

우리나라 해양시추설비 통합시운전 사업 모델의 개발 및 경제성 분석에 관한 연구

이창우* · 천영욱** · 신상훈*** · 신용준****†

* (주)칸 연구소장, ** 누리텍 대표이사, *** 한국해양대학교 대학원, **** 한국해양대학교 해운경영학부

A Business Model for Offshore Integrated Drilling Commissioning in Korea and Related Economic Analysis

Chang-Woo Lee* · Young-Wook Cheon** · Sang-Hoon Shin*** · Yong-John Shin****†

* General Manager, Khan Tech Co., Ltd. Geoje, Gyeongsangnam-do, 53301, Korea

** Director, Nuritec Co., Ltd. Busan 48732, Korea

*** Graduate School of Korea Maritime and Ocean University, Busan 49112, Korea

**** Div. of Shipping Management, Korea Maritime and Ocean University, Busan 49112, Korea

요약 : 우리나라의 조선해양플랜트 산업은 2011~2015년 기간에 우리나라 품목별 수출기여도에서 1~4위를 차지할 정도로 대한민국 경제성장을 견인하는 중요한 산업이다. 이 연구는 과거 건조에만 치중했던 우리나라 해양플랜트 시추설비의 산업구조에서 통합시운전의 서비스 공급이 가능한 비즈니스 모델을 검토함으로써 시추설비 시장에서 우리나라 조선소의 국가경쟁력을 향상시킬 수 있는 방안을 제안하고자 하였다. 2014년에 시도된 주작-1 폐공을 활용한 시운전 서비스 모델과 이의 한계 사항을 극복하고 사업을 활성화하기 위한 새로운 제안 비즈니스모델인 수심 150미터급 시운전 전용 모델의 경제성을 검토하였다. 경제성 평가 결과, 수심 150미터급 모델이 경제적으로 더 효과적인 것으로 나타났다. 그리고 통합시추설비의 시운전이 연간 2회에서 3,4,5회로 늘어남에 따라 NPV와 IRR 및 B/C 비율이 모두 증가하였으며, 1회당 사용료는 감소하는 것으로 나타났다. 따라서 해양시추설비의 통합시운전 사업은 우리나라에서 건조되어 인도되는 설비를 대상으로 시추 시운전을 적극적으로 유치하는 노력이 필요하다.

핵심용어 : 해양시추설비, 통합시운전, 순현재가치법, 편익비용비율, 내부수익률법

Abstract : The shipbuilding and offshore plant industry of Korea is important and leads Korea's economic growth, designated as the 1st to 4th export items in Korea in terms of export contribution over the period from 2011 to 2015. This study proposes ways to improve the national competitiveness of Korean shipyards in the global offshore drilling market by reviewing a business model for providing an integrated offshore drilling commissioning service in Korea. This commissioning service model, which was attempted in 2014, was reviewed, and a new proposed business model for overcoming the limitations of the previous model and activating further business was evaluated. As a result of an economic evaluation, it was found that a 150-meter water depth model is economically more effective. As the number of integrated commissions increased from 2 to 5 times per year, NPV, IRR and B/C ratios increased and the fee per use decreased. Therefore, for offshore drilling facilities constructed and delivered in Korea, it will be necessary to encourage integrated offshore commissioning.

Key Words : Offshore Drilling Unit, Integrated Commissioning, Net Present Value, Benefit-Cost Ratio, Internal Rate of Return

* First Author : alexlee@epkhan.com, 055-639-7751

† Corresponding Author : yjshin61@kmou.ac.kr, 051-410-4382

※ 이 논문은 대표저자의 박사논문을 추가연구하여 작성하였음.

1. 서론

우리나라의 조선해양플랜트 산업은 대한민국 경제성장을 견인하는 중요한 산업으로 2011년~2014년 해양플랜트 수주량은 연 평균 34조원에 달하였다. 한국무역협회의 자료에 따르면 조선 해양산업은 2011~2015년 기간에 우리나라 품목별 수출기여도에서 1~4위를 차지할 정도로 국가경제에서 중요한 역할을 담당하고 있으며, 지속적으로 발전시켜야 할 산업으로 인식되고 있다.

그러나 2014년부터 시작된 미국의 셰일가스 증산 동향, 국제유가의 하락, 석유수출국기구(OPEC)와 비OPEC 국가들의 에너지정책의 변화 등으로 인해 전 세계적으로 해양플랜트 신규 시장의 침체가 이어지고 있어서 해양플랜트에 역량을 집중했던 우리나라의 대형조선소들이 지금까지도 어려움을 겪고 있다. 그럼에도 불구하고, 2014년~2017년 사이의 저유가 상황에서 메이저 석유 기업들의 비용절감 노력과 이에 따른 기술의 발전으로 부족한 설비 확충과 지역별 유정 환경에 적합한 해양플랜트 설비들의 개발이 늘어나고 있다.

그런데 지역 환경에 적합한 해양플랜트 설비의 안전성과 신뢰성을 확보하기 위해 현장에서의 통합 시운전이 매우 중요한 요소로 대두되고 있으며, 고객인 선주와 용선주, 해당 유정의 연안국 정부는 위험성이 높은 중요한 장비에 대한 시운전 결과를 요구하고 있다.

우리나라는 2010년부터 2016년까지 총 75척의 해양시추설비를 건조하고 인도한 세계에서 가장 많은 해양시추설비를 건조한 국가였지만, 해양시추설비에 대한 통합시운전은 단 1차례에 불과하다. 2014년에 수심 약 1,800미터에 위치한 주작-1 폐공을 활용하여 머스크드릴링사가 통합시운전을 하였으나, 정두시설의 안전성이 확보되지 못해 시운전 테스트의 일부만 수행되고 통합시운전이 모두 수행되지 못하였다. 그리고 해양시추설비 시운전의 안전성과 효율성 및 경제성에 대한 연구도 거의 이루어지고 있지 않는 실정이다.

우리나라는 지난 7년간 매년 11척의 해양시추설비를 건조·인도하였는데, 해양시추설비 전용 테스트베드가 설치되어 있었다면 우리나라 조선소의 해양시추설비 시장에서의 경쟁력은 더욱 제고될 수 있었을 것이다. 2017년 기준으로 운영되고 있는 총 985척의 해양시추설비의 47%가 선령이 20년이 넘는 것으로 나타나고 있어 해양석유시장의 경기가 회복되는 시점에 해양시추설비의 수주가 늘어날 것으로 예측되며, 통합시운전 테스트베드에 대한 수요도 증가할 것으로 예상된다(Clarkson, 2017).

이 연구는 우리나라 해양시추설비의 통합시운전 사업 진출과 글로벌 경쟁력을 확보하기 위해 시운전 부분의 안전성과 효율성을 제고할 수 있는 사업 모델을 개발하고 그 경제

성을 분석해 보고자 한다. 우리나라 해양시추설비의 시운전 현황을 조사하고 기존사례 분석을 통해 한계점과 문제점을 고찰하고, 이를 개선하여 시운전 사업의 안전성과 효율성 제고하기 위한 새로운 사업 모델을 제안하고자 한다. 그리고 개발된 해양시추설비 통합시운전 사업모델의 경제성 분석을 통해 경제적 타당성을 확보하고, 기존 시스템과 새로운 사업 모델의 경제성을 비교 평가하여 경쟁력이 높은 사업 모델을 제안하여 사업화 기반 구축에 기여하고자 한다.

2. 이론적 배경

2.1 해양시추설비 산업

해양플랜트 시추설비 시장은 시추설비의 FEED(Front & End Engineering & Design)분야, EPCI(Engineering, Procurement, Construction and Installation)분야, 시추설비 엔지니어링 및 지원 분야, 해양시추설비 용선 분야로 구분할 수 있다. 해양플랜트 시장 전문 분석기관인 Douglas-Westwood사의 시장분석 자료에 의하면, 2006년부터 2010년까지의 연간 평균 시장 규모는 FEED 분야는 약 2,000억원(1USD=1,000원 환산시), EPCI 분야는 약 9.6조원, 해양 설치 엔지니어링 및 지원 분야는 39.3조원, 해양시추설비 용선 분야는 약 18.7조원으로 전체 시장규모가 연 평균 약 67.8조원으로 추정되었다.1)

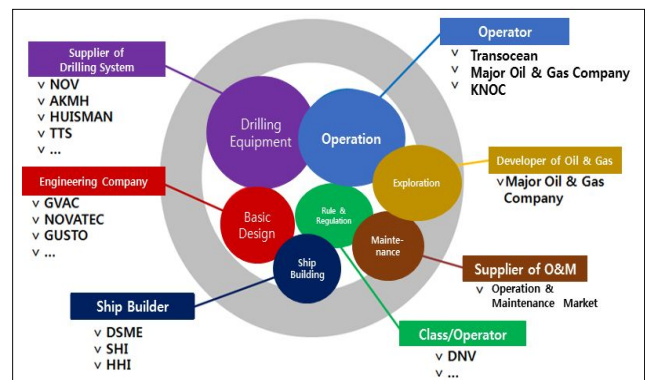


Fig. 1. Industrial Structure of Offshore Drilling Market and Major company of the Market.

Fig. 1과 같이 우리나라의 해양시추설비 시장은 엔지니어링, 개조공사, 폐선 시장에는 해외시장에 부분적으로 참여하고 있으며, 대형 조선소가 대부분 수주한 건조시장이 주를 이루고 있다.2) 이마저도 시추시스템과 관련된 핵심 기자재

1) 2017 World Offshore MMO Market Forecast 보고서, 2017년 발행
2) 2017년 3월 기준, 전 세계 985척의 가동 해양시추설비 중 우리나라는 132척을 건조하여 싱가포르, 미국에 이어 세계 3위의 건조국임.

와 시스템 엔지니어링 기술이 없어 국내 조선업체는 세계적인 해상 시추선 상세설계 및 건조 능력을 가지고 있지만, 시추시스템에 대한 기술은 시스템 공급사가 독점하고 있기 때문에 척당 1.5~2억 달러³⁾에 이르는 시추시스템은 해외 업체로부터 수입을 하고 있는 것이 현실이다(Park, 2011).

2.2 해양시추설비 시운전

해양플랜트는 석유와 가스라는 매체를 다루기 때문에, 화재와 폭발의 위험성을 많이 내재하고 있어 수많은 사고의 위험이 있으며, 사고가 발생하면 대형사고로 이어지고 원유의 해양 유출로 인한 대규모 해양환경 파괴와 심각한 인명 사고를 동반하여 경제적 손실이 상당히 크게 발생한다. 2010년 멕시코만(Gulf of Mexico)의 Deepwater Horizon호의 사고는 해양오염청소비용, 환경분담금, 경제손실 및 벌금액 등 총 54 BnUSD(한화 약 54조원)의 엄청난 경제적 손실을 초래하였다(Choi, 2014).

해양플랜트의 운영 뿐만 아니라, 시추과정에서도 유정제어가 실패하게 되면 엄청난 사고 비용이 발생하고 이로 인한 환경오염, 피해복구비용의 발생, 법적비용, 사회적비용 등이 발생하게 된다. 최근 들어 시추과정에서 유정을 정확하게 제어하기 위한 여러 가지 기술 요구사항들이 규정화되고 안전 및 환경에 대한 규제가 강화되고 있다.

해양시추설비의 시운전 과정은 선주측 요구사항과 법적 요구사항에 대하여 각 장비들의 성능을 점검하는 것이며 공중(discipline)별로 크게 나누어 보면 전기, 계장, 기계, 프로세스, 유틸리티, 항해통신장비, 안전장비, HVAC 등으로 구분할 수 있다.

특히 해양시추설비에서 가장 중요한 기능을 하는 시추설비의 안전성과 완벽성을 점검하는 것이 중요하며 BOP 해저면 설치 및 분리, 작동 테스트, LMRP recovery 테스트, Mud circulation 테스트, 드릴 파이프 핸들링 시스템 테스트, Riser 및 Telescope joint 테스트, 앵커 포지셔닝 및 Dynamic positioning 테스트 등의 점검이 이루어진다.

노르웨이-독일 선급 DNV-GL과 미국 선급 ABS의 해양시추설비 시운전 절차서 및 가이드라인에서는 해양시추설비의 통합시운전 항목과 독립시운전 항목을 제시하고 있다. 미국 연방법령 30 CFR Part 250 "Oil and Gas and Sulfur Operations in the Outer Continental Shelf-Blowout Preventer Systems and Well Control"에서는 해양시추설비가 신조되거나 조업의 위치가 변경되거나 용선사가 변경이 될 때 반드시 유정 통제를 위한 장비의 성능 점검과 자격 갱신을 하여야 하고, 매 5년마다 의무적으로 장비의 시운전을 통해 성능 점

검과 자격 갱신을 하여야 한다고 하였다(DNV GL AS, 2015). 통합시운전 프로세스는 Fig. 2와 같다.

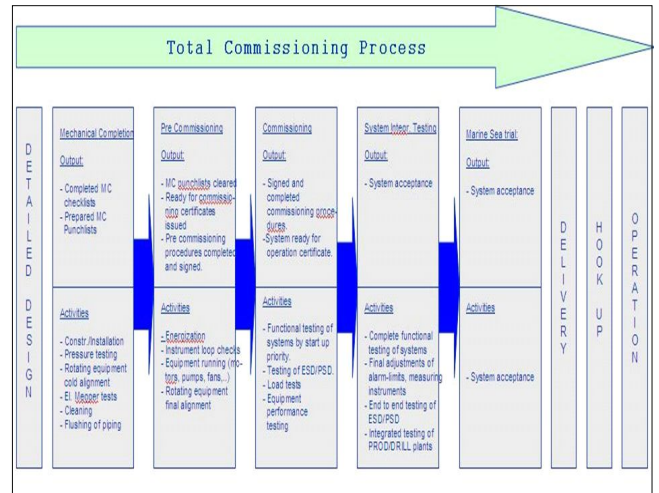


Fig. 2. Total Commissioning Process (Source: DNV GL AS, 2015).

유정 통제를 위한 주요한 성능 점검 항목은 i) BOP의 해저면 설치/분리/작동 테스트, ii) LMRP(Lower Marine Riser Package) Recovery Test, iii) Mud Circulation Test, iv) Pipe Handling System Test, v) Drill Riser 및 Telescopic Joint Test, vi) Anti Riser Recoil System Test, vii) Emergency Disconnection Sequence Test, viii) ROV Operation Test 등이다.

2.3 해양시추설비 시운전사업 경제성 분석 선행연구

해양플랜트 시추설비의 안전성과 완벽성은 해저 유정에서 시운전을 통해 각 장비의 성능과 기능을 테스트하고 점검하여야 한다. 시추설비의 시운전은 해저 유정을 활용하여 실제적인 시추설비를 가동해 보기 때문에 많은 비용과 시간이 투입된다. 현재 생산중인 유정은 시운전에 활용이 불가능하므로, 폐유정 중에서 시운전을 위해 관리 운영되거나 시운전만을 위해 설치된 테스트 베드용 유정이 시추설비 시운전에 활용되고 있다. 시운전 유정은 설치 및 유지 관리에 많은 비용이 투입되므로, 근해용과 심해용, Jack-up, Drillship, Semi-Submersible, Jacket, GBS, FPSO 등의 시추설비의 시운전을 모두 수용할 수 있는 통합시운전 모델이 되어야 한다. 또한 시운전 수요는 해양플랜트 시추설비의 건조 및 변경 등 매우 한정되어 있기 때문에, 통합시운전 유정의 개발 및 운영은 투입 비용과 수입 및 편익 등 경제성을 분석하여 결정하여야 한다(Chang and Pyo, 2016).

3) 평균 해양시추설비가 5~6억 달러이기 때문에 전체 해양시추설비 가격의 약 30% 정도가 시추시스템 가격임

Table 1. Summary of previous researches

Research Title	Summary of Research Contents	Researcher and Published year
Economic analysis of offshore wind farms reflecting domestic development conditions	Economic analysis of domestic offshore wind farms with 20 years of design life, discount rate of 7%, inflation rate of 3%	Kang et al. (2011)
Environmental and economic impact analysis of offshore wind power industry	Economical analysis of 20MW class(IRR=11.24%, PV= 9,326, B/C ratio=1.21) and economic analysis of 100MW from class 1 to class 3.	Shin and Ryuk (2011)
Understanding the Costs and Benefits of Deepwater Oil Drilling Regulation	The effect analysis of operation cost rate and benefit rate when the drilling related legislation applied partially between applied 100%	Krupnick et al. (2011)
The business case for safety and health at work: Cost-benefit analyses of interventions in small and medium-sized enterprises	An analysis of the economic impacts of safety and health acts on Small and Medium Enterprises. Calculate NPV, IRR, B / C ratio in each field (discount rate 4%)	European Agency for Safety and Health at Work (2014)
Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs	Estimation of Oil and Gas Production Costs in the Gulf of Mexico	U.S. Energy Information Administration(2016)

해양시추설비의 시운전 사업에 대한 경제성 분석을 연구한 논문은 아직까지 없으며, 유사한 주제의 연구로는 2016년 3월 발간된 미국 에너지 정보국(Energy Information Administration)의 멕시코만의 심해 시추 비용 유형에 대한 연구와 2011년 1월 Alan Krupnick, Sarah Cambell, Mark A. Cohen, Ian W.H. Parry의 시추 규제 법령이 부분 적용되었을 때와 100% 적용되었을 때 운영비용 비율에 따른 경제성 분석 연구 등이 있다.

우리나라의 경우 유사한 선행 연구로는 해상풍력 산업의 경제성 분석에 대한 연구들이 주를 이루고 있다. 해양시추설비 시운전의 경제성 분석과 관련된 선행연구들을 살펴보면 Table 1과 같다.

3. 해양시추설비 통합시운전 모델

3.1 주작-1 폐공을 활용한 통합시운전 모델

주작-1 광구 폐공은 한국석유공사와 Woodside의 계약에 따라 2012년 실제로 시추한 해저광구로 심해 약 1,800미터에 위치해 있다. 국내에서 건조되는 심해시추선에 대한 실질적인 운영환경에서의 시운전을 제공할 수 있기 때문에 시추선 선주에게 매력적인 부분이기도 하다. 그러나 심해 1,800미터에 위치한 관계로 Shallow water에서 운영할 시추선인 Jack-up

rig에 대해서는 시운전이 불가능하다. 이를 위해서는 별도의 시운전 설비가 필요하게 된다.

2014년 10월 머스크드릴링사의 머스크 벤처리호가 우리나라의 주작-1 폐공을 활용하여 통합시운전을 시도하였다. 당시에 시도되었던 통합시운전 항목으로 30 CFR Part 250의 BOP의 해저면 설치/분리/작동, LMRP 회수, Mud Circulation, Pipe Handling System, Drill Riser 및 Telescopic Joint Test, Anti Riser Recoil System, Emergency Disconnection Sequence Test, ROV Operation Test를 실시하였으나, 주작-1 폐공 정두시설의 고정상태의 안정성이 미확인되어 안전상의 이유로 LMRP 회수와 Emergency Disconnection Sequence Test는 실시하지 못하였다.

주작-1 광구의 가장 큰 문제는 바로 현 Well head의 안정성과 지속적인 정비가능 여부이다. 머스크드릴링사가 주작-1 광구를 통해서 원하는 수준의 시운전을 시행할 수 없었던 가장 큰 이유는 바로 주작-1 광구의 Well head가 시운전을 시행하기에는 안전성이 확보되어 있지 않다고 판단한 것이다. 이러한 Well head의 안전성이 보장되지 못함으로 인해 2015년과 2016년에 Chevron과 BP사에서 용선 계약한 Jack-up rig와 Drillship의 주작-1 폐공을 활용한 통합 시운전이 시도되지 못하였다.

일부 성능점검이 시행되지 못했지만 주작-1 폐공 통합시운전 사업 모델은 선주사들이 멕시코만이나 북해 등의 작업해역으로의 이동거리와 시간을 고려하고 장비의 보완작업이 필요할 때 불필요한 출장비용, 수리 장비 이송 비용 등을 절약할 수 있는 매력적인 사업 모델이 될 수 있음을 확인하였다. 그리고 주작-1 폐공을 활용한 시운전 사례는 우리나라 최초로 조선소에서 건조한 해양 시추설비의 중요한 장비들에 대해 실험실에서 점검해봄으로써 세계 해양 시추설비의 수주 경쟁력을 높일 수 있는 계기가 될 것이다.

3.2 수심 150미터급 통합시운전 전용 테스트베드 모델 개발

이 논문에서는 우리나라에서 시범적으로 1회 실시되었던 해양시추설비 통합시운전 모델인 주작-1 폐공을 활용한 사업 모델의 문제점과 한계점을 극복하는 대안으로 우리나라 동해 인근의 수심 약 150미터에 직접 시추를 하여 Well head를 설치하여 통합시운전 전용 테스트베드를 구축하는 모델을 제안한다. 이 모델은 정기적으로 해저면에 설치된 Well head 장치의 정비가 용이하며, Jack-up rig, Semi- submersible rig, Drillship의 모든 시추시스템 장비 테스트를 가능하게 한다. 수심 150미터급 시운전 모델을 통해 DNVGL-CG-0170 “Offshore classification projects- testing and commissioning”과 ABS “Guide for the classification of drilling systems”의 책임리그, 반잠수식시추선, 시추선의 모든 통합시운전 항목과 독립

시운전 항목을 수행할 수 있다. 수심 150미터급 모델의 설치에 대한 기본 개념도는 Fig. 3과 같다.

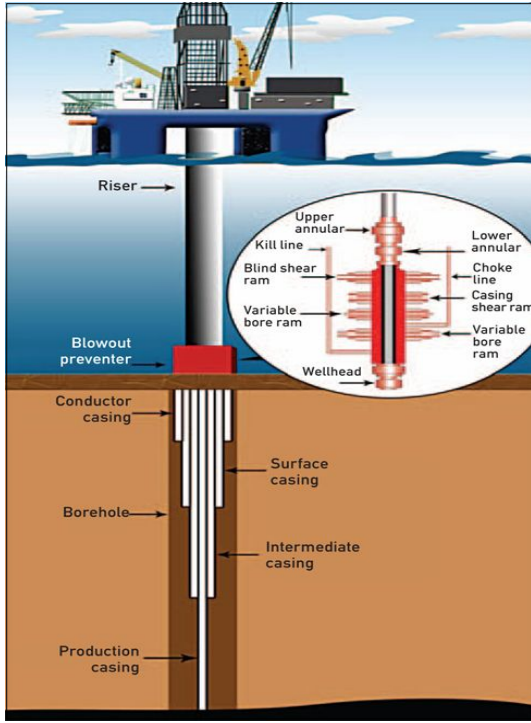


Fig. 3. Testbed model concept.

예정 해역은 조선소와의 인접성, 과거의 사례를 통한 관련 인프라 구축 현황, 예정 부지 연구 사례를 통해 동해상이 적합하며 Fig. 4 와 같이 주작-1 폐공의 위치보다 수심 150미터급 시운전 예정 해역이 약 70% 정도 거리가 가까워 비상 조치 및 운영의 대응 속도에 유리하다.

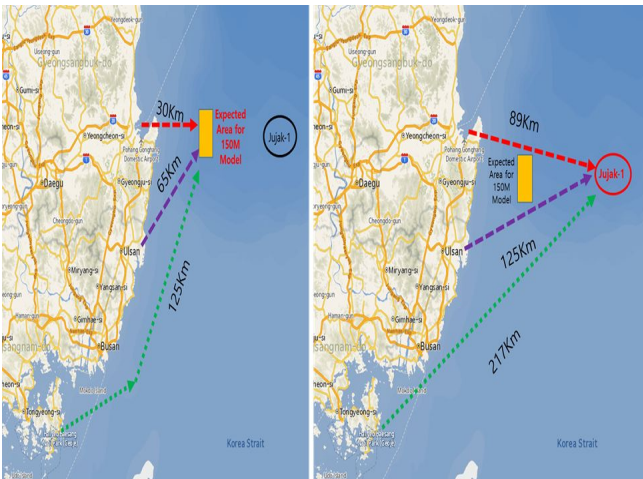


Fig. 4. Compare the distance between each model.

4. 통합시운전 모델의 경제성 평가

주작-1 폐공 모델에서는 Jack-up rig를 시운전할 수 없기 때문에 DP 기능과 자항력이 있는 Semi-submersible rig를 시운전하는 경우로 비교 분석하였고 동일한 시추선을 시운전 하는 경우 수심 150미터급 모델과 주작-1 폐공 모델에 대하여 매출이익률은 16%, 할인율 5.5%, 물가상승률 2.03%로 연간 총 3회의 시운전을 한다는 가정 하에서 두 사업 모델을 비교하였다. 두 모델의 비용은 주작-1광구 해양 시추 사례(2012년), 주작-1 폐공을 이용한 통합시운전 사례(2014년), 홍계 광구 해양 시추 사례(2015년)에 참여하였던 기업의 재무자료와 해양수산개발원(2015)의 연구자료를 근거로 추정하였다(Mok et al., 2015).

4.1 주작-1 폐공 활용 통합시운전 모델의 비용과 편익

주작-1 폐공 시운전 기반 구축 장치는 이미 설치(2012년)되어 있는 시설이므로 사업 초기년도에는 구축 투자비를 산정하지 않는다. 그러나 사용 후 10년이 지나면 장치의 내용연수가 한계에 도달하여 재설치가 필요하기 때문에 재설치 공사가 발생한다. 주작-1 폐공 모델의 10년 뒤 재설치 예상 비용은 Table 2와 같이 총 19,684백만원으로 추정된다. 그리고 주작-1 폐공의 유지관리는 매년 필요하며 연간 유지관리비는 5,030백만원으로 추정된다.

주작-1 폐공 시운전 모델의 편익은 원가보상 계약기준을 적용하여 설치비용 및 재설치비용과 연간 유지관리비 그리고 이윤을 보상하는 수준에서 사용료를 산정하여 편익으로 추정한다. 설치비 및 재설치비용은 10년의 내용연수기간 동안 정액법으로 감가상각하며, 이윤은 총비용 보상의 10%로 설정하여 편익을 계산하면 매년 7,698,069,000원이 발생한다.

4.2 수심 150미터급 통합시운전 전용 모델의 비용과 편익

수심 150미터급 통합시운전 모델의 설치비용과 연간 유지관리비는 주작-1 폐공 시운전 모델의 비용항목을 근거로 추정하였다. 수심 150미터급 모델의 설치비용은 Table 3과 같이 총 8,097백만원으로 추정되며, 연간 유지관리비는 4,738백만원으로 추정된다.

수심 150미터 모델의 편익도 원가보상 계약기준을 적용하여 설치비용 및 재설치비용(10년간 정액법 감가상각)과 연간 유지관리비 그리고 이윤(총비용 보상의 10%)을 보상하는 수준에서 사용료를 산정하여 편익으로 추정하면, 매년 6,102,406,000원이 발생한다.

우리나라 해양시추설비 통합시운전 사업 모델의 개발 및 경제성 분석에 관한 연구

Table 2. Reinstallation and Maintenance Cost of Ju-jak Model

* Currency Unit: 1,000,000 ₩

Item	Content	Cost	Explanation
Installation Cost	Operation Cost of less than 7,500 feet Semi-submersible drillship	10,382	Charter fee 260,000 \$ / day × 33 days (mobilization and withdrawal 14 days, drilling 15 days, inbound and outbound procedures 2 days, Contingency 2 days)
	4,000 dwt PSV charter And operating costs	2,000	Total fuel consumption 4,040m ³ , MGO 450 \$ / m ³ (Standby 35m ³ ×2 days, Sailing 130m ³ ×29 days, Contingency 100m ³ ×2 days)
	installation cost of well head	1,089	Charter fee 15,000 \$ / day × 33 days × 2 ships (mobilization and withdrawal 14 days, drilling 15 days, inbound and outbound procedures 2 days, Contingency 2 days)
		464	Total fuel consumption 469m ³ , MGO 450 \$ / m ³ , 2 vessels (Standby 2m ³ × 2 days, Sailing 15m ³ × 29 days, Contingency 15m ³ × 2 days)
	Shipping Agent	2,200	Installation cost of test well head in water depth 200-300 meters (including drilling material, equipment and manpower)
	Operation of port support base	110	Vessel arrival and departure procedure agency, marine operating personnel support and handling of ship operating license procedures etc.
	Reserve Cost	1,650	Transport and storage of materials needed for drilling
	SUM	1,789	10% of total installation cost
	SUM	19,684	1\$=1,100 Korea Won, Marked cutting less than 1,000 won
	Maintenance Cost	Diving / ROV support vessel operation	757
Rental of Working ROV		599	Total fuel consumption 1,210m ³ , MGO 450 \$ / m ³ (Standby 5 m ³ × 2 days, Sailing 60m ³ ×13days, Maintenance 30m ³ ×10day, Contingency 60m ³ × 2 days)
Labor cost of ROV Operator		304	OCEANEERING standard price applied (270 hp Work Class ROV System: 6,900\$/day, Observation Class ROV System: 3,335\$/day)
Submarine waste collection equipment around the wellhead And Maintenance materials		424	OCEANEERING standard price applied (working day 10day/Mob, Demob 4 day/sum 14 day) - ROV Superintendent(1P) 2,100\$/man day, ROV Supervisor(2P)1,925\$/man day, Mechanical Technician(4P) 1,800\$/man day, Installation Engineer(4P) 1,800\$/man day, Electronical Technician(4P) 1,800\$/man day
Safety assurance and verification report		550	- Charter for marine waste collection vessel - LBL(Long Base Line) system/ USBL(Ultra- Short Base Line)system/All rope mounted beacon equipment - Tow-Sled equipment rental with optical underwater camera and underwater modem
Shipping Agent		110	- Analysis of resilience of wellhead due to earthquake - Soil and Wellhead Structural Safety Analysis around Wellhead - MCSKenny conducted
Insurance		33	Vessel arrival and departure procedure agency, marine operating personnel support and handling of ship operating license procedures etc.
Supervision Cost		495	450,000 \$/year
The fee for the sea owned by the nation (Longterm)		1,200	600,000,000 Won/year * 2 times
Reserve Cost		100	50,000,000 Won/year * 2 times
SUM		457	10% of total installation cost
SUM		5,030	1\$=1,100 Korea Won, Marked cutting less than 1,000 won

Table 3. Installation and Maintenance Cost of 150m Model

* Currency Unit: 1,000,000 ₩

Item	Content	Cost	Explanation	
Installation Cost	Charter cost of Jackup Rig	2,541	Charter fee 70,000 \$ / day × 33 days (mobilization and withdrawal 14 days, drilling 15 days, inbound and outbound procedures 2 days, Contingency 2 days)	
	10,000BHP Class AHTS charter/Fuel (2 vessel)	726	Charter fee 10,000 \$ / day × 33 days × 2 ships (mobilization and withdrawal 14 days, drilling 15 days, inbound and outbound procedures 2 days, Contingency 2 days)	
		464	Total fuel consumption 469m ³ , MGO 450 \$ / m ³ , 2 vessels (Standby 2 m ³ × 2 days, Sailing 15m ³ × 29 days, Contingency 15m ³ × 2 days)	
	installation cost of well head	1,870	Installation cost of test well head in water depth 150 meters (including drilling material, equipment and manpower)	
	Shipping Agent	110		
	Operation of port support base	1,650	Same as the Ju-jak model in Table 2.	
	Reserve Cost	736	10% of total installation cost	
	SUM	8,097	1\$=1,100 Korea Won, Marked cutting less than 1,000 won	
	Maintenance Cost	Diving/ROV support vessel operation	757	
		Rental of Working ROV	599	Same as the Ju-jak model in Table 2.
Labor cost of ROV Operator		205	OCEANEERING standard price 27 day applied(270 hp Work Class ROV System: 6,900\$/day)	
Submarine waste collection equipment around the wellhead And Maintenance materials		258	OCEANEERING standard price applied(working day 10day/Mob, Demob 4 day/sum 14 day) - ROV Superintendent(1P) 2,100\$/man day, ROV Supervisor(2P)1,925\$/man day, Mechanical Technician(2P) 1,800\$/man day, Installation Engineer(2P) 1,800\$/man day, Electronical Technician(2P) 1,800\$/man day	
Safety assurance and verification report		550		
Shipping Agent		110	Same as the Ju-jak model in Table 2.	
Insurance		33		
Supervision Cost		495		
The fee for the sea owned by the nation (Longterm)		100		
Reserve Cost		430	10% of total installation cost	
SUM	4,738	1\$=1,100 Korea Won, Marked cutting less than 1,000 won		

4.3 두 모델의 경제성 비교

Table 2 및 Table 3과 같이 주작-1 폐공 모델과 수심 150미터급 모델의 사업 개시 년도는 2018년으로 설정하여 경제성을 분석하도록 한다.

주작-1 폐공 모델의 well head는 2012년에 설치되어 내용연수 10년을 고려하면 지난 6년간 매몰비용이 발생하였으며, 2018년~2021년 기간에 투자비 회수가 가능하여 이 기간의

투자비는 원설치비용의 40%만 계상하도록 한다. 그리고 2022년 재설치후 10년간 사용을 전제로 3회의 재설치투자비가 회수되는 2051년까지 총 34년 사업기간의 경제성을 분석하도록 한다.

수심 150미터급 모델은 사업 개시년도인 2018년에 테스트 베드를 설치하여 내용연수 10년간 투자비를 회수하고 2028년에 재설치를 전제로 3회의 설치 및 재설치 투자비가 회수되는 2047년까지 총 30년 사업기간의 경제성을 분석하도록 한다.

Table 4. Economical feasibility result of 2 models

* Currency Unit: 1,000,000 ₩

Year	Ju-jak Model				150 M Model			
	Cost (1)	Benefit (2)	B(2)-C(1)	Discounted Cash Flow	Cost (3)	Benefit (4)	B(4)-C(3)	Discounted Cash Flow
2018	5,905	0	-5,905	-5,905	8,097	0	-8,097	-8,097
2019	5,030	7,698	2,668	2,530	4,738	6,102	1,365	1,294
2020	5,030	7,698	2,668	2,399	4,738	6,102	1,365	1,227
2021	5,030	7,698	2,668	2,275	4,738	6,102	1,365	1,163
2022	24,714	7,698	-17,016	-13,757	4,738	6,102	1,365	1,103
2023	5,030	7,698	2,668	2,045	4,738	6,102	1,365	1,046
2024	5,030	7,698	2,668	1,940	4,738	6,102	1,365	992
2025	5,030	7,698	2,668	1,839	4,738	6,102	1,365	941
2026	5,030	7,698	2,668	1,744	4,738	6,102	1,365	892
2027	5,030	7,698	2,668	1,654	4,738	6,102	1,365	846
2028	5,030	7,698	2,668	1,568	12,835	6,102	-6,733	-3,957
2029	5,030	7,698	2,668	1,487	4,738	6,102	1,365	760
2030	5,030	7,698	2,668	1,410	4,738	6,102	1,365	721
2031	5,030	7,698	2,668	1,337	4,738	6,102	1,365	684
2032	24,714	7,698	-17,016	-8,084	4,738	6,102	1,365	648
2033	5,030	7,698	2,668	1,202	4,738	6,102	1,365	615
2034	5,030	7,698	2,668	1,140	4,738	6,102	1,365	583
2035	5,030	7,698	2,668	1,081	4,738	6,102	1,365	553
2036	5,030	7,698	2,668	1,025	4,738	6,102	1,365	524
2037	5,030	7,698	2,668	972	4,738	6,102	1,365	497
2038	5,030	7,698	2,668	921	12,835	6,102	-6,733	-2,325
2039	5,030	7,698	2,668	874	4,738	6,102	1,365	447
2040	5,030	7,698	2,668	829	4,738	6,102	1,365	424
2041	5,030	7,698	2,668	786	4,738	6,102	1,365	402
2042	24,714	7,698	-17,016	-4,751	4,738	6,102	1,365	381
2043	5,030	7,698	2,668	706	4,738	6,102	1,365	361
2044	5,030	7,698	2,668	670	4,738	6,102	1,365	343
2045	5,030	7,698	2,668	635	4,738	6,102	1,365	325
2046	5,030	7,698	2,668	602	4,738	6,102	1,365	308
2047	5,030	7,698	2,668	571	4,738	6,102	1,365	292
2048	5,030	7,698	2,668	541				
2049	5,030	7,698	2,668	513				
2050	5,030	7,698	2,668	487				
2051	5,030	7,698	2,668	462				
SUM			23,094	3,747			15,278	3,990

해양시추설비 통합시운전 사업모델의 비용과 편익의 할인율은 이 사업의 성격에 부합되는 업종인 기타운송관련서비스업의 2014~2016년 3년간의 자기자본이익률(ROE) 평균 5.46%를 적용하였다.

주작-1 폐공 모델과 수심 150미터급 모델의 경제성 분석 결과는 Table 4와 같다.

경제성 분석결과, 주작-1 폐공 모델의 NPV(순현재가치)는 3,747백만원, IRR(내부수익률)은 8.6%, B/C는 1.12로 나타났다. 수심 150미터급 모델의 NPV(순현재가치)는 3,990백만원, IRR(내부수익률)은 10.7%, B/C는 1.28로 나타났다.

Table 5와 같이 두 모델의 경제성 분석 결과, 수심 150미터급 모델이 경제적으로 더 효과적임을 알 수 있다.

Table 5. Comparison of analysis results of the Ju-jak Model and 150 m model

* Currency Unit: 1,000,000 ₩

Section	Ju-jak Model	150 M Model
NPV	3,747	3,990
IRR	8.6%	10.7%
B/C	1.12	1.28

두 사업 모델은 연간 2회 시운전에 따른 사용료 수익 기준으로 경제성을 분석하였다. 그러나 연간 시운전 횟수에 따라 경제성은 변화할 것이므로, 이에 따른 민감도 분석을 실시하였다.

통합시운전의 설치비용은 10년간 동일하게 계상되며 대부분의 유지비용은 연간 동일하게 발생하고, 감리비용과 공유수면사용료만 시운전 횟수에 따라 증가하게 된다.

반면에, 시운전수익은 시운전 횟수에 비례하여 증대하게 되어 경제성이 향상되게 된다.

Table 6의 분석 결과와 같이, 두 모델은 모두 연간 시운전 횟수에 따라 비용편익 분석 결과가 민감하게 영향을 받고 있다는 것을 알 수 있다.

우리나라 해양시추설비 통합시운전 사업 모델의 개발 및 경제성 분석에 관한 연구

Table 6. Sensitivity analysis results according to the number of trial run for 1 year

* Currency Unit: 1,000,000 ₩

Section	Number of annual commissioning	NPV	IRR	B/C ratio	Charge per Use
Ju-jak Moded	2 use	3,747	8.6%	1.12	3,849
	3 use	4,732	9.5%	1.15	2,804
	4 use	5,716	10.3%	1.18	2,282
	5 use	6,701	11.2%	1.21	1,969
150M Model	2 use	3,990	10.7%	1.28	3,051
	3 use	4,926	11.8%	1.34	2,272
	4 use	5,862	13.0%	1.41	1,883
	5 use	6,797	14.0%	1.48	1,649

통합시추설비의 시운전이 연간 2회에서 3,4,5회로 늘어남에 따라 NPV와 IRR 및 B/C 비율이 모두 증가하였으며, 1회당 사용료는 감소하는 것으로 나타났다. 즉, 해양플랜트 통합시추설비의 시운전사업 비즈니스 모델은 연간 시운전 횟수가 증가할수록 사업 경제성이 향상되었다. 특히 주작-1 폐공 모델 보다는 수심 150미터급 테스트베드 모델의 경제성이 더 높은 것으로 나타났다.

이 연구에서는 주작-1 폐공 통합시운전 사업 모델의 대안으로 수심 150미터급 통합시운전 사업 모델 개발을 제안하였으며, 이들 모델의 경제성을 비교분석하여 개발 모델의 경제적 우위성을 검증하였다.

해양시추설비의 통합시운전 사업은 고액의 투자비를 투입하여 시운전 기반 설비를 구축해야하기 때문에 장기간의 사업 운영에서 연간 시운전 횟수에 의해 경제성 평가의 결과가 달라진다. 실제로 주작-1 폐공의 통합시운전 사업에서는 정두시설 사용료가 3,747백만원(연 2회 기준)이 부과되는데, 실제로 선주나 용선주가 사용료 부과금액에 상당한 부담감을 느끼고 있어 정두시설 사용을 보류하는 경우가 많았다. 해양시추설비의 통합시운전 사업은 연간 시추 시운전 횟수에 민감하게 반응하므로, 무엇보다도 연간 시추 시운전 횟수를 높이는 것이 중요하다.

Clarkson Research의 공시된 자료와 우리나라의 해양시추설비 수주정보 및 잔여 수주량을 근거로 2010년부터 2016년까지의 7년간 우리나라의 해양시추설비 인도척수는 Jack-up rig가 2016년 1척(2017년은 2척)이 인도되어 연간 평균 인도척수는 0.14척이며, Semi-submersible rig는 연간 평균 1척, Drillship은 연간 평균 10척이 인도된 것으로 추정된다. 앞으로 해양시추설비의 통합시운전 사업은 우리나라에서 건조

되어 인도되는 이들 설비를 대상으로 시추 시운전을 적극적으로 유치하는 노력이 필요하다.

4.4 경제적 파급효과

우리나라의 해양시추설비 통합시운전 사업 모델은 2012년 주작-1 광구, 2015년 홍계 광구의 시추 사업에서 우리나라 기업이 상당한 수익 창출을 하였듯이 지역 경제의 긍정적인 파급효과가 있을 것이다. 이 연구에서는 Table 7과 같이 해양플랜트 시추설비의 통합시운전서비스업에 관련되는 운송서비스업, 부동산 및 임대업, 전문, 과학 및 기술서비스업, 음식점 및 숙박서비스업, 수도, 폐기물 및 재활용서비스업, 교육서비스업 등의 산업연관효과 계수를 활용하여 경제적 파급효과를 분석하였다. 한국은행에서 발표한 2014년 산업연관표의 이들 서비스업의 매출액 비중을 고려하여 생산 유발, 고용 유발, 부가가치 유발, 취업 유발 계수들의 가중평균을 구하면 생산 유발 계수는 1.632, 부가가치 유발 계수는 0.735, 취업유발계수는 13.3명/10억원, 고용계수는 8.3명/10억원이다.

Table 7. Sales and Inducement Coefficient

Industry	Sales (1,000,000₩)	Production inducement coefficient	Value added inducement coefficient	Employment inducement coefficient	Wage workers inducement coefficient
Transport service	166,235,985	1.658	0.568	14.8	8.1
Real estate and rental	103,937,964	1.414	0.927	6.2	4.4
Professional, scientific & technical	61,991,861	1.658	0.826	15.6	12.9
Restaurant and lodging	29,925,277	2.086	0.763	25.9	12.7
Water, waste & recycling	15,564,887	1.908	0.769	9.9	7.8
Education service	5,696,853	1.408	0.89	18.1	13.7
Offshore Integrated Drilling Commissioning		1.632	0.735	13.3	8.3

위의 산업유발계수를 활용하여 수심 150미터급 해양시추설비 통합시운전 사업 모델의 연간 통합시운전 2회 기준의 수익 61억원의 생산유발 효과는 99.6억원, 부가가치유발 효과는 44.8억원, 취업유발 효과는 81.15명, 고용유발 효과는 50.65명으로 추정된다. 이와 같이 해양시추설비의 통합시운

전 사어 모델은 그 자체의 경제성뿐 만 아니라 국민경제에 대한 파급효과가 크며 시운전 횟수가 증가함에 따라 그 파급효과는 더욱 증대하게 된다.

5. 결론

이 연구는 건조에만 치중되어 있던 우리나라 해양플랜트 시장에서 해양시추설비에 대한 산업 경쟁력을 확보하고 시운전 서비스 시장으로까지 시장을 확대하기 위해 기존의 시스템을 조사 분석하여 문제점과 한계점을 고찰하였다.

우리나라에서 시범적으로 실시되었던 해양시추설비 통합 시운전 모델인 주작-1 폐공을 활용한 사업 모델의 문제점과 한계점을 극복하는 대안으로 우리나라 동해 인근의 수심 약 150미터에 직접 시추를 통해 통합시운전 전용 테스트베드를 구축할 것을 제안하였고 이에 대한 비용편익분석 방법인 순현재가치법, 편익비용비율법, 내부수익률법을 통해 경제성 평가를 실시하였다. 경제성 평가 결과 주작-1 폐공을 활용한 사업모델보다는 수심 150미터급의 테스트베드를 구축하는 사업모델이 경제적으로 더 유의하게 효과적인 것으로 나타났다. 그리고 해양시추설비 통합시운전 사업 모델을 운영함에 있어 연간 통합시운전 횟수를 확대하는 것이 경제성을 증대시키고 선주 및 용선주의 사용료 부담을 감소시킬 수 있음을 확인하였다.

2018년에 국제유가가 60~70 USD 로 형성되고 있고 글로벌 해양플랜트 시장이 서서히 회복할 것으로 예측이 되고 있다. 현재 세계적으로 운영되고 있는 해양시추설비 985척의 47%가 선령이 20년 이상이기 때문에 신규 해양시추설비의 발주가 이루어졌을 때 이 논문에서 제안한 150미터급 전용 테스트베드의 구축을 통해 우리나라 조선소의 수주 경쟁력을 높일 수 있다. 또한 현재 조선 3사에 Lay-Up 되어 있는 12여척의 시추선들을 빠르게 인도하기 위해서는 우리나라 근해에서의 통합시운전이 필요하게 될 것이다. 수심 150미터급 시운전 모델을 통해 DNVGL-CG-0170 “Offshore classification projects- testing and commissioning”과 ABS “Guide for the classification of drilling systems”의 책임리그, 반잠수식 시추선, 시추선의 모든 통합시운전 항목과 독립시운전 항목을 수행할 수 있다. 따라서 향후 우리나라 근해에서의 통합시운전 수요에 대응하기 위하여 경제성이 높은 수심 150미터급 전용모델을 개발하여야 할 것이다.

이 논문에서 제안한 통합시운전 사업 모델의 주요 고려사항은 해양플랜트 시추설비의 통합시운전사업 운영에 유익한 자료로 활용될 수 있을 것이며 지역 경제 발전과 우리나라 조선 산업의 경쟁력 향상에 크게 기여할 것이다.

References

- [1] Chang, W. J. and H. D. Pyo(2016), A Preliminary Evaluation of the Economic Feasibility for Building a Multi-purpose Large Oil Spill Response Vessel in South Korea, Journal of the Korean Society of Marine Environment & Safety, Vol. 22, No. 4, pp. 354-361.
- [2] Choi, J. G.(2014), Offshore Drilling Engineering, CIR, p. 38.
- [3] Clarkson(2017), Offshore Intelligence Monthly, 2017, March, pp. 26-47.
- [4] DNV GL AS(2015) "Offshore classification projects-testing and commissioning, DNVGL-CG-0170, Edition July 2015 p. 9.
- [5] European Agency for Safety and Health at Work(2014), The business case for safety and health at work: Cost-benefit analyses of interventions in small and medium-sized enterprises, European Agency for Safety and Health at Work, pp. 1-150.
- [6] Kang, K. S., J. S. Lee, J. Y. Kim and M. S. Ryu(2011), Economic Analysis of Offshore Wind Farm considering Domestic Development Conditions of Korea, Journal of Wind Energy, Vol. 2, No. 1, pp. 37-43.
- [7] Krupnick, A., S. Cambell, M. A. Cohen and I. W. H. Parry(2011), Understanding the Costs and Benefits of Deepwater Oil Drilling Regulation, pp. 1-84.
- [8] Mok, J. Y., K. H. Hwang and Y. J. Lee(2015), A Study on the Utilization of abandoned well for seabed test of offshore drilling system equipment, II, KMI, pp. 1-122.
- [9] Park, S. J.(2011), Current Status and Prospects of the Offshore Drilling System, KEIT PD ISSUE REPORT, Vol. 1, pp. 1-24.
- [10] Shin, C. O. and K. H. Ryuk(2011), Environmental and economic impact analysis of offshore wind power industry, pp. 1-116.
- [11] U.S. Energy Information Administration(2016), Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs, pp. 1-189.

Received : 2018. 10. 05.

Revised : 2019. 01. 09.

Accepted : 2019. 02. 25.