

노르웨이의 北極海개발현황과 전망

- 大韓石油協會 弘報室 -

노르웨이의 北海地域은 광활한 노르웨이海와 북극海로 인하여 작아 보이며, 이 지역에서 5년간에 걸쳐 신중한 탐사가 시작됐다. 세군대 소규모 지역에서 약 50개의 탐사정을 시추한 결과, 지금까지 42억배럴에 상당하는 매장량이 발견되었다. 정부는 北極海油田의 개발을 원하나 현재 그런 모험사업에 대한 경제환경은 날씨 만큼이나 냉혹한 것 같다.

게다가, 그런 深海에서의 油田개발을 위한 기술적, 군사적 문제와 기존시설로부터 멀리 떨어져 있다는 것 외에도, 어려운 사실은 지금까지 가스발견량이 원유발견량보다 월등히 많다는 점이다. 원유는 근해에서 별 어려움없이 선적될 수 있으나 가스는 1500km나 파이프를 통해 운반되어야만 하거나 액화시켜 선적되어야 한다. 가스가격이 하락하고 있고 노르웨이의 南海에 이미 개발을 기다리고 있는 큰 가스田이 있기 때문에 그 전망은 재정적으로 어려운 실정이다.

그러나 정부는 실행가능하다면 北極海가스田을 개발하길 원한다. 北部지방으로 노르웨이의 탄화수소 하부구조를 분산하여 南部로 인구 이주가 증가하는 것을 막을 수 있기 때문에 北極海가스田개발을 정치적으로 바람직한 것으로 보고 있다. 또한 노르웨이의 자원구조에서는 가스가 원유보다 중요하므로 가스를 더 선호하기 때문이다. 노르웨이의 北海에서 지난 몇년동안 발견한 가스와 원유 매장량은 종전의 50對 50에서 약 62對 38로 가스가 우위에 있으나 생산은 약 60對 40으로 원유가 우위에

있다. 보다 북쪽海에서는 가스의 우세가 더욱 두드러진다.

노르웨이 남쪽海에서의 미개발된 가스田과 油田을 수적인 면에서 볼 때 원유對 가스의 불균형에 대한 걱정은 잘못된 것 같다. 그것은 탐사가 시작된 이래 당국에 의하여 취해진 탄화수소개발에 대한 신중하고 장기적인 접근방법이 좋은 예가 되고 있다. 원유와 가스의 개발속도는 여전히 노르웨이의 海上건설산업의 능력에 달려 있으며, 이 능력확장은 pre-oil 산업을 보호하기 위해 억제되어 왔다. 따라서 西유럽의 안정된 가스공급전망에도 불구하고 『우리 목표는 석유에 지나친 의존을 피하기 위해 가스국제시장에서 우리의 위치를 유지하고 강화하는 것이다』라고 석유장관인 Kare Kristiansen 씨가 최근에 말했다.

石油開發 전망

그래도 北極海에서의 첫개발은 油田이 될 것으로 보인다. 전망이 가장 밝은곳은 Haltenbanken 海지역으로 6척의 試錐船이 탐사작업을 벌이고 있다. 여러개의 油田을 발견했고 관심도 크다. 이 지역에서는 가스매장가능성이 높지만 원유와 콘텐세이트도 이미 발견된 매장량 27억배럴의 약 1/4에 해당되며 6개 油田이 확인되었다.

셀은 현재 2억 5천만배럴의 매장량을 갖고 있는 Draugen 油田에서 5개孔을 시추하였으며 한편 Conoco는 잠정적으로 훨씬 더 큰 油田으로 평가되는

Heidrun 유전에서 초기단계에 머무르고 있다. 이들 회사는 개발계획을 수립중에 있으며 1986년중에 상업성여부가 판명될 가능성이 있다. 이들은 深海개발이 될 것이며 英國에서 가장 水深이 깊은 Magnus 油田의 187m에 비하여 Haltenbanken 海의 水深은 200m에서 300m에 이르나, 현재의 기술로 개발이 가능한 것으로 평가되고 있다. 노르웨이는 콘크리트 플랫폼을 선호하여 北海북쪽 220m 깊이에 설치될 Gullfaks C 플랫폼을 이미 건조중에 있으며 1988년에 완공될 예정이다.

Haltenbanken 海에서 발견된 다른 油田들은 가스가 많기 때문에 보다 회의적이다. Statoil 社는 Smørbukkgas, 콘텐세이트田을 갖고 있으며 그 남쪽에 Tyrihansgas 콘텐세이트田을 갖고 있다. 그 사이에 이름없는 유전이 있다.

기타 油田은 Saga 社의 것으로 Midgardgas 및 콘텐세이트 油田이다. 현재 이들 유전에 대한 개발전망은 이 지역에서의 통합수송제도를 위한 Statoil 社의 추진계획에 달려있으며, 이 계획은 현재 검토중에 있다.

더 먼 北極海에는 가스가 있을 가능성이 크다. 노르웨이 중부에서 떨어진 Traenabanken 海에서는 지금까지 원유와 가스가 발견되지 않았으나 훨씬 더 북쪽에 있는 Tromsøflaket 海에서는(북극권 안의 유정) 몇개의 가능성 있는 가스田이 발견되었다. 운영권자인 Statoil 社와 Norsk Hydro 社는 석유는 조금 있거나 전혀 있지않은 Albatross, Askeladden, Snøhvit 가스전을 갖고 있다(최근에 Snøhvit 유전에서 석유가 발견되어, 가능성이 높아지기는 했지만). 이들 가스전의 매장량은 약 2,500억cm로 추정되며, 이 정도의 매장량은 北海에서는 상업성이 충분히 있으나 북극海에서는 상업성이 없을 것이다.

가스개발 전망

北極海 가스개발 전망은 지난해 11월에 Stavanger에서 개최된 北海근해개발프로젝트 회의의 안건으로 상정되었다. 흥미롭게도 석유와 가스에 대한 Statoil 社의 영향력은 여전히 큰 것 같이 보이며 Statoil은 가장 명백한 두가지 선택중 하나인 액화천연가스 수출계획을 배제하지 않았다(다른 선택은 현존하는 파이프라인과 연결하여 약 1500km 남쪽

으로 늘이는 것이다). 현 시가로 약 Nkr 40bn(\$ 5.2bn) 비용이 드는 것으로 추정된 北海 LNG 프로젝트는 유럽 본토시장에서 파이프라인으로 수송되는 가스와 경쟁할 수 없음이 분명하나, 보다 멀리 떨어져 있는 시장에서는 가격헐디캡이 적기 때문에 판매가능성이 있다.

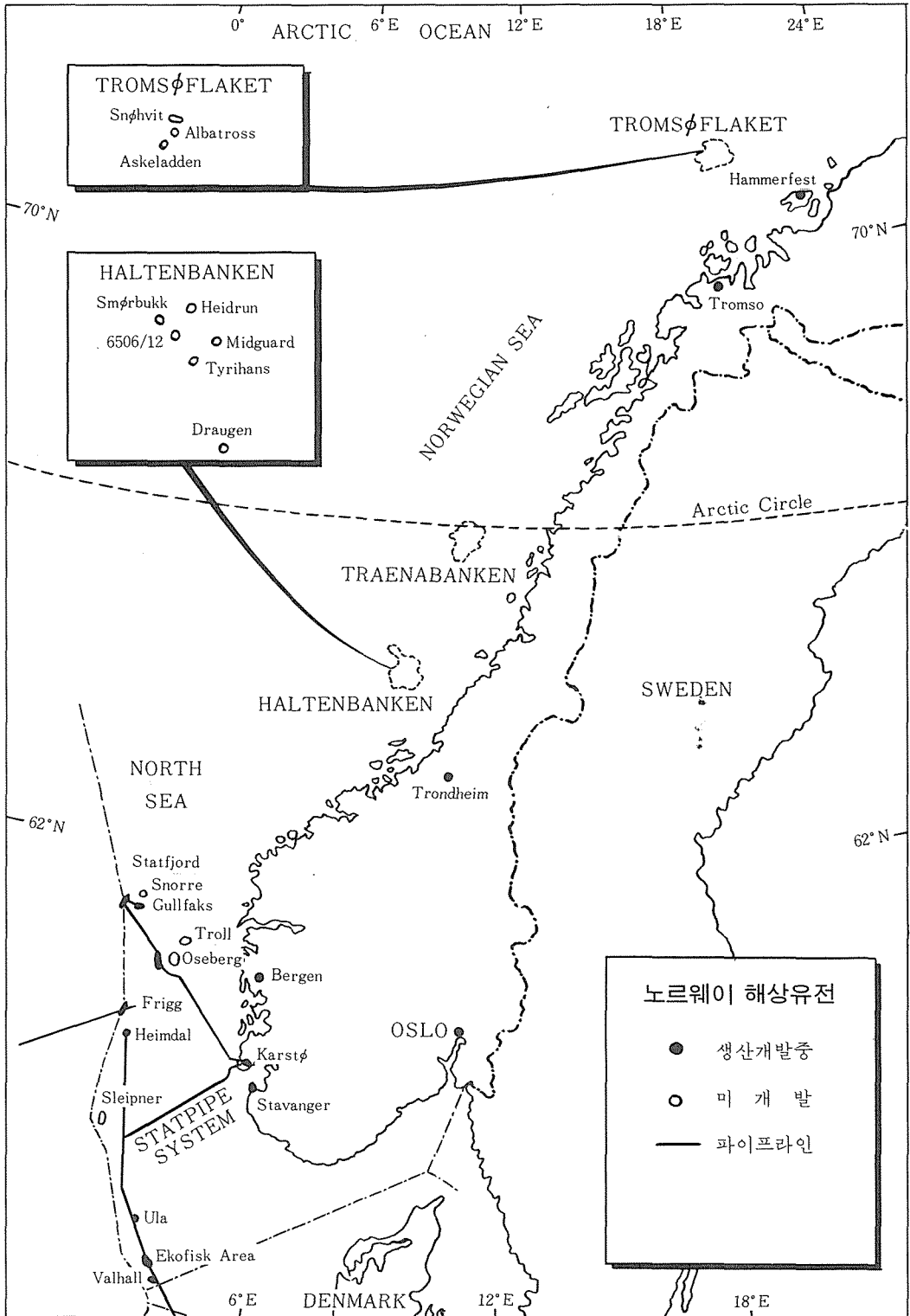
그런 곳은 바로 美國의 北東지역이 될 것이다. Tennessee GAS Transmission Co. 의 회장인 R Thomas씨는 이 지역이 현재 비교적 가스보급률이 낮고 대기보전을 위한 국제움직임이 활발하기 때문에, 가스소비가 크게 늘어날 것으로 보고 있다. 美國 동부해안에 도착한 LNG는 곧장 시장에 공급될 수 있으므로 원거리 파이프라인은 필요하지 않을 것이다. 1990년 중반에서 말까지, 美國은 자국생산이 가스시장수요의 일부분을 충족시키게 될 것이고, 캐나다의 수출이(산업화의 진전으로) 멕시코의 해외수출감소를 보충하지 못할 것이므로, 먼 지역에서 수입된 가스를 찾게 될 것이다. 2020년까지 새로운 공급국이 美國가스시장의 25%를 점유하게 될 것이라고 Thomas씨는 예상한다.

그러나 노르웨이産 LNG가 baseload시장에서 경쟁하기 위해서는 美國가스가격이 상당히 올라야만 한다. 그때까지는 美國에서는 물론 西유럽에서도 가스수요가 매우 계절적이므로 노르웨이 LNG는 성수기에 수급조절용으로 공급될 가능성이 있다. 가스회사들은 안정된 수요를 파이프라인을 통해 공급되는 싼 가스로 충족시킬 수 있어 비교적 비싼 가격을 치를 각오가 되어 있는지도 모른다. 그러나 50억달러상당의 프로젝트가 투자비를 상환해 나가기 위해서는 가동율이 높아야 하기 때문에 baseload고객들이 필요하게 될 것이다. 두 시장을 만족시키기 위해 충분한 가격탄력성이라고 하는 해결책은 아직 기대할 수 없는 상태이다.

노르웨이의 잠재수요

한편, 파이프라인에 의한 수출과 LNG 이외의 용도로 사용될 가능성도 있다. Statoil 社는 Snøhvit 가스전에 중점을 둔(뒤이어 Albatross와 Askeladden가스田도 포함될) 개발을 가정하면서, 생산비면에서 北極海가스에 대한 잠재적 사용 가능성을 분석해 왔다. 이 회사의 부회장인 Ager-Hanssen 씨

노르웨이의 지도



가 Stavanger 회의에서 보고한 자료에 의하면 노르웨이 북부지방에서는 이 가스를 50-70¢/re/cm (6.5-92cents/cm) 이나 \$ 1.73-2.43/백만BTU 가격으로 사용할 수 있다. 이러한 기준으로 서유럽으로의 수출가격은 90-140¢/re/cm (\$ 3.14-4.85/백만BTU) 이고 美国 수출가격은 100-145¢/re/cm (\$ 3.47-5.02/백만BTU) 으로 경쟁력이 없는 것은 확실한 일이다 (모든 계산은 10% 순이익을 가정한 것이다).

그다음 Statoil社は 노르웨이 북부지방에서 가스를 기반으로 할 수 있는 프로젝트들을 고찰, 어느 것이 50-70¢/re/cm 가격으로 경제적 타당성이 있는지 검토하였다. 가격조건으로 보아 다음 두 프로젝트가 타당성이 있는 것으로 나타났다. 노르웨이의 주요 대체자원인 새로운 수력발전소 프로젝트의 발전비용과 비슷한 비용으로 전기를 생산할 수 있는 300-600Mwe 공장과 1000-2000tonnes/day의 능력을 가진 암모니아 공장이다. 발전프로젝트에서 7%, 암모니아 프로젝트에서 10-20%의 순이익을 포함하였다.

기타 가스를 메타놀, 휘발유, 中間溜分으로 바꾸는 프로젝트들도 고려되었으나 현재로는 비경제적으로 보인다. Statoil社は 그 분석에 자극받아 北極海 가스개발이 전기, 암모니아, 메타놀 생산을 위한 국내공장건설을 근거로 이루어질 수 있다고 결론을 내렸으나 여기에는 많은 복잡한 문제점이 있다는 것을 인정하고 있다. 예를 들어, 해상개발 투자는 가스수요가 5-10bcm/y을 下廻한다면 타당성이 없는데, 600Mwe 발전소와 2000t/d 암모니아 공장은 단지 약 1.4bcm/y을 소비할 뿐이다. 그러므로 수출과 관련된 대규모 발전소와 화학비료공장이 건설되어야 하나 수익성은 전적으로 국제비료 가격에 좌우될 것이다.

탐사의 성공

이런 어려움에도 불구하고 조만간에 北極海에서 대규모 개발이 확실히 진전될 것이다. 지금까지 北極海에서의 놀라운 탐사성공률이 그 사실을 뒷받침해 준다. 자원관리국 국장인 F Al-Kasim씨가 Stavanger 회의에서 보고한 Petroleum Directorate 통계를 보면 Haltenbanken海와 Tromsøflaket海에

서 시추성공률은 47%나 된다. 놀랍게도, 北極海의 비싼비용에 비추어보아, 62도 위도의 북쪽에서 시추하는데 투자된 비용은 남쪽海에서의 투자비와 비교하여 발견된 자원의 가치로 따져 비슷한 수익을 올리고 있다. 1984년 불변가격으로 노르웨이 北極海에서 18년 동안의 탐사와 평가정을 시추한 결과 석유와 가스를 찾아내는데 Nkr10 (\$1.30)/tonne의 비용이 필요했는데 비해 북위 62도 북쪽에서는 처음 5년동안 Nkr11/tonne의 비용이 들었다.

그러나 개발비용은 이와 같지 않을 것으로 원유 가격이 하락하리라는 전망이 개발에 커다란 부정적인 요인이다. 긍정적인 면은 새로운 기술이다. 예를 들어, tension-leg 플랫폼과 sub-sea completions는 探海콘크리트 플랫폼이나 강관 플랫폼보다 비용이 덜 든다. 가스와 콘텐세이트가 현재 각각 다른 파이프라인을 통해 수송되는 대신에 같은 파이프를 통해 나갈 수 있는 기술이 개발된다면 플랫폼 크기를 작게 할 수 있다.

北極海 개발에 영향을 미치는 다른 부정적인 요소들은 융통성이 없는 조세제도와 과다한 정부 持分이다. Statoil社の 持分과 직접적인 정부참여를 통하여, 정부는 매 탐사면허마다 50%의 지분을 갖고 시작한다. 만약 유전이 개발되면, 정부지분은 생산비율에 비례하는 運動制에 의해 80%로 증가할 수 있다. 한편 석유회사는 대표적인 세금인 field-lifetime세금으로 약 80%를 제하고 그 프로젝트의 크기와 비용에 비해 적은 수익을 얻게 된다.

조세제도개선에 대한 전망은 재무장관 P Schreiner씨가 『현조세제도는 질 좋은 유전에 아주 알맞다』고 단언한 것으로 보아 희박한 것으로 생각된다. P Schreiner씨는 석유회사들이 北極海개발을 위해 요청한 특별 인센티브를 거절했다. 그러나 소규모 油田의 개발인센티브를 강화하기 위한 세제개선 방안들이 논의중에 있고 (Phillips社가 Ekofisk油田의 水功法프로젝트를 추진하기 위해 세금 혜택을 받은 경우를 따라) 정부는 특별한 경우에 한해 세제개선을 검토할 것으로 알려졌다. ◆

〈피트롤리엄 이코노미스트 1986. 1〉