm
	Pipe thickness	7.5 mm
Production condition	Produced fluid	Gas, water
	Gas composition	CH4 100%
	Inlet pressure	86.5 bar
	Inlet temperature	70°C
	Separator pressure	80 bar
	Gas rate	3,647,350 Sm ³ /day
	Water rate	70 Sm ³ /day
Ambient condition	Depth of seabed	250 m
	Seabed temperature	8°C
	Topside temperature	28.8°C

프 직경은 304.8mm이다. 가스전에서 생산된 탄화수소는 100% 메탄가스로 가정하였고, 정두 압력은 86.5 bar, 생산 유체 온도는 70°C로 설정하였다. 하

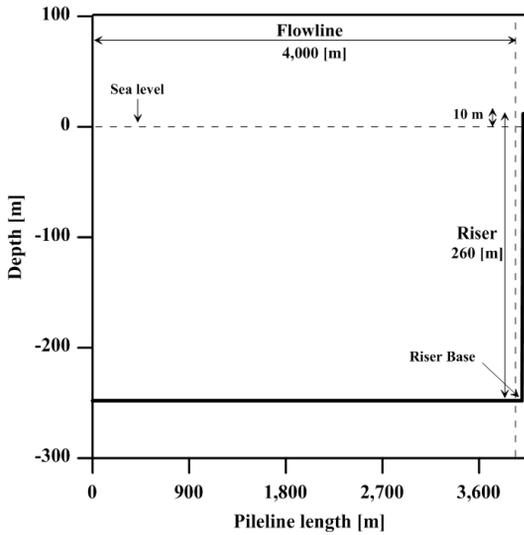


Fig. 8. Geometry profile of flowline and riser.

이드레이트 형성 환경을 모사하기 위해 유동관 설치 심도에서의 주변 평균 해수 온도는 8°C로 가정하였다.

유동관 모델에서 하이드레이트 위험도를 평가하기 위해 정상상태와 생산 중단 시나리오에 따라 다상 유동 시뮬레이션을 수행하였다. Fig. 9는 정상상태 운영에서 유동관 길이에 따른 압력과 온도 변화를 나타낸 것으로, 정두와 연결된 유동관 시작 부분의 압력 및 온도는 정두 입력조건과 같이 86.5 bar, 70°C이다. 4,000 m의 유동관을 통해 생산 유체가 이동하면서 열손실이 발생하여 62°C까지 냉각되었으며, 압력도 85 bar까지 감소하였다. 85 bar에서의 하이드레이트 형성 온도는 약 12°C이므로 정상상태 생산 조건에서는 유동관내 유체 온도가 하이드레이트 형성 온도보다 높게 유지된다. 이 조건에서 유동관의 절연 시스템은 유체 온도를 하이드레이트 형성 영역 밖으로 유지하기에 충분하다. 따라서 정상상태 운영 시에는 억제제 주입이 필요하지 않다.

LNG-FPSO 상부구조물 장비의 고장으로 인한 생산 중단 상황에서 유동관내 유체 냉각 정도 및 하이드레이트 형성의 위험도를 분석하기 위해 다상 유동 시뮬레이션을 수행하였다. 가스 생산의 전체 수명 시간(lifetime)에 대해 시뮬레이션을 수행하는 것은 불가능하므로, 시스템 가용도 분석을 통해 취득한 50시간의 최장 고장 시간을 고려하여 생산 중단 상태를 모사하였다. Fig. 10은 생산 중단 상태에서 유동관의 압력과 온도 변화를 나타낸 것이다.

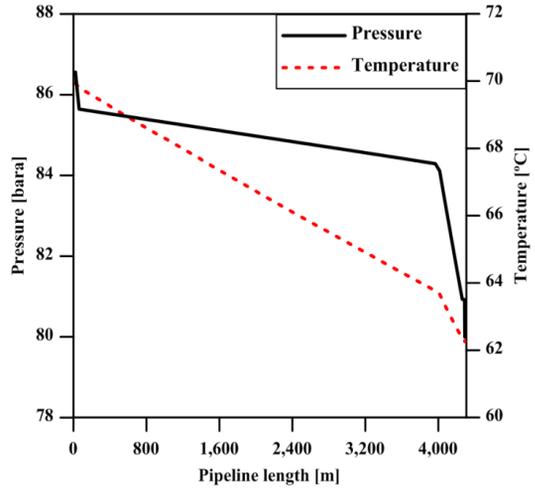


Fig. 9. Pressure and temperature profiles along the pipeline during steady state operation.

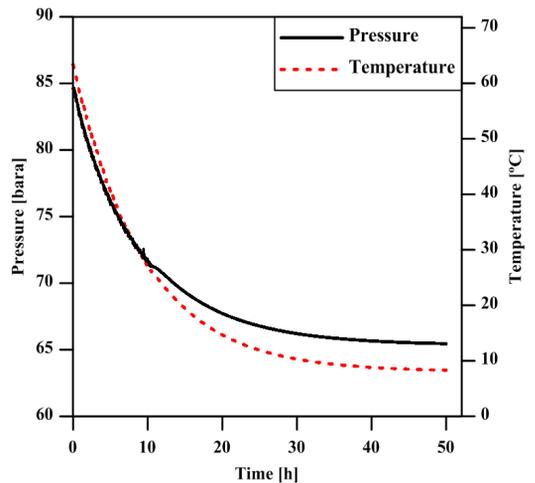


Fig. 10. Pressure and temperature profiles in the end of flowline during shutdown condition.

상부구조물 우발 고장 상황에서 해저의 초크 밸브를 닫아 가스 생산이 중단되면 유동관이 외기에 그대로 노출되면서 온도와 압력이 감소하게 된다. 생산 중단 전 유동관 끝단은 85 bar에서 62°C의 온도를 유지하지만, 상부구조물의 유지보수 시간동안 압력은 65 bar, 온도는 8.2°C까지 감소하게 된다. 유체 온도는 최종적으로 외기온도 수준까지 감소하게 되며 이는 생산 시스템이 외부 해저 온도와 유체

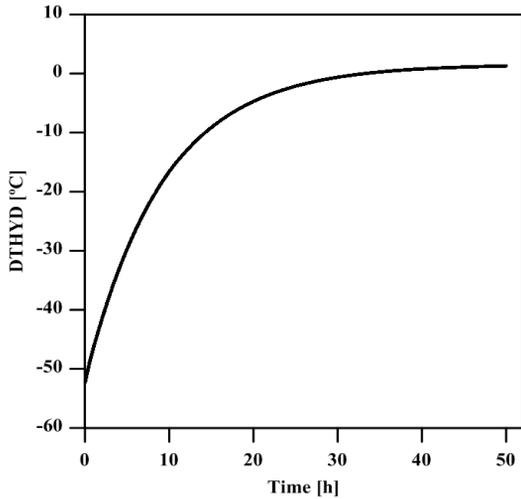


Fig. 11. DTHYD in the end of the flowline during shutdown condition.

사이의 열 전달로 인한 열 평형 상태에 도달한 것을 의미한다. 그 결과 생산 중단 시간동안 생산 시스템의 열 절연이 충분하지 않아 유동관 내 유체는 하이드레이트 형성 영역으로 들어가게 된다.

유동관 내 하이드레이트 형성 유무는 OLGA의 출력 변수인 DTHYD로 판단할 수 있다. DTHYD는 특정 구역의 운영 압력에서 유체 온도와 하이드레이트 형성 온도 차인 과냉각 온도를 나타낸다. 유체 온도가 하이드레이트 평형 온도보다 낮을 때 DTHYD는 양의 값을 나타내며, 이 상태에서 유체는 하이드레이트 형성 영역에 존재하게 된다. Fig. 11은 하이드레이트의 발생여부를 판단하기 위해 유체 온도 조건이 가장 낮은 유동관 끝단에서 DTHYD를 나타낸 것이다. 생산 중단 직후의 DTHYD는 -50°C 보다 낮기 때문에 생산유체 온도가 하이드레이트 형성 영역에서 상당히 벗어나 있음을 알 수 있다. 그러나 생산 중지 상태 동안 유체의 온도는 점차 냉각되어 50시간 경과 후 DTHYD는 최대 1.26°C 로 나타난다. 또한 하이드레이트 형성 온도에 최초로 도달하는 시점인 터치다운 타임은 23.2시간으로 확인되었다. 따라서 LNG-FPSO에서 23.2시간 이상의 고장 발생이 예상되는 경우, 유동관 내 하이드레이트 플러깅 방지를 위해 PVCap 주입이 필요하다.

3.4. PVCap 주입 농도 산정

유동관내 유체 온도와 압력이 하이드레이트 플러깅 생성 조건에 도달함에 따라 PVCap을 주입할 경우, 유정 폐쇄에 의한 고장 시간동안 하이드레이트

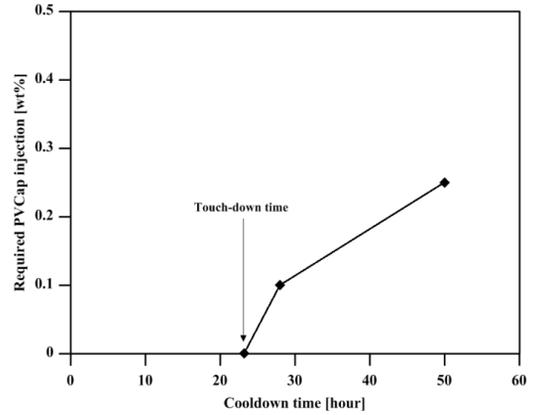


Fig. 12. Required PVCap concentration during the cooldown time.

트 플러깅을 충분히 지연시킬 수 있어야 한다. OLGA에서는 PVCap의 효과를 반영할 수 없으므로 Fig. 4의 실험 결과를 이용하여 해저 유동관에서 요구되는 지연시간을 만족하는 PVCap 주입 농도를 결정하였다. 이때 실험 결과는 시뮬레이션에서의 최대 과냉각 온도와 유사해야 한다. 생산 중단 상황에서 최대 과냉각 조건은 Fig. 9와 같이 1.26°C 이며, 이와 가장 근접한 6.1°C 조건의 과냉각 온도 실험 결과를 PVCap 주입 농도 산정에 활용하였다.

Fig. 12는 유정 폐쇄 조건에서 필요한 PVCap 주입 농도를 정리한 것이다. 유동관 내 유체의 냉각 시간(cooldown time)이 터치다운 시간보다 길 경우 유동관으로 PVCap을 주입해야 한다. 터치다운 시간 전의 짧은 고장 시간의 경우, 하이드레이트 형성 이전에 유지보수를 해결할 수 있기 때문에 시스템 내 억제제 주입이 필요하지 않다. 따라서 터치다운 시간 이후의 시간을 지연시간 결과와 비교하여 PVCap 주입 농도를 산정하였다. 터치다운 시간 이후 PVCap 0.1 wt%를 주입하면 하이드레이트 플러깅을 4.8시간 동안 지연시킬 수 있다. 따라서 28시간의 고장까지는 PVCap 0.1 wt% 주입을 통해 하이드레이트를 방지할 수 있으나, 최장 고장 시간까지 하이드레이트 플러깅을 지연시키기에는 충분하지 않다. 터치다운 시간부터 50시간의 최장 고장 시간까지는 26.8시간의 지연시간이 확보되어야 하며, 이를 만족하는 PVCap 농도는 0.25 wt%임을 실험 결과를 통해 확인할 수 있다.

Fig. 6의 시스템 가용도 분석결과와 Fig. 12의 고장 시간별 억제제 주입량 산출결과를 비교하면 Fig. 13과 같이 PVCap 주입 농도에 대한 연간 주입 필요 횟수를 분석할 수 있다. PVCap 연간 주입횟

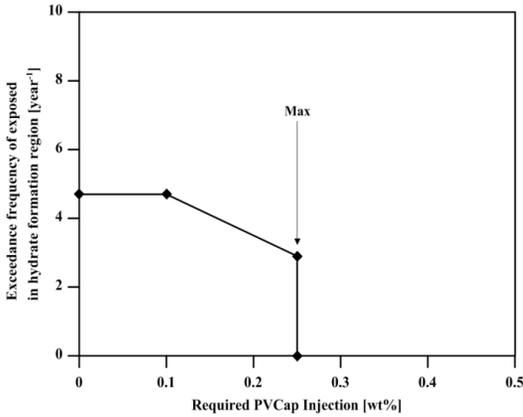


Fig. 13. Exceedance frequency of exposed to hydrate formation region and the required PVCap concentration.

수는 하이드레이트 플러깅 위험 관리 전략을 수립하기 위해 필요하다. 시스템 가용도를 고려했을 때, 20년 동안 PVCap 0.1 wt%는 94회 주입해야 하며, 연간 주입 횟수로는 4.7회임을 알 수 있다. 최장 고장 시간을 고려할 경우, Fig. 12와 같이 PVCap의 주입 농도는 0.25 wt%이며, 20년 동안 58회 주입되어야 한다. 따라서 0.25 wt%의 PVCap을 연간 2.9회 주입하는 경우 LNG-FPSO의 최장 고장 시간 동안 하이드레이트 플러깅을 완전히 지연시킬 수 있다. 이와 같이 PVCap 억제 성능 평가 실험결과와 시스템 가용도, 다상 유동 시뮬레이션 분석결과를 활용하면 해양 가스전에서 필요한 PVCap 주입 농도를 정량적으로 산출하여 하이드레이트 방지 전략을 수립할 수 있다.

IV. 결론

본 연구에서는 LNG-FPSO의 시스템 가용도를 고려하여 해저 유동관 내 유동안정성 확보를 위해 KHI를 주입함으로써 하이드레이트 플러깅 방지 방안을 도출하였다. 연구를 통해 도출된 결론은 다음과 같다.

(1) PVCap을 이용한 LNG-FPSO 유동안정성 확보를 위해 PVCap 억제 성능 평가 실험, LNG-FPSO 상부구조물 시스템 가용도 분석, 해저 유동관 하이드레이트 위험도 평가, PVCap 주입 농도 산출을 포함하는 하이드레이트 플러깅 방지 절차를 수립하였다.

(2) 과냉각 온도 6.1, 9.2, 12.1°C에 따라 PVCap 농도별 하이드레이트 지연시간을 실험적으로 측정하였다. 6.1°C의 과냉각 온도에서 PVCap 0.5 wt%는 5,560분의 하이드레이트 지연이 가능한 반면 12.1°C 과냉각 온도에서는 지연시간이 645분으로 PVCap의 억제 성능이 크게 감소하였다.

(3) LNG-FPSO 상부구조물 중 생산과 직접적으로 관련된 7개의 모듈의 시스템 가용도를 분석하였다. 몬테카를로 시뮬레이션 결과, 시스템 가용도는 89.3%였으며, 20년의 운영 기간 동안의 최장 고장 시간은 50시간으로 연간 2.9회 발생하였다.

(4) 다상 유동 시뮬레이션을 이용하여 하이드레이트 플러깅 위험도를 예측한 결과, 정상상태 운영에서는 생산유체 조건이 하이드레이트 형성 영역에 도달하지 않아 하이드레이트 발생 위험이 없었다. 그러나 50시간의 생산 중단 조건에서는 23.2시간 만에 유동관 끝단에서 하이드레이트가 발생하는 것을 확인하였다.

(5) PVCap 실험 결과를 활용하여 LNG-FPSO 해저 유동관내 하이드레이트 플러깅을 방지하기 위한 PVCap 주입 농도를 산출하였다. 최장 고장 시간의 경우, 0.25 wt%의 PVCap을 연간 2.9회 주입하면 LNG-FPSO의 해저 유동관에서 하이드레이트 플러깅을 완전히 지연시킬 것으로 판단된다.

본 연구를 통해 도출된 LNG-FPSO 하이드레이트 방지 절차는 향후 PVCap을 이용한 유동관내 하이드레이트 플러깅 방지 전략 수립에 활용 가능할 것으로 기대된다.

감사의 글

본 연구는 2017년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20172510102150). 또한 본 연구는 한국지질자원연구원의 주요사업(20-3311, 국내 대륙붕 3차원 석유시스템 평가 및 세일가스전 EGR+ 원천기술 개발)의 일환으로 수행되었습니다.

REFERENCES

[1] Lee, S., Kang, D., Lee, J., and Lee, S., "A Study on the Development of Maintenance System for Equipment of LNG-FPSO Ship", *Journal of the Korean Society of Marine Environment and Safety*, 22(2), 233-239, (2016)

[2] Carroll, J., *Natural Gas Hydrates A Guide For*

- Engineers, Gulf Professional Publishing, Elsevier, USA, 17-23, (2014)
- [3] Lee, J., Baek, Y., and Sung, W., "A Study on the Formation of Hydrate Plugging due to water molecules in High Pressure and Low Temperature Gas Pipeline", *KIGAS*, 6(1), 38-45, (2002)
- [4] Lee, J., Baek, Y., and Sung, W., "The Kinetics on Hydrate Formation in Pipelines", *Energy Sources, Part A*, 27(9), 875-885, (2005)
- [5] Zio, E., *The Monte Carlo Simulation Method for Reliability and Risk Analysis, Series in Reliability Engineering*, Springer, London, (2013)
- [6] Kim, J., Chang, D., Chang, K., and Noh, Y. "Determination of Hydrate Injection Rate for Flowline Based on Monte Carlo Method", *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 44, 62-72, (2016)
- [7] Kim, J., Seo, Y., Kang, S.P., Kim, H., Sohn, Y.H., and Chang, D. "Prevention of Methane Hydrate Re-formation in Transport Pipeline Using Thermodynamic and Kinetic Hydrate Inhibitors", *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 154, 114-125, (2017)
- [8] Park, J., Kim, H., Sheng, Q., Wood, C.D., and Seo, Y. "Kinetic Hydrate Inhibition Performance of Polyvinyl caprolactam Modified with Corrosion Inhibitor Groups", *Energy & Fuels*, 31(9), 9363-9373, (2017)
- [9] Lee, J., "The Development Status and Prospect for the Production Technology of Gas Hydrate", *KSGE*, 46(3), 387-401, (2009)
- [10] Sloan, E.D. and Koh, C.A., *Clathrate Hydrates of Natural Gases*, 3rd ed., CRC Press, USA, (2008)
- [11] Lee, J., Baek, Y., and Sung, W., "Effect of Flow Velocity and Inhibitor on Formation of Methane Hydrates in High Pressure Pipeline", *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 8(5), 493-498, (2002)
- [12] Makogon, T.Y., Larsen, R., Knight, C., and Sloan Jr., E.D. "Melt Growth of Tetrahydrofuran Clathrate Hydrate and its Inhibition: Method and First Results", *Journal of Crystal Growth*, 179, 258-262, (1997)
- [13] Yang, J., and Tohidi, B., "Characterization of inhibition mechanisms of kinetic hydrate inhibitors using ultrasonic test technique", *Chemical Engineering Science*, 66, 278-283, (2011)
- [14] Kim, Y., Choi, J., and Lee, J., "Experimental Study on the Inhibition Effect of PVCap to Prevent Formation of Hydrate in Subsea Flowline", *KIGAS*, 24(5), 56-64, (2020)
- [15] Chin, Y.D., and Srivastava, A. "Advances in LDHs and Applications", *Offshore Technology Conference*, 1-19, (2018)
- [16] Afonso, I.I.Q. "A Study on the Application of Kinetic Hydrate Inhibitor in Subsea Flowline Considering the System Availability of Offshore Gas Platform", Master's Thesis, Chonnam National University, (2018)
- [17] Kim, Y., Afonso, I.I.Q., Jang, H., and Lee, J. "Prevention of Hydrate Plugging by Kinetic Inhibitor in Subsea Flowline Considering the System Availability of Offshore Gas Platform", *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 82, 349-358, (2020)
- [18] Noh, Y., Chang, K., Seo, Y., and Chang, D., "Risk-based Determination of Design Pressure of LNG Fuel Storage Tanks Based on Dynamic Process Simulation Combined with Monte Carlo Method", *Reliability Engineering & System Safety*, 129, 76-82, (2014)
- [19] SINTEF, *Offshore Reliability Data Handbook*, Det Norske Veritas, Norway, (2015)
- [20] Shell Australia, *Prelude FLNG Environment Plan Summary*, Shell Australia Pty Ltd, (2017)