

Note

북극 석유·천연가스 자원 기술개발 현황 및 전망

임종세^{1*} · 신효진¹ · 김지수¹ · 진영근²

¹한국해양대학교 해양과학기술대학 에너지자원공학과
(606-791) 부산광역시 영도구 태종로 727

²한국해양과학기술원 부설 극지연구소
(406-840) 인천광역시 연수구 송도미래로 26

The Trends and Outlook of Technology Development for Oil and Gas in the Arctic

Jong-Se Lim^{1*}, Hyo-Jin Shin¹, Ji-Su Kim¹, and Young-Keun Jin²

¹Department of Energy and Resources Engineering, College of Maritime Science
Korea Maritime and Ocean University, Busan 606-791, Korea

²Korea Polar Research Institute, KIOST
Incheon 406-840, Korea

Abstract : The rising global demand for energy resources may lead to greater interest in the Arctic region. Since it has various resources, such as oil and gas, and large potential as a strategic location in exploration and production (E&P), there is likely to occur island sovereignty issues between the five arctic coastal states and other countries. While global warming has led to the opening of the Northeast Passage and the Northwest Passage, several obstacles may impede the development of this area such as the low temperature environment, infrastructure problems in a limited area, flow assurance, environmental regulations, etc. To overcome these problems, various techniques have been applied in the exploration, development, production, transportation, and environment fields and it seems to be made technical development in extreme environment. In this study, the E&P status of representative states and development technologies in the Arctic region have been summarized with regard to carrying out E&P related to drilling, development, production, and operation in oil and gas fields. Furthermore, environmental factors have been taken into account to enhance progress with regard to E&P and ensure sustainable development in the Arctic. On that basis, it will be possible to secure oil and gas field development, production technology and R&D infrastructure in the Arctic.

Key words : Arctic, oil and gas, exploration and production

1. 서 론

지속적으로 증가하는 세계 에너지 수요로 인해 대규모 석유·천연가스 등 다양한 자원이 부존하는 극지 개발에

대한 관심이 높아지고 있으며, 자원개발이 가능하고 전 세계 바다와 연결되어 있는 북극지역(Arctic region)이 전략적 요충지로 주목받고 있다. 이러한 북극지역은 약 550개의 유·가스전에서 350 Bboe에 달하는 석유자원을 함유하여 전 세계 확인매장량의 15%를 차지하고 있으며(Smith 2007), 미발견회수가능(undiscovered, technically recoverable)

*Corresponding author. E-mail : jslim@kmou.ac.kr

자원량은 가스 1,670 Tcf, 석유 90 Bbbl, 콘덴세이트, 천연가솔린 및 LPG를 포함하는 NGL(Natural Gas Liquid) 44 Bbbl이 부존되어 있다(USGS 2008). 특히 지구온난화로 인하여 북극해 빙하는 1979년부터 2005년까지 10년마다 8%씩 감소하였으며, 2008년 여름 북동항로(러시아 북측항로) 및 북서항로(캐나다 북측항로)가 동시에 열려 선박 건조·항해기술의 발달과 함께 북극해의 에너지자원 개발을 위한 전략적 가치가 더욱 상승하였다.

국외의 경우 러시아 기업들은 2018년부터 북극해 연안 LNG 기지에서 쇄빙 LNG 선을 이용한 유럽 및 동북아시아 역으로의 LNG 수출을 계획하고 있으며, 중국과 일본은 정부 주도 하에 원유와 천연가스 등 북극해 자원개발에 초점을 맞추고 있다. 미국은 극한 환경에서의 시추기술과 장비운용, 생산 시 유동성 확보방안 연구가 국가 주도로 전략적으로 수행되고 있는 실정이며, 극한지 유·가스전 개발을 위한 기술 개발을 선도하고 있다. 국내의 경우 2013년 북극 정식옵서버 국가로 채택됨으로써 향후 북극 프로젝트의 재정 후원자, 지역협력자로서의 발언권과 프로젝트를 제안하는 등 의사결정에 능동적으로 참여할 수 있을 것이며, 회원국들 간의 양자협력 기회 확대, 각종 워킹그룹을 통한 전문가 네트워크 구축 등 북극에 관한 다양한 정보와 협력의 융통성 확보를 통해 앞으로 자원개발 뿐만 아니라 북극해 관련 연구와 각종 활동에 크게 탄력을 받을 것으로 기대된다.

북극해를 덮고 있는 빙하면적이 관측이 시작된 1979년 이래로 2014년 4월에는 5번째로 낮은 면적을 기록했으며, 2006년 사상 최저치보다는 높으나 감소되는 추세로 온난화에 따른 북극 빙하 감소가 이슈로 부각됨으로써 과거에 탐사 및 개발이 불가능한 지역에 대한 접근성이 확보될 것으로 예상되고 있다. 극한 환경에서도 안정적인 유·가스전 개발·생산 기술의 조기 확보는 성공적인 자원개발을 위하여 반드시 필요하며, 유·가스전 개발에 있어 경제성을 확보할 수 있는 기술의 보유는 국내 기업의 개발 및 참여 가능한 해외 유·가스전의 영역을 확대시킬 수 있을 것으로 본다. 그러므로 이 연구에서는 북극해 5개 연안국의 석유자원 개발 동향과 효율적인 개발을 위한 핵심 요구 기술 분석을 통하여 북극에서의 유·가스전 시추, 개발, 생산, 운영 관련 기술에 대해 파악하고, 지속가능한 개발을 위하여 석유 개발 작업 시 발생하는 환경적인 부분에 대해 파악하고자 한다.

2. 북극지역의 환경과 자원개발 현황

북극은 대륙인 남극과 달리 북미와 유라시아 대륙으로 둘러싸인 해양으로 중심지역은 거의 대부분이 두꺼운 얼음으로 덮여 있다. 이는 경우에 따라서 북위 66° 이상의

북극권(Arctic Circle), 산림성장 한계선, 빙하 남하 한계선, 영구동토선 등을 지칭하나 일반적으로 7월 평균기온이 10°C인 등온선 이북 지역을 뜻한다. 북극해 면적은 1,200만 km²로 전 세계 바다의 3%를 차지하며, 그 중 전체 면적의 70%를 차지하는 대륙붕에는 광물자원이 풍부하고 자원의 대부분은 수심 500 m 이내의 천해에 부존하고 있다. 북극해의 얼음은 일정하게 움직이고 있으며, 조류, 바람, 해류의 영향에 의해 여러 가지 크기로 부서져 떠 있는 얼음, 즉 부빙으로 형성되어 있다. 이와 같은 환경을 가진 북극에서 지구온난화에 따른 항로의 가시화로 항후 석유상·하류 부문의 시장뿐만 아니라 전 지구적 경제활동에 커다란 변동이 발생할 것으로 예상된다.

북극은 별도의 국제조약 없이 북극해역에 대해서 1982년 UN에서 채택되어 1994년부터 발효된 UN 해양법 협약(United Nations Convention on the Law of the Sea; UNCLOS)의 적용을 받아 북극해 5개 연안국(러시아, 미국, 캐나다, 덴마크, 노르웨이)들은 기본적으로 200해리 배타적 경제수역(Exclusive Economic Zone, EEZ)을 인정받고 있으며, 대륙붕의 지질학적인 연장에 의존하여 해안 기준선으로부터 최장 350해리 혹은 2500 m 등심선으로부터 100해리까지 대륙붕을 인정받기 위하여 과학조사 중에 있다. 북극해 5개 연안국들은 북극에 대한 미래비전 및 전략을 수립하고 관할해역에 대한 통제를 위해 군사 활동을 강화하고 있으며, 3개의 비연안국(스웨덴, 핀란드, 아이슬란드)과 그 외의 국가들도 많은 관심을 갖고 각 나라의 이익을 확보할 수 있는 방안을 적극적으로 모색 중이다. 이와 같이 북극의 해역은 국가 간의 이해관계가 복잡하게 얽혀있으며, UN 해양법협약 상에서는 이러한 사항과 관련된 실체적 규정들이 중간적 입장에서 모호하게 규정되어 있어 영해, 배타적 경제수역, 대륙붕과 같은 해양경계 확정에 관하여 완전한 합의를 보지 못한 상태이다(이와성 2010).

북극권(Arctic Circle) 석유·천연가스 자원은 탄성파탐사와 탐사시추가 수반되지 않은 미발견회수가능자원이지만, 북극지역 내에는 대규모의 저류층이 존재할 것으로 추정된다. 또한, 북극권 내에 78%의 가스전이 새롭게 발견되고 있으며 가스의 부존량이 많을 것으로 추정하고 있다. USGS (2008)에 따르면 북극지방의 지질조사를 통해 아직 발견되지 않은 세계 석유의 13%, 가스의 30%가 Fig. 1과 같이 북극지방에 부존되어 있는 것으로 추정하였으며, 부존 추정 석유 및 가스의 87%가 Fig. 2와 같이 서시베리아 분지(West Siberian Basin), 북극알래스카 해역(Arctic Alaska), 동바렌츠 분지(East Barents Basin), 동그린란드 열곡분지(East Greenland Rift Basin), 서그린란드-동캐나다 분지(West Greenland-East Canada Basin)에 집중되어 있고 부존추정치는 약 360 Bbbl에 달한다(Nijoka

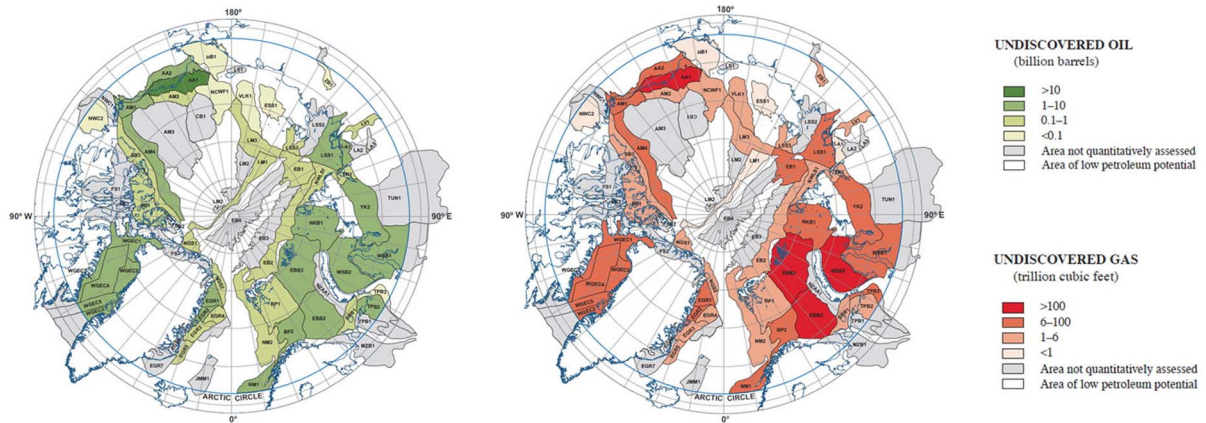


Fig. 1. Undiscovered Oil and Gas Resources in the Arctic (USGS 2010)



Fig. 2. Arctic Oil and Natural Gas Provinces Map (Nijoka et al. 2013)

et al. 2013). 천연가스는 서시베리아 분지, 동바렌츠 분지, 북극알래스카 해역에 집중적으로 부존되어 있는데, 특히 북극알래스카 해역에 북극지역에서 가장 큰 규모의 유전이 있을 것으로 추정된다. 북극의 석유·천연가스 부존량은 일부 지역에 대한 탐사자료를 가지고 추정한 것이기 때문에 정확하다고 할 수는 없으나, 이미 북극에서 대형 석유·천연가스가 부존된 지역이 발견되어 생산단계에 있고 이들 주변 지역에 대한 탐사와 시추 결과를 통해 미탐사지역에서의 석유·천연가스 자원개발 잠재력은 매우 클 것으로 전문가들은 분석하고 있다.

이러한 방대한 에너지자원의 분포와 더불어 기후변화로

인한 해빙의 감소율과 과학기술 발전에 따른 북극항로의 상업적 이용 가능성이 높아지고 있으며, 항로는 3가지로 러시아 연안을 따르는 북동항로(또는 북극해항로), 캐나다 북극해제도를 따르는 북서항로, 북극점을 따라 북극해의 중심을 가로지르는 항로로 나누어진다. 북서항로(Northwest Passage)의 연안국은 캐나다, 북동항로(Northeast Passage)의 연안국은 러시아, 북극항로의 자유통항을 주장하는 국가들은 미국, EU, 중국 등이 있으며, 이러한 항로에 대한 접근성은 빙질 조건, 수심, 북극 연안국의 요구, 규정 등에 크게 좌우된다. 러시아 북극해항로사무국(North Sea Route Administration; NSRA)은 항해 선박에 대해 러시아

쇄빙선의 호송, 항로의 지정, 요금 부과 등을 강제하는 법률을 제정하였으며(Berkman and Vylegzhanin 2013), 캐나다는 북극군도(Canadian Arctic Archipelago)외측에 직선기선을 설정하고 그 기선 내측수역에 대하여 내수로 주장함과 더불어 역사적 권원을 전제로 북서항로 전체에 대한 자국 주권을 주장하고 있다(이 2012). 이처럼 북극항로의 연안국들은 자국의 해안을 지나는 북극항로에 관할권을 적용하려는데 반해, 북극항로 사용국들은 북극항로의 자유운항을 주장하여 서로 갈등을 겪고 있는 실정이다.

3. 북극권 국가의 석유·천연가스 자원개발 현황 및 전망

러시아(Russia)

러시아 석유·천연가스 자원은 북극지역에서 자원량 규모로 상위 1위인 서시베리아 분지와 3위인 동바렌츠 분지에 집중되어 있으며, 탐사자원량 중 천연가스와 NGL이 차지하는 비중은 94%로 추정된다. 바렌츠 해에는 19억 TOE 규모의 부존지역이 3곳, 5.3억 TOE 규모의 부존지역 10곳, 1.6억 TOE 규모의 부존지역이 27곳이 존재하며, 북극권 에너지의 49%가 바렌츠 해에서 생산된다. 러시아는 북극권 최대의 석유·천연가스 자원 보유국으로써, 1962년 Tazovskoye 유전 발견을 시작으로 북극해 연안 5개국 가운데 북극에서 석유·천연가스 탐사, 시추활동을 가장 활발하게 추진하고 있다(이 등 2010). 러시아는 북극해역 자원 개발을 위한 계획을 3단계로 나누어 추진 중이며, 2008~2010년에 진행한 1단계에서는 선박이 안전하게 운항할 수 있도록 북극 항로와 지질·기상 등을 연구하였다. 2단계(2011~2015년)에서는 유라시아를 잇는 북극항로 관리 시스템을 만들고자 계획을 진행 중에 있으며, 3단계(2015~2020년)에서는 북극지역을 자원 생산에 있어 전략적 요충지로 자리매김하도록 유·가스전 개발을 진행할 예정이다(류 등 2009).

천연가스의 경우 다수의 대형 가스전이 동시베리아 지역에 분포되어 있으나 인프라(infrastructure)의 미비로 생산이 거의 이루어지지 않았으며, 러시아 최대 가스 생산기업인 Gazprom의 계획에 따르면 2017년경부터 차얀다(Chayanda)가스전-하바롭스크(Khabarovsk)-블라디보스토크(Vladivostok) 구간을 연결하는 가스관을 통해 아시아 국가들로 가스 수출이 이뤄질 예정이며, 향후 수년 내에 가스 생산을 본격화할 전망이다(Andreas and Clare 2011). 또한, 러시아 국영석유기업 Rosneft는 국가와 기업 차원에서 전략적 석유·천연가스 부존지역 중 하나인 북극 카라(Kara) 해에서 8월부터 탐사 및 시추작업을 시작할 계획이며, 러시아 대륙붕에서의 지질탐사 및 시추 작업에 집중적으로 투자할 계획이다. 현재 러시아 북극지역에서 생산

되는 석유·천연가스의 주된 소비처인 유럽지역에 이러한 자원을 원활하게 수출하기 위해서 기존의 LNG 플랜트 이외에 러시아 민영 에너지기업 Novatek의 야말(Yamal) LNG 사업의 최종투자결정(FID)이 승인되었으며, 야말반도 인근지역인 북극 카라 해에 위치한 기단(Gydan) 반도에 두 번째 액화시설을 건설할 계획이다(에너지경제연구원 2014b). 현재까지 기단 반도에 총 13개 가스전이 발견되었으며, 향후 이 지역에서의 자원 탐사 및 개발이 지속적으로 이루어질 예정이다. 이러한 사업은 유럽지역 뿐만 아니라 북극지역과 아시아를 연결하는 상당 규모의 LNG 시장이 될 것으로 평가되고 있으며, 수출시장 확대를 위해 LNG 사업 뿐 아니라 북극해 연안에 원유수출 터미널 건설 추진과 온난화로 인해 터미널 운영기간이 길어질 것으로 예측됨에 따라 기존 원유 수출 터미널 확장 및 신규 터미널 건설을 검토하고 있다. 이외에도 최근에 러시아는 전략연구소 산하 기관인 북극정보분석센터를 설립하였으며, 2015년 봄에 UN대륙붕한계위원회에 북극 대륙붕 연장 요청 신청서를 제출할 예정이다(한국해양수산개발원 2014).

미국(United States of America)

알래스카(Alaska)는 대표적인 대형 석유·천연가스 부존 지역으로 석유 탐사자원량이 북극지역에서 가장 많은 약 30 Bbbl이며(USGS 2008), 1977년 North Slope에서 석유 생산을 시작으로 2011년까지 16.2 Bbbl 이상의 중질유를 생산하였다. 북극 알래스카의 North Slope 지역은 앞으로 5.3 Bbbl의 석유가 생산 가능할 것으로 예상되며, 최근 몇 년간 이 지역에서 석유회수증진 기술이 시행되어 60% 이상의 회수율 증진을 이끌어내는 등 북극지역 기술 개발을 이루어왔다. 이러한 알래스카에서의 개발은 그 동안 주정부와 환경단체의 반대로 이루어지지 못하였으나, 지난 2010년 미국 정부에 의해 알래스카 지역을 포함한 미국 연근해 대륙붕 개발이 허용되면서 북극지역 대륙붕 자원 개발이 본격화 되었다(US Arctic Research Commission 2011). 이에 따라 알래스카 해상 보퍼트(Beaufort) 및 추크치(Chukchi) 해역의 해상광구 분양에 대한 움직임 또한 본격적으로 진행되고 있으며, 최근에는 North Slope의 가스가 부존되어있는 지역(Prudhoe Bay, Point Thompson 등)과 남부해안 Nikiski 수출터미널을 잇는 약 1,287 km 길이의 가스관을 비롯해 액화플랜트, 저장시설, 수출터미널 등을 건설하는 'Alaska LNG Project'가 의회의 승인으로 본격적으로 가동될 전망이다(에너지경제연구원 2014a).

미국은 다른 북극해 연안국들과 마찬가지로 대륙붕에 따른 영토 연장을 추진하고 있으나, 다른 연안국들과 달리 UN해양법협약 당사국이 아니므로 영토 연장을 인정받을 방법이 없는 상태이다. 미국이 대륙붕 연장을 통해 얻을

수 있는 해양영토는 알래스카의 절반에 이를 것으로 예상되며, 이와 관련해서 캐나다와 알래스카는 보퍼트 해에서 해양경계 구분에 관한 갈등을 빚고 있다(National Ocean Council 2011). 또한, 작년 5월에 Obama 정권이 발표한 ‘북극권 국가전략’에서는 환경보호보다 개발에 관한 비전을 제시하고 북극개발에 관심을 보이는 관계국과 연계하여 본격적인 개발에 착수할 예정이며, 2015년 북극이사회 의장국으로 결정되어 있으므로 그전에 ‘북극대사’를 창설하여 북극개발정책에 보다 적극적으로 참여할 계획이다.

캐나다(Canada)

캐나다는 전 세계 석유 생산국가 중 석유부존량 3위, 하루 석유생산량 6위로 석유분야에 있어서 개발이 활발하게 진행되고 있으나(EIA 2013), 그에 비해 북극지역 석유·천연가스 자원 개발은 준비 단계에 있다. 캐나다 북극지역의 주요 석유·천연가스 부존지역 중 탐사자원량이 가장 많은 지역은 Amerasian 분지와 West Greenland-East Canada로 각각 19.75 Bbbl과 17.06 Bbbl로 추정되며(Schenk et al. 2008), 이들 지역에는 천연가스보다 석유가 더 많이 부존되어 있다.

현재 캐나다는 정부와 에너지 기업들에 의해 영해에 속해 있는 보퍼트 해의 심해 석유 자원의 탐사 및 개발에 대한 관심이 높으나, 자원개발 시 비용적인 측면에서 경제성이 떨어져 캐나다 북극지역에서 총 11개의 유·가스전은 탐사와 시추 단계에 머물러 있는 상태이다. 북극의 환경과 유사한 캐나다 국경의 남부 지역에서 석유·천연가스 자원을 생산하고 있으며, 북서부 지역에 있는 노르만(Norman) 유전에서 1932년부터 석유를 생산하여 하루 약 12.5 Mbbl을 생산하고 있다(AANDC 2011). 이외에도 캐나다는 개발단계에 있는 유·가스전과 기존 수송망을 연결하여 생산할 예정에 있으며, 파이프라인 설치가 불가능한 지역은 LNG 등의 다른 운송방법을 강구하고 있는 중이다(한국과학기술한림원 2011). 또한, 캐나다의 “Northern Strategy”와 연계된 BREA(Canadian Beaufort Regional Environmental Assessment)는 보퍼트 해에서의 석유자원 개발과 관련된 사회경제적인 정보들을 수집하고 있으며, 자료를 분석하고 새로운 정보를 파악하기 위해 2012년부터 17개의 프로젝트를 진행하여 2015년에 종료될 예정이다. 이외에도 모듈을 자유자재로 변경하여 활용할 수 있는 새로운 개념의 쇄빙선을 건조하여 2017년에 시작하고자 하는 연구에 적용할 수 있도록 추진할 예정이다.

그린란드(Greenland)

북아메리카 북동부 대서양과 북극해 사이에 있는 그린란드는 대략 81%가 얼음으로 덮여 있으며, 그린란드 영해에는 48 Bbbl의 오일, 서부그린란드와 동부캐나다 사이의

지역에 평균 7.3 Bbbl의 오일과 52 Tcf의 천연가스가 부존할 것으로 추정된다(USGS 2008). 그린란드의 북쪽 퇴적 분지는 Peary Land에서 캐나다령 Archipelago까지 발달해 있으며, 이 지역은 원유 및 가스 발견가능성이 매우 높은 지역으로 이미 캐나다령인 Melville 섬과 Ellef Ringnes 섬 근처에서 대규모의 천연가스를 확인하였다. 또한, Eureka 인근의 Bathurst 섬 Ellesmere 섬에서는 원유가 발견되었으며, 그린란드의 동쪽에 위치한 Jameson Land는 지질학적인 요인으로 볼 때 석유 부존 가능성이 가장 높은 지역이라 할 수 있다(한국과학기술한림원 2011).

2007년에는 그린란드 주변 해역에서 지형지질 연구를 위한 탐사를 진행하였으며, 2010년에는 그린란드 서쪽 해상에서 3개의 탐사정을 시추하여 10년 만에 처음으로 유·가스 자원의 부존을 확인할 수 있었다(Martin and Christian 2008). 그 후 2011년에 중단되었던 시추작업을 재개하였으나 특별한 성과물은 없었다. 이외에도 로모노소프 해령(Lomonosov Ridge) 주변을 집중적인 탐사를 위해 스웨덴과 공동으로 북극탐사프로젝트 ‘LOMROG (Lomonosov Ridge off Greenland)’를 2008년부터 추진하고 있으나, 현재 그린란드는 해상 광구의 탐사·시추작업에 필요한 막대한 투자비용과 빙하 및 해저 원유 시추에 있어 기술적 문제, 투자비 조달 문제 등으로 인해 개발에 어려움을 겪고 있다. 이를 위한 대책마련으로 그린란드는 2014년에 연안 지역의 대륙붕에 대한 연장 신청을 승인받았으며, 세계 금융위기 여파로 미국과 유럽 등이 그린란드 자원개발사업 투자에 소극적인 자세를 보이면서 그린란드 정부는 아시아 지역의 주요 에너지 소비국의 투자유치에 주력하고 있다. 그 중에서도 중국 기업이 석유·천연가스 자원 외에 철광석, 구리, 희토류 금속과 같은 광물자원개발 사업에 참여하고 있다(에너지경제연구원 2014a).

노르웨이(Norway)

노르웨이 북극지역 주변부(norwegian margin)와 바렌츠 해에는 각각 73억 BOE와 67억 BOE의 석유·천연가스가 부존되어 있는 것으로 추정되며(USGS 2008), 주변부에서 유·가스전이 발견될 확률은 30~50% 정도이다. 이외에도 노르웨이의 스발바르(Svalbard) 군도는 퇴적암으로 구성되어 있는 유일한 석탄매장지역이며, 노르웨이 해(Norwegian Sea), 바렌츠 해, 스발바르 지역에 가스하이드레이트(gas hydrate)가 부존되어 있을 것으로 추정되고 있다.

현재 노르웨이 정부는 기존의 북해 가스전의 고갈을 대비하여 북극의 대륙붕 지역을 신규 전략지로 정해 자원개발에 전력을 다하고 있다. 이를 위해 2006년에 노르웨이와 바렌츠 해의 일부 지역에서 석유자원 개발을 위한 탐사를 허용하였으며, 2010년에는 석유 매장량은 풍부하지

만 환경 보호 측면에서 개발이 제한되었던 로포텐(Lofoten) 지역과 심해에서의 탐사 및 개발 기술의 향상으로 그 동안 접근하지 못하였던 지역에 대한 개발도 가능하게 되었다(Olsen 2009). 또한, 바렌츠 해에 위치한 Snohvit와 Albatross 가스전에서 2007년 12월부터 가스를 생산하기 시작하였으며, 개발 중인 Askeladd 가스전의 경우 향후 2014~2015년에 앞서 개발된 가스전과 연결하여 생산한 가스는 해저파이프라인을 통해 Melkoya LNG 공장으로 보내져 LNG 선박을 이용하여 유럽지역으로 수출할 예정이다. 이외에도 노르웨이는 지금까지 지식 증진에만 초점을 맞추어 왔으나 실제적인 가치를 창출하기 위하여 북극 관련 새 프로젝트에 약 2,400만 달러를 지원할 예정이며, 이는 2014~2019년에 걸쳐 에너지, 해양자원, 광물자원, 운송물류, 환경 및 환경산업 등과 관련한 프로젝트에 우선 순위가 주어질 예정이다(한국해양수산개발원 2014).

4. 북극지역의 석유·천연가스 자원개발의 위험성

지구온난화로 북극지역의 온도가 상승하여 접근이 쉬워졌으나 겨울에는 영하 40도 밑으로 내려가는 추위, 초속 30 m 이상의 눈 폭풍이 불 경우 야외활동이 불가능하다. 또한, 유빙과 빙하가 균열된 틈인 크레바스와 같이 곳곳에 위험 요소가 산재하고 있어 일반적인 생활을 할 수가 없으나, 북극해 아래에 부존하고 있는 에너지자원이 주목을 받으면서 극한 환경에서도 각국은 자원 개발을 위하여 많은 비용 소모와 위험부담을 안고 개발을 진행하고 있다. 이렇듯 북극지역에서 자원 개발을 위해서는 저온 생산 환경, 제한된 지역에서의 인프라 시설 설치 문제, 유동안정성 확보 문제, 세일 가스 등과 같은 다른 자원과의 경쟁력, 주변 국가들의 영유권 문제, 환경적 규제 등을 고려하여야 한다.

탐사 및 개발 분야

일반적으로 탄성파탐사의 결과는 표면 거칠기와 지표면 부근에서의 불균질성에 영향을 받으며, 북극의 경우 파의 진행에 영향을 미치는 해빙(sea ice)의 거칠기 및 불균질성(heterogeneity), 빙하 침식과 퇴적작용으로 인한 빙퇴석(moraine), 호수(lake), 산맥(ridges) 등과 같은 지형학적 특징에 대한 영향을 받는다. 또한, 2년 이상 연속하여 영하의 온도를 유지하는 토양인 영구동토층(permafrost)은 지구 전체 육지의 약 15%, 북반구에서는 약 24%를 차지하며, 주로 남극 대륙과 시베리아, 알래스카와 캐나다 북부, 그린란드, 고산지대에 연속, 불연속, 산발적 또는 고립되어 분포한다(극지연구소 2010). 이는 계절에 따라 결빙되는 정도가 다르기 때문에 결빙 부분과 융해되는 부분의

중간영역과 물이 결빙함에 따라 탄성파에 영향을 미치게 된다(Strobbia et al. 2009).

개발 분야에서는 북극에서의 시추작업 중 가스하이드레이트를 함유하고 있는 영구동토층을 관통하거나 자유가스(free gas)가 가스하이드레이트 부존 구간 하부에 존재할 경우 킥(kick)이 발생할 위험이 있다. Mackenzie Delta 및 Northern Alaska 지역에서는 온도 불균형에 의해 가스하이드레이트의 평형상태가 파괴되어 킥이 발생하였으며, 이러한 경우에는 시추이수의 밀도를 높이는 일반적인 유정제어 방법은 효과가 없는 것으로 알려져 있다. 또한, 북극에서 시추완료 후 완결작업을 수행할 경우 -35°C 이하에서 모든 운영 작업이 중단되며(Bishop et al. 2011), 이러한 저온 생산 환경에서 발생하는 문제에 대한 대비책이 필요하다. 이외에도 북극자원개발 사업은 전형적인 고위험, 고비용 사업구조로 혹한 추위로 인한 특수 장비가 필요하며, 특히 툰드라 지역과 같은 경우에는 하절기 동안 작업이 불가능하고 지반 침하를 막는 장비가 필요하다. 해상에서는 개발 과정에서 발생한 부빙, 빙산 등의 처리를 위하여 유빙 방어를 위한 선박을 배치하거나 추가 장비 설치 등 ice management 계획을 수립해야 하며(Keinonen 2008), 일부지역의 경우 원유유출과 같은 위험상황을 대비하여 감압이 필요한 경우에는 시추를 제한하고 있다(Clark and Weldon 2011).

생산 및 수송 분야

현재 북극해에서 선박을 통한 수송은 지역적·계절적·기술적으로 큰 제약을 받기 때문에 북극지역에서 생산된 석유·천연가스의 수송은 주로 파이프라인을 통해서 이루어지고 있으나, 파이프라인을 지하에 매설한 경우 동상(frost heaving) 현상으로 인해 건축물의 기울어짐, 수도관의 파열, 도로표면에 금이 가거나 울퉁불퉁하게 된다. 또한, 해빙기가 되어 얼음이 녹으면서 지표면은 내구력을 잃어버리고 융해침하(thaw settlement) 현상이 일어나며, 토양의 동결과 융해가 연중교대로 발생하게 된다. 이 때, 이송배관이 길수록 외부충격과 지반변화에 대한 영향이 매우 불리하게 작용하는데 북극지역에 대한 접근성이 계절에 따라 매우 상이하므로 이송 배관 파손 시 막대한 비용 손실과 환경오염이 발생할 가능성이 농후하다. 이러한 이유로 북극지역에서는 파이프라인을 건설 시 지반침하, 환경문제, 동상의 문제점을 감안하여야 하나, 건설단가가 높아져 기술 및 비용 문제로 인해 개발에 어려움이 따른다.

이와 같은 유·가스 이송배관 파손 문제 이외에도 생산 및 수송 분야에 영향을 미치는 유동안정성 확보(flow assurance) 문제가 있다. 이는 유정을 시추하고 완결하기 전에 저류층에 존재하는 유체들은 주변 환경에 의해 평형상태를 유지하고 있으나, 시추작업이 이루어지고 유체가

호르기 시작하면서 석유에서 석출되는 고체물질들에 의해 발생한다. 석출된 고체물질에서 무기질 집적물(inorganic deposits)에는 대표적으로 스케일(scale)이 있고 유기질 퇴적물(organic deposits)은 왁스(wax), 아스팔틴(asphaltnes), 레진(resin), 가스하이드레이트 등이 있으며, 이들은 생산 정 근처나 상대적으로 낮은 온도를 유지하는 천공(perforations) 작업 주변, 유동관 주변에서 석출되거나 분리와 같은 지상 근처의 생산 시설에서 발생한다. 스케일은 유동관이나 생산시설 주변에서 부식을 유발하여 철(iron)을 생성시켜 산화철(iron oxide), 황화철(iron sulfide)과 같은 물질을 발생시키며, 유기질 집적물은 왁스로 인해 유동관의 단면적이 줄어들어 유체의 유동을 방해한다. 특히 극지와 같은 심해 생산 환경에서는 하이드레이트 형성으로 인해 유동관이 자주 막히는 경우가 발생하며, 영구동토 지역인 시베리아와 북해 및 멕시코 만 등의 여러 유전이나 가스전에서 심각한 문제를 발생시키고 있다(이 등 2002). 왁스 또한 심해 온도 4°C보다 석유의 왁스생성온도(Wax Appearance Temperature; WAT)보다 낮기 때문에 위치에 상관없이 자주 석출되어 석유 생산을 방해하고 심지어는 유정을 포기해야 하는 경우도 발생되어 유동안정성 확보로 인해 석유 생산 비용이 상승되는 주요 원인이 되고 있다.

환경 분야

북극지역에서 온난한 기후의 영향 확대로 북극해의 경계 조건에 근본적인 변화가 진행되고 있으며, 해빙의 두께와 크기가 꾸준히 감소하고 있다. 이러한 지구온난화로 인해 북극해에서 수백 톤 이상의 메탄가스가 북극 해저에서 방출되고 있으며, 잔류성 유기오염물질(Persistent Organic Pollutants; POPs), 중금속, 방사능, 산성화, 북극안개, 오존층 파괴, 생태계 파괴 등으로 인해 환경오염이 가중될 우려가 있다. 현재는 오염방지를 위한 기준 마련이 지연되고 이용개발에 보다 초점을 두고 있는 실정이므로(유 2012) 해양환경오염 및 생태계 보존을 위한 실효성이 있는 대책 마련이 필요하다. 또한, 감소된 해빙으로 인해 발생할 수 있는 상업적인 측면으로는 어획뿐만 아니라 태평양과 대서양 사이의 상업적 화물운송을 위한 선박의 운항이 증가하여 세계의 무역패턴변화의 가능성이 있어 이러한 상업적인 기회들을 바탕으로 새로운 항구와 육지 시설에 대하여 구속력 있는 북극지역 규정의 채택, 관측시스템, 군사 시설, 상업적 시설까지를 포함한 위기 대응 네트워크의 변화가 필요하다(Berkman and Vylegzhanin 2013).

북극위원회에서는 지속가능한 개발을 내세우고 있으며, 현재 북극해 보전과 개발을 둘러싼 국가 간, 산업계 및 환경 단체 간의 갈등이 존재한다. 북극지역은 해빙, 자연광

의 부족, 극한 날씨, 부빙 등과 같은 요인들로 인해 원유유출의 위험성이 크고, 사고 발생 후 정화 작업 시에도 대처가 늦다. 또한, 대부분의 원유유출 방재 기술을 효율적으로 사용하기 위해서는 항공, 선박, 인력이 필요하나 원거리, 인프라 부족과 같은 특징으로 방재 기술의 효과가 단 시간 내에 나타나기 어려운 한계가 있다.

5. 북극지역의 석유·천연가스 자원개발 기술

탐사 및 개발 분야

탐사 분야

석유·천연가스 자원의 부존 가능 구조 유무를 확인하기 위한 과정으로 탄성파탐사를 수행하며, 해저로 음원을 보내어 해저면 아래를 주사(scanning)하고 반사되어 돌아오는 음파를 통해 퇴적층을 조사한다. 북극의 경우 빙하로 인한 잡음(noise)이 발생하여 탄성과 자료처리 시 자료의 질이 저하될 수 있으며, 3D 탄성파탐사에서 해저지질 모델 생성을 위한 음파(sound wave) 발생 시 이를 왜곡시켜 부정확한 결과를 도출할 가능성이 있다. 또한, 빙하로 덮인 지역으로 인해 자료 취득에 있어 시간의 제약을 받으며, 이러한 점을 개선하기 위한 탐사 기술들이 개발되고 있다.

적용된 여러 기술 중 먼저 Under-ice towed marine streamer 기술은 안전하고 품질이 좋은 탄성파탐사 자료를 획득할 수 있으며, 이는 독특한 고체형의 디자인으로 되어 극한환경과 극자기(pole magnetics)를 견디는 고위도지역에서의 측정 시 사용가능하다. 두 번째로 일관성 잡음(coherent noise)에 대한 영향을 고려하기 위해 WesternGeco가 2002년에 Q-Land single-sensor land seismic system과 함께 point-receiver를 도입하였으며, 이는 땅에 고정된 빙하(ground-fastened ice)와 부빙사이의 천이구간에서 신호의 형태와 비슷하게 나타나는 잡음에 대하여 모든 트레이스나 기록상에 일률적 또는 반복적으로 나타내어 적용한다. 세 번째로는 새로 개발된 New-generation UniQ는 복잡한 지질구조와 잡음이 심한 환경에서도 작업할 수 있도록 설계되었으며, UniQ seismic system은 북극 뿐 아니라 잡음에 영향을 많이 받는 지역에서의 환경적 규제를 준수할 수 있는 기술로 이용되고 있다(Bishop et al. 2011). 이외에도 탄성과 탐사 선박(seismic vessel)의 운항 경로를 원활하게 하기 위해 이중선박시스템(dual-vessel system)과 대빙등급 쇄빙선(polar-class icebreaker)을 사용하여 운영하며, 수중음향 수신(streamer cable)을 안전항로 이내로 유지하고 선박근처의 큰 빙하 주변이나 밑으로 나아갈 수 있도록 스트리머 조향 시스템(streamer steering system)을 사용한다.

개발 분야

저온 환경에서의 원활한 운영을 위하여 정두(wellhead) 밸브에서의 얼음 생성과 조작기기의 손상 방지를 위한 double-wall shelter 사용이 권장되며, 킥의 발생으로 유체가 제어되지 않을 경우를 대비하여 모든 완결 부분에 Sub-Surface Safety Valve(SSSV)를 사용하기도 한다. 왁스나 하이드레이트 형성, 영구동토층 해빙을 방지하기 위하여 Vacuum Insulated Tubing(VIT)을 이용하여 열을 방출시키며(Singh et al. 2006), 낮은 열전도성을 가진 유체를 환체 구간에서 사용한다(D'Amico 2008). 이렇듯 자원 개발을 위해서는 많은 기술을 필요로 하며, 대표적으로 시추 기술, 시추리그 및 플랫폼, 해상시설, 원격 모니터링 및 제어 분야와 관련된 적용 가능한 기술에 대하여 정리하였다.

시추 기술 중 먼저 북극지역과 같은 극한환경에서 시추 작업 수행 시 비용과 직결된 겨울철의 운영기간을 늘리기 위해 Casing While Drilling(CWD) 기술을 사용한다. 이는 드릴파이프(drill pipe) 대신 케이싱(casing) 자체를 드릴파이프처럼 사용하며, 목표지점에 도달하면 시간지연 없이 사용한 케이싱을 설치하는 방법으로 순환 시 시추이수 손실의 방지, 유정의 안정성 향상, 균열에 의한 영향 고려가 가능하다. 두 번째로 Extended Reach Drilling(ERD) 기술은 탄화수소가 부존되어 있는 목표 지역이 지표면으로부터 멀리 떨어져 있거나 부존 지역으로의 접근이 어려울 때 사용되는 기술로 상대적으로 높은 운영비용이 드는 해상에서 지상을 기반으로 한 시추(land-based drilling)를 수행하여 환경적인 규제가 있는 지역 주변부에서 시추가 가능하며, 추가적인 플랫폼 건설없이 시추를 수행할 수 있다(Bishop et al. 2011). 세 번째로 Insulated Steam Injection Tubing은 알래스카 영구동토층에서의 환경적인 문제를 해결하기 위하여 고안된 기술로 중질유가 부존되어있는 저류층에 적용이 가능하며, 주입정에서의 열손실을 줄이고 효과를 향상시킬 수 있는 방법이다.

시추리그 및 플랫폼과 관련된 기술은 북극해역에서의 자원을 개발하기 위해서는 주요한 부분으로 현재까지 다양한 기술들이 적용되고 있다. 모래, 자갈을 매설하거나 해수를 분사함으로써 결빙을 유도하여 해빙 영향을 감소시키고 시추공간 확보가 가능한 지반 구조물 설치 기술, 기자재 보온처리를 통해 영하 40°C의 혹한에서도 작업이 가능하고 심해에서 해저면에 고정하지 않아도 정확한 시추작업을 할 수 있는 위치제어시스템(dynamic positioning system)을 구비한 극지 시추선(Fig. 3), Fig. 4와 같이 북극해 시추 작업 시 개방구역에서의 바람과 파도, 빙산(iceberg)의 위협과 해빙에 노출되어 있어 빙산충돌과 같은 유사시에 시추작업을 중단시켜 위험을 최소화시킬 수 있는 이동식 리스(mobile rig), 빙산의 무거운 하중과 다양



Fig. 3. Drill Ship (Kongsberg 2013)



Fig. 4. Mobile Rig (Scandasia 2013)



Fig. 5. ADS (BergerABAM 2013)

한 토양의 조건에 대한 고려가 가능하고 연중 내내 운영이 가능한 Arctic Drilling Structure(ADS)이 있다(Fig. 5). 또한, 개방기간(open-water season)이 매우 짧은 북극지역에서는 강한 해류와 폭풍우, 다년생 해빙, 부빙의 움직임, 빙산으로 인하여 시추 작업을 수행함에 있어 위험성이 크기 때문에 artificial islands, floating drillships, spray islands, Caisson Retained Island(CRIs), Gravity-Based Structures(GBSs)와 같이 많은 종류의 구조물이 개발되었

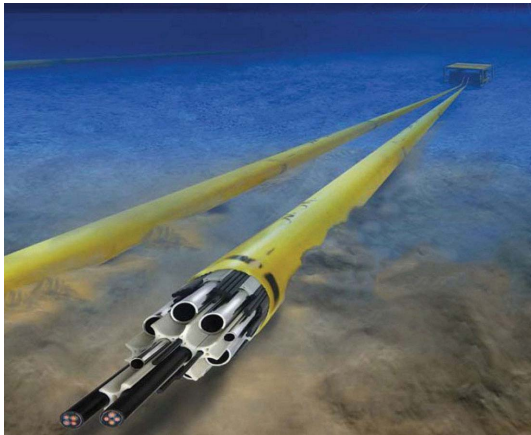


Fig. 6. Steel Tube Umbilical

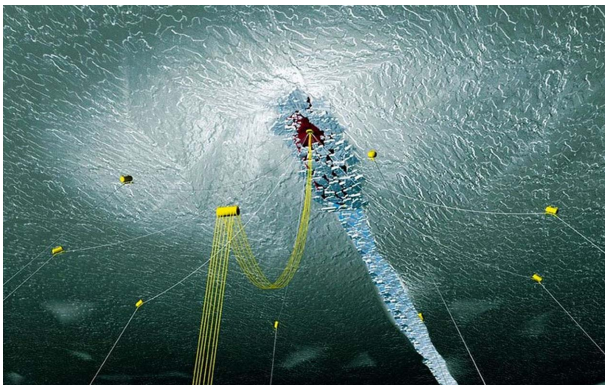


Fig. 7. Offshore Mooring (TUDelft 2013)

으며, Ice platform과 같이 일반적인 육상리그(conventional land rig)를 사용할 수 있는 플랫폼 기반 구조물이 개발되어 drillships, artificial islands, 해양구조물을 이용한 해상 탐사시추에 비해 적은 비용으로 작업을 수행할 수 있다.

육지와 달리 움직임이 지속적으로 일어나는 해상과 같은 경우에는 이를 보완하기 위한 해상 설비들이 있으며, 대표적으로 먼저 다발관은 해저장비에 연결되어 생산 설비의 원격 제어 및 계측, 전력 공급, 화학제 주입에 필요한 튜빙, 파이프, 전기선을 다발 형태로 배열하여 제작된 단일 케이블로 전기적 또는 광학적 섬유 케이블을 통해 자료를 전송한다(Fig. 6). 다음으로 일반적인 라이저에 비하여 설치가 쉽고 빨라 고정된 해저생산설비들과 수면 위에 있는 선박 또는 부유식 구조물 사이의 큰 움직임을 지탱할 수 있는 탈착식 유연 라이저가 있으며(Fig. 7), 과도의 영향이 심한 북극해의 경우에는 해양 라이저의 사용이 어렵기 때문에 라이저를 사용하지 않고 이수를 회수하는 Riserless Drilling and Mud Return (RDMR) 기술이 있다. 이는 순환된 이수를 BOP(Blowout Preventer)로 부터 분리된 호스로 방향을 전환하여 운반되며, 순환되어온 이수



Fig. 8. Spar (World Oil 2013)

의 성분 측정을 통해 키크를 예방할 수 있는 역할을 한다. 마지막으로 해저면에 고정하거나 부표에 부착한 후 아래를 향하도록 설치해 체인으로 앵커 또는 싱크에 연결하여 부표를 해저에 계류시키는 역할인 라이저 계류장치와 라이저 길이가 짧아지고 유사 시 신속한 라이저 회수 및 시추 플랫폼 이동이 가능한 부유정두시설이 대표적이다. 최근에는 심해용으로 개발되고 있는 구조물인 Spar가 있으며(Fig. 8), 부유정두시설로 사용 가능하고 하부에 밸러스트, 상부에 부력공간을 두어 운동성능이 향상된 형태로 시추와 생산을 겸한 기능을 가지고 있다(World Oil 2013).

이외에도 원격 모니터링 및 제어기술은 물리적인 접촉 없이 관측 대상 물체의 물리적·화학적 특성에 대한 정보를 구할 수 있는 과학기술로 위성을 통해 극지자료를 실시간으로 모니터링 한 후, 선박 내 통합시스템을 원격 진단하고 제어하는 방법이다. 이러한 위성원격탐사는 설비권 지역 면적을 조사하고 극지 위치 및 기후 조건에 기인한 낮은 접근성을 극복할 수 있으며, 원격으로 실시간 제어 및 계측을 할 수 있어 유사 시 신속한 대처가 가능하다.

생산 및 수송 분야(유동안정성 확보기술)

극지의 생산시스템에서는 석유생산 시 여러 물질들의 집합체인 석유가 저류층에 존재하는 다양한 불순물과 혼합한 상태로 유동하면서 원래 부존 환경과 다른 온도, 압력에 노출되어 왁스, 하이드레이트, 아스팔틴, 레진, 스케일과 같은 고형물이 집적되며, 이로 인해 석유를 안정적으로 생산하기에 어려움이 따른다(Brower et al. 2005). 또한, 기존의 육상 유전과 달리 접근성이 낮고 극한 환경에서 고형물이 집적될 경우 이를 제거하기가 매우 어려우므로 이러한 한계를 극복할 수 있는 유동안정성 확보 기술

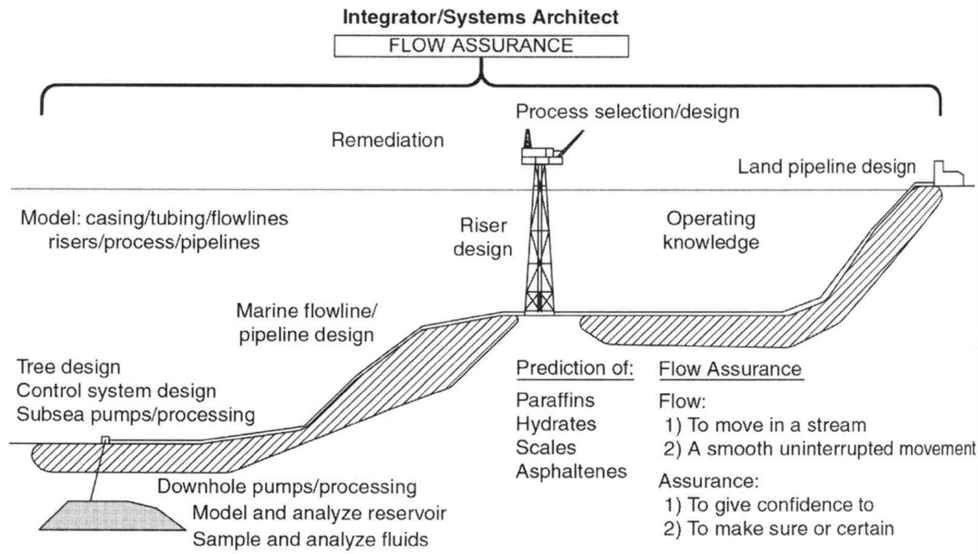


Fig. 9. Technology Coverage of Flow Assurance (O’connor et al. 2007)

이 과거보다 최근에 주목을 받고 있다(임 등 2012). 여기서, 유동안정성 확보기술이란 저류층에서 생산된 유체가 지상처리시설까지 이르는 동안 방해 없이 흐를 수 있게 해주는 공학기술로써 Fig. 9에 기술적용 범위를 나타내었다(O’connor et al. 2007).

왁스 제어 기술

석유(petroleum)는 자연적으로 발생한 기체, 액체, 고체상의 탄화수소로 구성된 혼합물로 이산화탄소, 질소, 황화수소, 황과 같은 비탄화수소도 포함하며, 이 중 액상 탄화수소인 오일에 존재하는 왁스는 탄소수가 18~65인 노말 파라핀(normal paraffin), 아이소파라핀(iso paraffin), 싸이클로파라핀(cyclo paraffin)으로 이루어진 복합체이다(임 2010). 왁스의 생성(precipitation) 과정은 석유의 온도가 왁스생성온도 이하가 되면 왁스의 주성분인 파라핀 입자의 운동에너지가 줄어들면서 입자간 거리가 줄어들어 파라핀 입자들이 서로 얽히고 뭉치면서 석출되어 결정핵이 되고 서로 결합하면서 뽕죽하거나 판상형태의 결정으로 성장하는데 이러한 결정핵 생성 및 성장과정은 거의 동시에 발생한다. 이와 같은 과정을 통해 집적된 왁스로 유동관이 완전히 막히는 현상은 드물게 발생하나 유체가 더 이상 흐르지 않는 온도인 유동점(pour point) 이하로 석유의 온도가 낮아지면 석유가 고형화되어 유동관을 완전히 막을 수 있다. 유동점 이하에서 석유가 흐르지 않는 현상은 왁스뿐만 아니라 아스팔틴 등과 같은 다른 요소들도 영향을 미치며, 석유 업계에서는 일반적으로 이러한 현상을 왁스 문제로 간주한다. 그러므로 석유 자원의 원활한 생산과 수송을 위하여 왁스가 생성되지 못하도록 억제하

거나 생성되었을 경우 이를 감소시키도록 하는 제어기술이 필요하며, 이와 관련된 열제어법(thermal management system), 왁스억제제(wax inhibitor) 주입법, 피깅(pigging)에 대하여 정리하였다.

열제어법은 석유의 온도를 왁스생성온도 이상으로 유지시키거나 낮아진 온도를 다시 상승시켜 왁스를 용해시키기 위해 적용하며, 외부 동력의 적용 여부에 따라 유동관의 열전도도를 감소시키기 위한 단열법(passive insulation)과 전기나 유체에 의해 가열하는 가열법(active heating)으로 분류할 수 있다(Thant et al. 2011). 가열법은 저온인 해저에서 석유의 온도를 왁스생성온도 또는 유동점 이상으로 유지하거나 이미 집적된 왁스를 다시 용해시키기 위해 유동관을 가열하는 방법으로 유동관 외벽의 케이블에 흐르는 전기 교류와 유동관의 전기저항에 의해 발생하는 열을 이용하는 직접전기가열법(Direct Electrical Heating; DEH), 유동관에 부착된 물질에 의해 전기 교류를 흐르게 하여 열을 발생시키는 간접전기가열법(In-Direct Electrical Heating; IEH), 유동관 외부에 고온의 유체가 흐를 수 있는 배관을 설치하거나 유동관과 외부자켓 사이의 환체공간에 고온 유체를 순환시켜 석유를 가열하는 고온유체주입법(circulation of hot fluid)으로 구분한다(임 등 2012). 단열법의 경우 유동관을 매설하거나 절연체를 설치하여 석유의 온도 감소를 줄이는 방법으로 단열재 재질과 유동관을 감싸는 방법에 따라서 나누어지며, Ruschau et al. (2010)에 따르면 습윤단열법(wet insulation)은 유동관을 감싼 단열재가 해수와 접촉하는 방법으로 단열성능과 물에 대한 저항성이 높고 고온 배관에 적용성이 좋은 폴리프로필렌을 유동관에 많이 사용하고 건조단열법(dry

insulation)은 석유생산을 일시적으로 중단할 경우 석유의 온도가 급격히 낮아질 수 있으므로 유동관을 매설함으로써 석유가 겔화 또는 고형화 되기까지의 시간을 연장할 수 있는 방법이다.

왁스억제제 주입법은 왁스집적 문제를 해결하기 위해 유동관에 왁스억제제를 주입하여 왁스집적을 방해하거나 이미 집적된 왁스를 제거하는 물질이다(Bacon and Romero-Zerón 2011). 왁스억제제는 주요 작용 메커니즘에 따라 유동점강하제(pour point depressant), 결정변형제(crystal modifier), 분산제(dispersant), 용매제(solvent)로 분류한다. 유동점강하제는 가장자리에 결합하여 결정 성장을 늦춰 석유의 유동점을 낮추어 석유의 고형화 방지 또는 고형화가 이루어지는 시간을 지연시키며, 왁스와 비슷한 구조를 가진 결정변형제는 왁스와 쉽게 결합하여 유동관 내벽에 왁스가 쉽게 흡착하는 것을 방해함으로써 왁스집적을 예방하는데 주로 활용한다. 분산제는 계면활성제의 한 종류로 친수성과 친유성 성질을 모두 지니며, 친유성 부분이 왁스와 결합을 하여 친수성 형태로 만들어 왁스입자간의 결합을 억제하거나 유동관 내벽에 집적되는 것을 억제한다. 용매제는 무극성인 왁스와 용매제 간의 공유결합을 통해 왁스의 용해도를 높여 집적된 왁스를 제거할 수 있는 효과가 있다(Wylde and Slayer 2012).

피그는 왁스를 제거하기 위한 물리적인 방법으로 석유 산업에서 주로 많이 사용하며, 유동관에 피그(pig)를 주입하여 유체로 밀어 이동시키면서 압력시험(hydrostatic test), 배관건조, 배관검사, 슬러그(slug) 문제 해결, 유동관 수리, 유동관 청소 및 내벽 표면처리를 위해 적용된다. 종류는 gelly pig, pig train이 있으며, gelly pig는 폴리머 재질의 탄성이 높은 피그를 주입하는 방법으로 브러쉬 등을 피그 중앙에 설치하여 피그의 정체 가능성을 낮추는 것이고 pig train은 왁스고형물을 제거하여 경도를 낮추는 효과가 있는 왁스억제제와 피그를 동시에 적용하는 방법이다(임 등 2012).

아스팔틴 제어 기술

아스팔틴 문제를 가장 효과적으로 해결하는 방법은 아스팔틴이 집적되지 않는 온도, 압력, 유량을 유지하는 것이나, 생산정 주변에서의 압력감소는 크기 때문에 아스팔틴의 생성을 막는 것은 쉽지가 않으므로 화학물을 주입하거나 피그를 적용하여 이를 제거하는 것이 일반적인 방법이다.

아스팔틴의 집적을 방해거나 제거하는 효과가 있는 화학억제제 주입법(chemical method)은 오일 내 아스팔틴의 용해도를 높이는 레진 유기 폴리머(resinous organic polymer)를 주로 사용하며, 이는 저류암의 습윤도를 반전 시킴으로써 층 손상을 발생시킬 수 있는 단점이 있다. 이

외에도 화학 용매를 사용하여 아스팔틴을 다시 용해시킬 수 있으며, 자일렌 또는 톨루엔을 많이 사용해왔으나 최근에는 환경과 안전상의 문제로 테르펜(terpene)을 많이 사용하고 있다. 또한, 배관에 집적된 아스팔틴을 왁스와 마찬가지로 피그를 통해 제거할 수 있으며, 피그가 굵어 모던 고형물이 일정량 이상이 되면 오히려 피그를 할 수 없는 막힘현상이 발생할 수 있으므로 피그의 마모와 효율을 고려하여 일반적으로 피그는 한번에 50~100 mile을 수행한다.

하이드레이트 제어 기술

하이드레이트는 저온, 고압 환경에서 생성되며 얼음과 유사한 고체 입자지만 물과 포획가스가 공존하면 0°C 이상에서도 생성될 수 있다는 특징을 가지고 있어 배관 내 하이드레이트 집적문제는 심해 및 극지방의 다상 유동에서 발생할 수 있는 대표적인 문제점으로 영구동토 지역인 시베리아, 북해와 멕시코만 등의 여러 유전이나 가스전에서 심각한 문제를 발생시키고 있다(이 등 2002). 하이드레이트 형성에 의한 배관 막힘은 석유를 생산하는 저온·고압 조건 하에서 천연가스와 물이 동시에 존재하게 되는데 물 입자에서 1 mm/sec 속도로 10~30 μm 두께의 얇은 하이드레이트 막이 형성된다. 이 때, 하이드레이트 입자가 성장하게 되고 입자 간의 강한 모세관 인력이 작용하여 서로 응집하여 석유배관을 막게 된다.

하이드레이트의 생성 정도와 집적되는 위치는 생산 운영조건, 생산시스템 설계사항, 온도분포, 유체의 성분 등에 영향을 받기 때문에 이를 제어하여 하이드레이트 생성 및 배관에 막힘 현상을 해결할 수 있다. 이를 위한 방법 중 첫 번째로 압력제어법(pressure method)은 집적된 하이드레이트가 움직일 수 있을 정도로 가압하거나 하이드레이트 생성 압력 조건 이하로 감압하는 방법이다. 이는 시추공의 압력만을 낮추어도 하이드레이트 제거가 가능하지만, Joule-Thomson effect에 의해 하이드레이트 덩어리의 작은 구멍에서 발생하는 가스를 통해서 하이드레이트가 재형성될 수 있으므로 적절한 압력조절이 중요하다. 두 번째로 열제어법(thermal method)은 전기가열법이나 배관단열 등을 통해 탄화수소의 온도를 하이드레이트 생성온도 이상으로 유지하여 제어하는 것으로 집적된 하이드레이트의 중간부분을 가열할 경우 급격한 팽창으로 인해 일부 하이드레이트가 빠른 속도로 이동하여 생산 시스템에 손상을 가할 수 있으므로 열제어법 적용 시 이러한 점을 주의해야 한다. 이외에도 집적된 하이드레이트를 뚫거나 고온 유체를 순환시키는 코일튜브(coil tubing) 방법, 알코올(alcohol)이나 글리콜(glycol)과 같은 열화학적 억제제를 사용하여 하이드레이트의 생성을 막을 수 있는 화학억제제 주입법(chemical method)이 있다.

스케일 제어 기술

일반적으로 스케일을 제거하는 기계적 방법(mechanical method)에는 기본적으로 Wiping, Brushing, Scraping, Peening, Abrasion/Erosion으로 구분하며, 이들 장비는 mole이라 명한다(Cowan and Weintritt 1976). Wiping은 스펀지와 같은 소재를 사용하여 부드러운 스케일을 일반적으로 제거하는 방법이며, Brushing은 부드럽거나 딱딱한 소재의 털을 이용하여 유동관 내벽을 Wiping보다 빠른 속도로 움직여 스케일을 제거하지만 유동관 내벽을 손상시킬 수 있다는 단점이 있다. Scraping은 단단한 고체물질을 유동관이나 파이프라인에 투입하는 방법으로 일반적인 스케일 제거를 위한 피킹 적용 시에 사용되며, Peening은 유동관이나 파이프 내벽에 집적되어 있는 경도가 높은 스케일을 두드려서 제거하는 방법으로 부분적으로 집적된 스케일 제거에 용이하다. Abrasion/Erosion은 석유산업에서 주로 사용되는 방법으로 높은 압력으로 분사시켜 플랫폼이나 지표면에서 거리가 먼 스케일을 제거하는 방법이나 장비를 제대로 사용하지 못할 경우에는 유동관이나 파이프라인에 손상을 가할 수 있다.

기계적인 방법 외에 억제제를 사용하여 스케일 생성을 제어하는 방법 중 무기 인산염을 사용할 경우 저온에서만 적용가능하며, 유기 인산 에테르는 약 38°C 이하, 인산염은 약 65°C 이하에서만 효과적이다. 또한, 폴리머를 사용할 경우 열적 안정성 및 효율은 우수하나 상대적으로 감시가 어려운 단점이 있다(이와 김 2010). 이외에도 화학용매(solvent)를 통해 스케일을 용해시키는 방법이 있으며, 스케일이 수용성인 염화나트륨의 경우 염수만으로 제거가 가능하고 탄산염 스케일, 황화철(iron sulfide), 산화철(iron oxide) 등은 염산을 통해 제거가 가능하다.

환경 분야

지구온난화에 따른 해빙과 북극해 시스템에 의한 환경 변화 이외에 석유·천연가스 자원을 개발하고 생산함에 있어 원유유출의 위험성이 크므로 이를 위한 방지 및 방제 기술이 필요하다. 기본적으로 환경문제를 발생시키지 않기 위해서는 원유유출을 방지해야 하며, 원유가 유출되었을 경우 방제작업을 통해 유출된 원유의 회수율을 높이고 연소(burning)를 촉진시켜 회수하기가 편리한 지역으로 방향을 이동시켜야 한다. 즉, 원유가 퍼지는 것을 막고, 폐쇄된 공간에 두꺼운 두께로 집중되는 것을 방지하는 것이다. 북극권의 개빙구역에서 원유유출사고 발생 시 중력, 바람, 조류의 영향으로 인해 빙하가 존재 할 때 보다 더 넓고 빠르게 분산 될 가능성이 있어 사고 후 대처작업 시간이 중요하며, 이와 관련된 구체적인 기술에 대하여 정리하였다.

원유유출방지(oil spill prevention) 기술에는 먼저 방폭

장치(BOP)가 있으며, 시추이수(drilling mud)의 밀도 조절 실패나 급작스러운 기상의 탄화수소 유입으로 공극압이 시추공의 압력보다 높아 지층유체가 시추공으로 유입되는 킷이 발생하는 현상을 예방할 수 있는 대표적인 장비이다. 두 번째로 메탄하이드레이트의 축적 방지와 특정한 심도에서 원유유출에 대한 효과적으로 피막을 형성하나 생산시스템에 손상이 가해졌을 경우 이러한 구조물에 문제를 발생시키는 일반적인 유출방지구조물(containment structure)과 달리 Thermal Taming Chamber의 경우 원유유출로부터 유발된 오일과 가스를 수집하고 이동시키는데 적용 가능한 방안이 있다(Ecomerit Technologies 2013). 이외에도 해저에서의 환경적인 문제를 야기하지 않기 위하여 유정제어를 위한 표면케이싱(surface casing), 케이싱의 간격(casing intervals), 시멘팅 프로그램 등의 작업과 파이프와 연결부위를 튜브형태로 디자인하여 안정성을 높이는 작업들을 아우르는 Well Integrity 기술이 있다.

원유유출방제(oil spill containment) 기술은 mechanical recovery와 non-mechanical recovery로 구분할 수 있으며, mechanical recovery에는 oil spill containment boom과 oil skimmer가 대표적인 장비로 원유유출 대처와 정화를 위해 사용되는 가장 보편적인 방법이다. 이는 수중에 떠다니는 원유 또는 토양에 유출된 원유에 대해 containment boom이 장벽 역할을 하여 skimmer와 pump를 이용해 제거하는 방식이며, 더 발전된 방법으로 일반적인 원유유출방지지 시 사용되는 폴리프로필렌(polypropylene), cellulose absorbent booms, socks와 달리 더 큰 표면적을 제공하며 다루기가 쉽고 안전한 Oil Spill Containment And Removal(OSCAR) 시스템이 있다(Fig. 10). 유막(oil slick)을 분산 및 분해하기 위해 화학적인 대책으로 연소 또는 생물에 의한 환경정화(bioremediation)와 같은 방법인 non-mechanical recovery가 있으며, 이 중 현장 연소는 Fig. 11과 같이 유출된 원유를 현장에서 연소시킴으로써

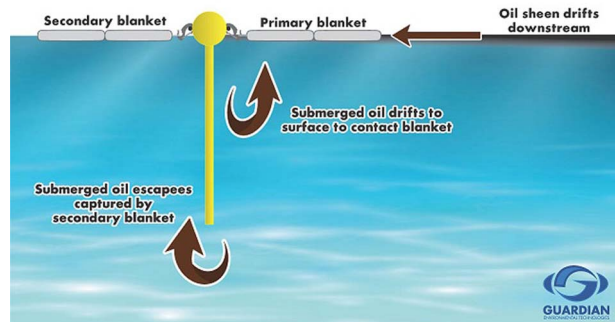


Fig. 10. Oil Spill Containment and Removal System (OSCAR) (Guardian 2013)

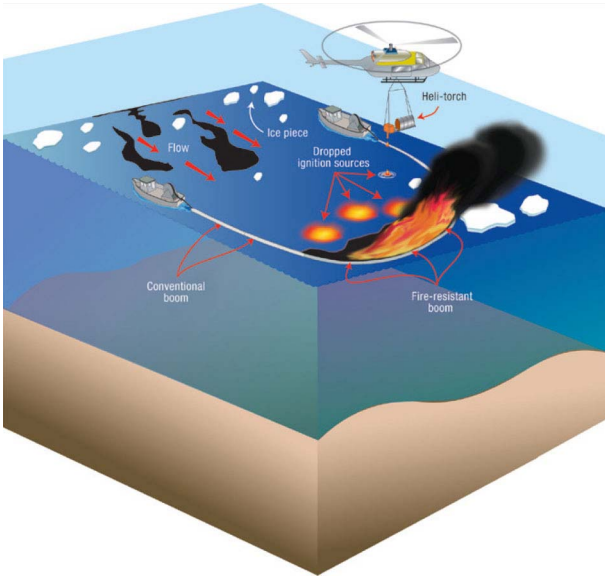


Fig. 11. A Conceptual In-Situ Burn (ExxonMobil 2012)

제어하는 기술로 육·해상에서 많은 양의 원유를 빠르게 제거할 수 있다. 분산제를 사용하는 경우는 원유유출지역이 넓은 지역의 처리, 탄화수소의 생물분해(biodegradation)의 비율을 향상시키고자 이용하며, 계면활성제를 사용하는 방법은 미생물(microorganisms)을 이용하는 방법과 유사하여 자연분해가 빠르고 유독성이 작은 특징이 있다.

그 외에도 유정의 상단부에 있는 BOP의 choke and kill bypass를 통해 clay 비중이 큰 이수인 kill mud를 주입하여 압력을 제어한 후 시멘트로 해당 유정을 막는 Top Kill 방식, BOP에 연결되어 있는 손상된 드릴 파이프 및 일부 상부 구조물을 절단하여 제거하고 그 위에 LMRP(Lower Marine Riser Package) 모듈로 구성되어 있는 seal 기능이 가능한 cap을 씌운 다음 cap 내부의 원유를 해상으로 끌어올려 회수하는 Top Cap(또는 Top Hat) 방식이 있다. 또한, 문제의 유정이 있는 지층내로 두 곳의 추가 경사정을 굴착하고 원유를 회수함으로써 문제가 되고 있는 유정으로의 원유유출 압력을 낮추어 유정을 제어하는 감압유정(relief well) 기술, 파이프에 진흙과 화학물질을 섞어 주입하여 원유를 저류층 밑으로 내려 보내 다시 시멘트를 부어 유정을 완전히 밀봉하는 Static Kill 기술이 있다.

6. 결론 및 제언

지구온난화로 인해 북극해를 덮고 있는 빙하면적의 감소가 큰 이슈로 부상함으로써 과거에 탐사 및 개발이 불가능한 지역에 대한 관심이 높아지고 있다. 특히 새로운 북극항로에 의한 접근성 확보와 자원 개발기술의 발전으로 북극지역의 석유·천연가스 자원이 많은 분포되어 있는

대륙붕과 같은 해상 지역이 부각되고 있다. 이러한 북극지역에 대한 석유·천연가스 자원의 기술개발 현황과 전망에 대해 알아보하고자 이 연구에서는 북극해역에 대한 근접국가 중 5개 연안국(러시아, 미국, 캐나다, 그린란드, 노르웨이)의 석유자원 개발 동향을 파악하였으며, 극한 환경에서의 탐사, 개발, 생산, 수송, 환경 분야에 대한 위험요소를 알아보았다. 또한, 유·가스전 시추, 개발, 생산, 운영에 있어 이러한 한계를 극복할 수 있는 핵심 요구 기술에 대해 파악함으로써 석유 개발 작업 진행 시 북극에서의 제약 조건을 고려하기 위한 기본적인 자료를 제공하고자 하였다.

북극개발과 관련된 산업으로는 E&P, 해양플랜트, 선박, 조선, 철강, 유틸리티 등으로 나눌 수 있으나 현재까지 우리나라의 경우 자원개발에 있어 다른 나라와는 달리 가장 핵심적인 E&P 기술 개발은 미미하다고 할 수 있다. 북극지역의 자원개발 가속화에 따라 향후 특수선박이나 해양플랜트 등의 수요 증가에 따른 시장 선점도 중요한 부분이나 보다 장기적인 관점에서 에너지수요를 충족하기 위해서는 점차 고온고압, 극한지, 심해 등 열악한 환경에서도 안정적인 유·가스전 개발 생산 기술의 확보가 성공적인 자원개발을 위하여 반드시 필요한 부분이다. 그 중에서 석유자원의 생산 및 수송은 북극과 같은 극한 환경에서 주요한 사항으로 유동안정성 확보를 위해서는 집적되는 물질에 따른 제어 혹은 제거 기술에 대한 개발이 필요할 것으로 사료된다.

이와 같이 북극의 에너지 자원 개발의 중요성을 인식하고 미래 자원을 선점하기 위한 각국의 전략을 파악함으로써 상호 협력적 관계를 형성한다면 향후 지분참여나 광구권 확보에 있어 기회를 확보할 수 있을 것이다. 또한, 북극 해역에서의 유·가스전 개발과 관련된 기술을 파악함으로써 향후 연구 방향 및 중장기 기술 개발 방향을 제시할 수 있을 것이며, 이를 바탕으로 R&D 인프라 확보에 활용할 수 있을 것으로 본다.

사 사

본 연구는 한국해양과학기술원 부설 극지연구소의 기획 연구와 2013년도 산업통상부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다 (PE13190; 2013251010005C).

참고문헌

- 극지연구소 (2010) 영구동토층 연구개발사업 기획연구. 한국 해양과학기술원 부설 극지연구소, BSPK09100-248-7, 130 p
- 류지철, 이성규, 이용권, Sokolov D, 최윤미 (2009) 세계 에

- 너지시장 여건 변화에 따른 러시아의 에너지자원 투자정책 변화와 한·러 에너지협력에 미치는 영향 분석. 에너지경제연구원, 동북아에너지연구 출연사업 정책연구사업 09-16, 208 p
- 에너지경제연구원 (2014a) 세계 에너지시장 인사이트. 에너지경제연구원, 14-15호, 68 p
- 에너지경제연구원 (2014b) 세계 에너지시장 인사이트. 에너지경제연구원, 14-25호, 58 p
- 유준구 (2012) 북극해 거버넌스 현안과 과제. 국립외교원 외교안보연구소, 11-1261021-000001-03, 18 p
- 이근상, 김현태 (2010) 유전 생산수 관리. 구미서관, 서울, 118 p
- 이성규, 이지영, 최윤미 (2010) 북극지역 자원개발 현황 및 전망. 에너지경제연구원. 수시연구보고서 10-03, 98 p
- 이용희 (2012) 북극 북서항로의 국제법적 지위에 관한 연구. 경희법학 47(4):89-124
- 이정환, 백영순, 성원모 (2002) 고압·저온 가스 배관에서 수분에 의한 하이드레이트 플러깅 형성. 한국가스학회지 6(1):38-45
- 이창열, 성재호 (2010) 실체적 규정의 해석에 의한 UN해양법협약 강제적관할권 배제의 문제해결. 영남법학 31:475-510
- 임종세, 강관상, 유승렬 (2012) 해저 석유생산시스템에서 유동안정성 확보를 위한 왁스집적 제어기술. 한국자원공학회지 50(2):278-296
- 임종세 (2010) 생산 유·가스전 유동안정성 확보 기술. 석유 26(86):68-85
- 한국과학기술한림원 (2011) 북극연구의 국제적인 동향과 우리나라 북극연구의 미래 전략에 관한 연구. 한국과학기술한림원 연구보고서 79, 88 p
- 한국해양수산개발원 (2014) 북극해 소식. 한국해양수산개발원, 14호, 13 p
- Aboriginal Affairs and Northern Development Canada (AANDC) (2011) Northern Oil and Gas Annual Report. Public Works and Government Services Canada, 29 p
- Andreas Ø, Clare RB (2011) Arctic Petroleum: Alaskan Development and International Frameworks. CSIS Energy program, Washington, USA, 47 p
- Bacon MM, Romero-Zerón LB (2011) Optimizing Paraffin and Naphthene Wax-Treatment Options Using Cross-Polarized Microscopy. In: Paper 140838 of the SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Woodlands, USA, 11-13 April 2011
- BergerABAM (2013) Arctic Drilling Structure. <http://www.abam.com/portfolio/project/174> Accessed 16 July 2013
- Berkman PA, Vylegzhanin AN (2013) Environmental Security in the Arctic Ocean. Routledge, London, UK, 459 p
- Bishop A, Bremner C, Laake A, Strobbia C, Parno P, Utskot G (2011) Petroleum Potential of the Arctic: Challenges and Solutions. Oilfield Rev 22(4):36-49
- Brower DV, Prescott CN, Zhang J, Howerter C, Rafferty D (2005) Real-time Flow Assurance Monitoring with Non-Intrusive Fiber Optic Technology. In: Paper 17376 of the Offshore Technology Conference, Houston, USA, 2-5 May 2005
- Clark P, Weldon CP (2011) Cathodic Protection Design Considerations for Offshore Structures in the Arctic Environment. In: Paper 22158 of the OTC Arctic Technology Conference, Houston, USA, 7-9 February 2011
- Cowan JC, Weintritt DJ (1976) Water-Formed Scale Deposits. A Comprehensive Study of the Prevention, Control, Removal and Use of Mineral Scale. Weintritt Publishing Company, Gulf Publishing Company, Houston, USA, 606 p
- D'Amico A (2008) Completion in Arctic Conditions. http://areeweb.polito.it/ricerca/petroleum/presentazioni/07-08/COMP_D'Amico_Completion%20in%20Arctic%20Conditions.pdf Accessed 14 June 2013
- Ecomerit Technologies (2013) Oil Spill Containment Solution. <http://www.ecomerittech.com/containment.php> Accessed 12 June 2013
- ExxonMobil (2012) Offshore Arctic Oil Spill Prevention, Preparedness and Response. ExxonMobil, Houston, USA, 27 p
- Guardian (2013) Oil Spill Containment and Removal. <http://www.guardianenvironmental.com/products/oil-spill-containment-and-removal> Accessed 12 June 2013
- Keinonen AJ (2008) Ice Management for Floating Ice Offshore Operations. In: Paper 19275 of the Offshore Technology Conference, Houston, USA, 5-8 May 2008
- Kongsberg (2013) Drilling to the MAX. <http://www.km.kongsberg.com/ks/web/nokbg0238.nsf/AllWeb/F7EEC871434C0D8DC1257B09003567FE> Accessed 27 June 2013
- Martin J, Christian M (2008) Lomonosov Ridge off Greenland 2007 (LOMROG) Cruise Report. Special Publication Geological Survey of Denmark and Greenland, Copenhagen, Denmark, 122 p
- National Ocean Council (2011) Changing Conditions in the Arctic. National Ocean Council, 06-02-11, 10 p
- Nijoka D, Gupta S, Donadio M, Avaldsnes J, Ovilveria A (2013) Arctic oil and gas. Ernst & Young, London, UK, 15 p
- O'conner P, Bucknell J, Lalani M, Arnold, KE, Lake LW (2007) Petroleum Engineering Handbook : Volume III

- Facilities and Construction Engineering. SPE, Richardson, USA, 605 p
- Olsen Ø (2009) The Economy of the North 2008. Statistics Norway, Norway, 102 p
- Ruschau GR, Rogers RH, Woodley SA, Wright EJ (2010) Evaluation and Qualification of Materials for Subsea Insulation Systems. In: Paper 131618 of the CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China, 8-10 June 2010
- Scandasia (2013) China in Arctic oil exploration. <http://scandasia.com/china-in-arctic-oil-exploration> Accessed 28 June 2013
- Schenk CJ, Bird KJ, Brown PJ, Charpentier RR, Gautier DL, Houseknecht DW, Klett TR, Pawlewicz MJ, Shah AK, Tennyson ME (2008) Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the West Greenland-East Canada Province. USGS Fact Sheet 2008-3014, 2 p
- Singh P, Walker J, Lee HS, Gharfeh S, Thomason B, Blumer, D (2006) An Application of Vacuum Insulation Tubing (VIT) for Wax Control in an Arctic Environment. In: Paper 18316 of the Offshore Technology Conference, Houston, USA, 1-4 May 2006
- Smith T (2007) Arctic dreams - A reality check. GEO ExPro 4(4):16-22
- Strobbia C, Glushchenko A, Laake A, Vermeer P, Papworth S, Ji Y (2009) Arctic near surface challenges: the point receiver solution to coherent noise and statics. First Break 27(2):69-71
- Thant MMM, Sallenhud-Din MT, Hewitt GF, Hale CP, Quarini G (2011) Mitigating Flow Assurance Challenges in Deepwater Field using Active Heating Methods. In: Paper 140997 of the SPE Middle East Oil and Show and Conference, Manama, Bahrain, 25-28 September 2011
- TUDeft (2013) Offshore Mooring. <http://www.offshoremooings.org/dredging/default.asp?ACT=5&id=1&content=12#> Accessed 01 April 2013
- US Arctic Research Commission (2011) What does the National Ocean Policy mean for the Arctic region?. http://www.arctic.gov/news/04_14_2011.pdf Accessed 22 March 2013
- US Energy Information Administration (EIA) (2013) CANADA. <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA> Accessed 26 March 2013
- USGS (2008) Circum-Arctic Resource Appraisal: Estimates of Undiscovered Oil and Gas North of the Arctic Circle. USGS Fact Sheet 2008-3049, 4 p
- USGS (2010) U.S. Geological Survey Oil and Gas Resource Assessment of the Russian Arctic. National Energy Technology Laboratory, DOE Award No.: DE-A126-05NT15538, 29 p
- World Oil (2013) Operator move to the next level of subsea development. http://www.worldoil.com/april_2013_OPERATORS_MOVE_TO_THE_NEXT_LEVEL_OF_SUBSEA_DEVELOPMENT.html Accessed 15 May 2013
- Wylde JJ, Slayer LJ (2012) Considerations and Lessons Learned on Development of Gas-Lift Paraffin Inhibitors of Subsea Wells in the Gulf of Mexico. In: Paper 23206 of the Offshore Technology Conference, Houston, USA, 30 April -3 May 2012

국문 참고자료의 영어 표기

English translation / Romanization of references originally written in Korean

- Korean Academy of Science and Technology (2011) A study on international trends and Korean future strategy on Arctic research. The Korean Academy of Science and Technology Research Report 79, 88 p (in Korean)
- Korea Energy Economics Institute (2014a) World Energy Market Insight. Korea Energy Economics Institute, 14-15, 68 p (in Korean)
- Korea Energy Economics Institute (2014b) World Energy Market Insight. Korea Energy Economics Institute, 14-25, 58 p (in Korean)
- Korea Maritime Institute (2014) Monthly Arctic News. Korea Maritime Institute, 14, 13 p (in Korean)
- Korea Polar Research Institute (2010) Development of Research Project on the Permafrost Environmental System. Korea Polar Research Institute, BSPK09100-248-7, 130 p (in Korean)
- Lee CY, Sung JH (2010) The Problem-Solving of Exclusion from the Compulsory Jurisdiction under UNCLOS by Interpretation of Substantive Clauses. Inst Legal Stud Yeungnam 31:475-510 (in Korean)
- Lee GS, Kim HT (2010) Management of Produced Fluid. Goombobook, Seoul, 118 p (in Korean)
- Lee JH, Baek YS, Sung WM (2002) A Study on the Formation of Hydrate Plugging due to water molecules in High Pressure and Low Temperature Gas Pipeline. J Korean Inst Gas 6(1):38-45 (in Korean)
- Lee SG, Lee GY, Choi YM (2010) The Outlook for Resource Development in the Arctic region. Korea Energy Economics Institute, Spot Research Report 10-03, 98 p (in Korean)
- Lee YH (2012) International Legal Status of the Arctic Northwest Passage. Inst Legal Stud Kyung Hee 47(4):89-124 (in Korean)

- Lim J-S (2010) Flow Assurance Technologies in Oil and Gas Field. *Petroleum* **26**(86):4-21 (in Korean)
- Lim J-S, Kang P-S, Yu S-R (2012) Flow Assurance Technologies for Mitigating Wax Deposition in Subsea Petroleum Production System. *Korean Soc Mineral Energy Res Eng* **50**(2):278-296 (in Korean)
- Ryu JC, Lee SG, Lee YG, Sokolov D, Choi YM (2009) Review on the effect of the international financial crisis on the energy sector in Russia. *Korea Energy Economics Institute, Policy Study Report of Northeast Asian Energy Research* 09-16, 208 p (in Korean)
- Yoo JG (2012) Current Issues and Problems of Arctic Ocean Governance. *Korea National Diplomatic Academy*, 11-1261021-000001-03, 18 p (in Korean)
-

Received Jul. 10, 2014

Revised Sep. 2, 2014

Accepted Sep. 17, 2014