# UAE 석유법제와 관련법 연구

최 철
한국외대 법학전문대학원 교수

**I. 아랍에미리트 석유산업 현황**
1. 아랍에미리트 석유산업의 특징
2. 석유부문 현황 및 전망
3. 가스부문 현황 및 전망

**II. 석유 관련 규제체계**
1. 아랍에미리트의 석유 역사와 관련법체계
2. 양허계약 (Concession Agreement)
3. 기존 양허계약의 계약기간 만료와 신 양허계약 체결

**III. 조세 관련법**
1. 조세체제의 특징
2. 아랍에미리트의 조세체제
3. 석유산업에서의 조세제도

**IV. 투자 관련법**
1. 투자보호
2. 환경보호

# 초 록

아랍에미리트(UAE)는 세계 7위의 석유매장량과 약6조 입방미터에 달하는 천연가스를 보유하고 있는 에너지자원 부국이며 주요 석유수출국이다. 7개의 에미리트로 구성된 연합체인 UAE의 헌법에 의하면 각 에미리트는 각자의 독립된 체계를 유지하면서 역내에서 상당한 정도의 정부기능에 대한 권한을 가지고 있어, 연방은 외교, 국방, 보건, 통신 등을 담당하며 자원개발 등 연방에 유보되지 않은 모든 활동은 개별 에미리트가 관할한다. 따라서 UAE에는 연방 석유법이 존재하지 않으며, 석유와 같은 자원에 대한 규제 권한은 각각의 에미리트들이 갖는다. 에너지자원 개발에 있어 UAE 석유 및 가스 총 매장량의 90% 이상을 차지하고 있는 아부다비를 중심으로 살펴보면, 아부다비에는 석유 탐사・개발 허가 조건을 사전에 규정하는 포괄적인 석유법이 존재하지 않는다. 석유자원 탐사・개발 관련 규제는 정부와 석유개발회사들 간에 체결되는 양허계약(concession agreement)의 계약조건에 기초하여 이루어진다.

아부다비의 석유개발은 1939년에 체결된 ADPC onshore 양허계약, 1953년에 체결된 ADMA offshore 양허계약에서 나타나는 바와 같이 자원보유국에 대단히 불리한 구조인 전통적 양허계약 형태로 출발하였으나, 자원주권에 대한 유엔 결의안 통과 및 중동국가에서의 기존 양허계약에 대한 자원보유국 정부의 참여(participation) 확대, OPEC의 영향력 강화에 힘입어 양허계약의 형태를 계속 유지하면서도 자원보유국에 유리한 방향으로 계약조건을 변경하여 왔다. 여타 중동 산유국가 들과는 달리, 아부다비는 외국석유개발회사들과 맺은 양허계약을 해지하거나 완전 국유화하지 않았다. 초기 양허계약에 참여한 메이저 석유개발회사 들은 아직도 아부다비 석유산업 상류(upstream) 부문에 활발히 참여하고 있다. 아부다비의 석유정책 수립・집행과 개발프로젝트 참여에 있어 핵심적인 역할을 하는 기관은 SPC(Supreme Petroleum Council)와 ADNOC(Abu Dhabi National Oil Company)이다.

오랜 석유생산국인 UAE가 최근 다시 주목받고 있는 것은 아부다비의 가장 핵심적인 양허계약인 ADCO계약과 ADMA-OPCO계약의 계약기간이 2014년과 2018년에 각각 만료될 예정이기 때문이다. 1939년에 체결되어 75년간 지속된 ADCO 양허계약은 아부다비의 대규모 유전(Asab, Bab, Bu Hasa)을 포함한 주요 매장층을 대상으로 한 것으로 아랍에미리트의 가장 큰 양허계약이다. 계약조건의 개선을 기대하는 아부다비 정부는 현재 프로젝트 운영에 참여하고 있는 IOC이외에 신규 참여자에게도 입찰의 문호를 개방하고 있어 전통적인 메이저 IOC들 이외에도 아시아의 NOC들이 관심을 보이고 있으며 그 절차가 진행 중이다.

**주요어 : 아랍에미리트, 아부다비, 석유법, 양허계약, 참여**

# Ⅰ. 아랍에미리트 석유산업 현황

## 1. 아랍에미리트 석유산업의 특징

아랍에미리트(UAE)는 2013년 확인매장량 기준 세계 7위의 에너지 자원보유국이며 주요 석유수출국이다.[1] 아부다비에서 1958년 처음으로 석유가 발견된 이후, 아부다비는 1962년에는 해안지역(offshore area)에서, 1963년 내륙지역(onshore field)에서 생산을 시작하였고 주요 석유수출국이 되었다. 뒤를 이어, 두바이(Dubai)가 1966년에 상업적 규모의 석유를 발견하여, 1969년부터 이를 수출하기 시작했으며, 다음으로 샤자(Sharjah)가 1972년 석유매장을 확인하고, 1974년부터 수출하기 시작했다. 아랍에미리트 중 네 번째로 라스 알 카이마(Ràs Al Khaymah)에서 1983년 석유매장이 발견되었다. 아부다비가 최대 석유생산국으로 UAE 석유 가스 매장량의 90퍼센트를 차지한다.[2]

아랍에미리트에는 탐사와 개발 허가의 승인을 얻기 위해 필요한 조건들이 규정되어 있는 통일된 연방 석유정책이나 연방 석유법이 존재하지 않는다. 아랍에미리트의 헌법에 따르면, 석유와 같은 특정 문제들에 대한 법적 권한은 각각의 에미리트들이 가진다. 석유를 생산하는 에미리트들은 각각의 석유부(Petroleum Department)를 두고 있으며, 이러한 부처들은 탐사허가(exploration permits)와 개발권(oil concession) 부여, 각종 석유 계약 체결 승인, 각 에미리트의 석유정책 수립 등 석유분야 관련 주무관청으로서 기능을 수행한다.[3]

## 2. 석유부문 현황 및 전망

EIA에 따르면, 2012년 기준으로 아랍에미리트는 전 세계 석유의 약 10%에 달하는 978억 배럴의 석유확인매장량과 6조 입방미터에 달하는 천연가스 매장량을 보유하고 있다.[4] 7개의 에미리트로 구성된 연합체인 아랍에미리트에서, 아부다비는 석유 및 가스 총 매장량의 90% 이상인 922.6억 배럴의 석유를 보유하고 있다. 그 뒤를 이어 두바이(Dubai)는 40억 배럴, 샤자(Sharjah)는 15억 배럴, 라스 알 카이마(Ràs Al Khaymah)는 1억 배럴을 보유하고 있다.[5] 표 2-1은 아랍에미리트의 석유 분야 동향 및 전망을 보여준다.

1) EIA, UAE Report 2013
2) Istituto Della Enciclopedia (IDE), The United Arab Emirates, National Regulation of the Hydrocarbons Industry, Volume IV Hydrocarbons: Economics, Policies and Legislation, Encyclopaedia of Hydrocarbons. p773
3) Ibid.
4) BMI, UAE oil and gas report, Q3 2013, p33
5) IDE, op. cit.

표 2-1. 아랍에미리트의 석유 분야 동향 및 전망

| | 2011 | 2012e | 2013f | 2014f | 2015f | 2016f | 2017f |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 석유확인매장량 (십억 배럴) | 97.8 | 97.8 | 97.8 | 97.8 | 97.8 | 97.7 | 97.6 |
| 석유 생산량 (1,000 배럴/일) | 3,087.0 | 3,139.3 | 3,193.4 | 3,250.1 | 3,294.5 | 3,357.4 | 3,430.9 |
| 석유 소비량 (1,000 배럴/일) | 487.0 | 505.0 | 522.9 | 542.2 | 562.4 | 583.2 | 605.4 |
| 석유 수출량 (원유 및 제품, 1000 배럴/일) | 2,600.0 | 2,634.3 | 2,670.5 | 2,707.9 | 2,732.1 | 2,774.2 | 2,825.5 |

주: e = BMI 예측치, f = BMI 전망치
자료: BMI 2013, p. 10, 13-14.

석유 개발 및 운영회사인 Abu Dhabi Company for Onshore Oil Operations(ADCO), Abu Dhabi Marine Area - Operating Company(ADMA-OPCO), Zakum Development Company(ZADCO)가 생산량의 대부분을 차지하고 있으며, 중소규모의 유전들이 운영하는 유전들의 생산은 미미하다. 2010년 운영회사별로 추정 생산량은 다음과 같다(표 2-2)[6)]

표 2-2. 수출된 원유명과 운영회사의 추정 생산량(2010)

| 운영회사 | 수출된 원유, 콘덴세이트 | 생산량 (천 배럴/일) |
|---|---|---|
| ADCO | Murban | 1,400 |
| ADMA-OPCO | Lower Zakum, Umm Shaif | 600 |
| ZADCO | Upper Zakum | 560 |
| Three largest operating companies subtotal | | 2,560 |
| Abu Dhabi Oil Company (Japan) | Mubarras blend | 24 |
| United Petroleum Development Company (Japan) | Lower Zakum | 14 |
| Japan Oil Development Company (JODCO) (included in ADMA-OPCO/ZADCO) | Lower/Upper Zakum, Umm Shaif | - |
| INPEX ABK | Abu al Bukhoosh | 25 |
| UAE (Crude oil TOTAL) | | 2,620 |
| Others (condensate, other emirates) | Uweinat*, Dubai, etc. | 230 |
| TOTAL UAE (Grand total) | | 2,850 |

*이것은 콘덴세이트(condensate)이고, Other production은 Sharjah 콘덴세이트(condensate)와 Tamama 콘덴세이트(condensate)를 포함한다.
자료: UAE concession renewal, pp3-4

이 중 ADCO는 10개의 유전을 운영하면서 최근 140만 배럴/일을 생산하고 있다. 표 2-3은 ADCO의 유전별 추정 생산량과 전망을 보여준다. Bab 유전은 1960년 상업적 생산을 시작하였으며, 약 1,200 제곱 킬로미터의 유전지대를 포함하고 있는 아부다비 최대의 육상유전이다. 이 유전에서 생산된 석유는 ADCO 총생산의 약 25%, 가스는

6) Takashi Matsumoto, Course of Renewal for ADCO Concession Expiring in 2014, IEEJ:September 2012

ADCO의 가스 생산의 약 75%에 이른다. Bab South West asset은 ADCO가 발견한 두 번째로 큰 유전으로, Bu Hasa와 Huwaila 유전은 ADCO 원유생산량의 약 40%를 생산한다.[7] Bab South East asset은 Asab, Sahil 유전, Shah 유전으로 구성되어 있으며, Bab South East asset 원유생산의 각각 73.4%, 13.9%, 12.9%를 차지한다.[8] North East Bab (NEB)은 Al Dabbi' ya, Rumaitha, Shannayel, Jarn Yaphour 유전으로 구성되어 있으며, 비교적 최근에 개발되었다.[9]

표 2-3. ADCO의 유전별 추정 생산량과 전망(2010)

단위: 1000 배럴/일

| 유전 | | 생산 | | 특징 |
|---|---|---|---|---|
| | | 2010년 추정량 | 2017년 추정량 | |
| Bab | | 336 | 435 | 1960년 발견, Tamama layer 개발, 물 주입 |
| Bab South West asset | Bu Hasa | 532 | 530 | 1962년 발견, 가스, 물 주입 |
| | Huwaila | 28 | 30 | |
| | BidaAl-Quemzan | 0 | 54 | 2012년 생산 시작 |
| Bab South East asset | Asab | 281 | 345 | 1965년 발견, 가스 주입 |
| | Sahil | 53 | 70 | 1967년 발견, 물 주입 |
| | Shah | 49 | 60 | 1966년 발견, production wells added |
| | Qusahwira | 0 | 50 | 2013년 생산 시작 |
| | Mender | 0 | 16 | 2017년 생산 시작 |
| North East Bab | Al Dabbi' ya | 82 | 130 | 1982년 시추 시작 |
| | Rumaitha | 19 | 30 | 1969년 시추 시작, 2009년 이산화탄소 주입 |
| | Shanayel | 10 | 20 | 1983년 시추 시작 |
| | Jarn Yaphour | 1000000 | 30 | 2009년 생산 시작 |
| 합계 | | 1,400 | 1,800 | |

자료: UAE concession renewal, pp4-5

아부다비 Supreme Petroleum Council(SPC)는 향후 600억 달러를 더 투자하여 2017년까지 350만 배럴/일로 증산 계획을 밝힌 바 있다.[10] ADCO는 생산 목표를 2017년까지 180만 배럴/일로 상향조정했으며, 이를 달성하기 위해 100억 달러를 투자하고 있다. Bida Al Quemzan 유전은 2012년, Qusahwira 유전은 2013년 생산을 시작하며, 생산량 증가에 기여할 것으로 기대된다.[11] ADMA-OPCO는 향후 5년 이상 30만 배럴/일까지 생산을 늘릴 계획을 가지고 있다. 종합적으로, 250억 달러 프로젝트가 완공되면 해양 석유 생산 능력은 65만 배럴/일로 증가할 것이라고 예측된다.[12]

생산량을 늘리기 위해 계획 중인 많은 프로젝트들이 있는데, 2016년까지 세계 두 번째로 큰 해상 유전인 Upper Zakum Field을 55만 배럴/일에서 75만 배럴/일로 확장,

7) Ruwais 2, Gazira, Dhafra, Mushash: to be developed.
8) Zarrarah, Mender, Bu Qalla, Haliba, Riqeah, Arjan: to be developed.
9) Matsumoto, op. cit.
10) BMI, UAE oil and gas report, Q3 2013, p15
11) Matsumoto, op. cit.
12) BMI, op. cit.

Lower Zakum Field에 이산화탄소를 재주입하여 30만 배럴/일에서 42.5만 배럴/일로 확장, SARB의 개발과 Umm al-Lulu 해상 양허계약(offshore concession)을 체결을 위한 절차 등을 포함하고 있다. 현 계획 하에 2016/17년부터 총 20만 배럴의 범위에서 생산이 증대될 것이며, ADCO가 Bab, Asab, Qusahwira field에 더 많은 유전을 시추하여 20만 배럴을 더 생산할 계획이다.

현재 진행하거나 계획된 프로젝트를 고려하면, 2017년까지 아랍에미리트는 350만 배럴 증산 목표를 달성할 것으로 보인다. 그러나 이를 위해 물, 가스 또는 이산화탄소를 주입하는 석유회수증진법(enhanced oil recovery, EOR)과 유전 재개발이 필요하며, 이로 인한 프로젝트 비용증가가 예상되기 때문에, 국영석유회사인 Abu Dhabi National Oil Company(ADNOC)가 국제석유개발회사 파트너들에게 이를 반영하며 양허계약 조건(concession term)을 제시할 것으로 보는 견해가 제시되고 있다.[13)]

## 3. 가스부문 현황 및 전망

아랍에미리트의 가스 확인 매장량은 2012년 말 기준 6조 입방미터에서 2017년 5.8조 입방미터로 꾸준한 감소를 보이고, 이런 추세가 지속되어 2022년에는 5.4조 입방미터에 이를 것으로 예상된다(표 2-4). 2016년까지 68.6 bcm으로 가스 생산이 증가하지만, 아랍에미리트의 전반적인 가스 소비는 꾸준히 증가하여 2016년까지 92.0 bcm에 이를 것으로 예상된다. 부족분인 31.3 bcm의 가스는 수입으로 대체될 것으로 전망된다.[14)]

표 2-4. 아랍에미리트의 가스 분야 동향 및 전망

| | 2011 | 2012$^{e}$ | 2013$^{f}$ | 2014$^{f}$ | 2015$^{f}$ | 2016$^{f}$ | 2017$^{f}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 천연가스 확인 매장량(조 입방미터) | 6.0 | 6.0 | 6.0 | 5.9 | 5.9 | 5.8 | 5.8 |
| 천연가스 생산량 (십억 입방미터/년) | 51.7 | 52.7 | 53.3 | 56.4 | 64.7 | 68.6 | 69.4 |
| 천연가스 소비량 (십억 입방미터/년) | 74.6 | 77.5 | 80.6 | 84.8 | 88.1 | 92.0 | 97.1 |
| 천연가스 수출량 (십억 입방미터/년) | -30.7 | -32.7 | -35.2 | -36.2 | -31.3 | -31.3 | -35.6 |

주: e = BMI 예측치, f = BMI 전망치

자료: BMI 2013, p. 10, 18-19.

다른 걸프 국가들과 같이, 아랍에미리트의 천연가스 소비는 급증하는 인구와 상업적 사용에 따라 급격히 증가하고 있다. ADNOC 디렉터인 Mohammad A. Sahoo Al Suwaidi는 국내 가스 수요는 매년 15%씩 성장한다고 언급했다. 지난 10년간 아랍에미리트의 가스 소비는 2배가 되었고, 같은 기간 동안 아부다비는 100% 이상 소비가 증가했다. 두바이(Dubai)의 가스소비는 매년 거의 10% 성장을 보여 왔는데, 에미리트의 산업분야 확장, 가스를 이용한 발전, 노후 유전에 가스 주입을 기반으로 하는 석유회수증진법도 이러한 소비증가에 기여하고 있다.[15)]

13) Ibid., p.16
14) Ibid., p.20

아랍에미리트의 천연가스 소비가 급등한 주요 원인은 전력생산을 대부분 가스 발전에 의존하고 있기 때문이다. 전력 소비는 지난 10년 간 연평균 9.2% 성장세를 보였는데, 주로 가스를 이용한 화력발전 용량을 확장시키면서 이를 충족시켜왔다. 현재 99%의 국내 전력은 가스 화력발전을 통해 생산된다. 아부다비는 전력의 7%를 2020까지 재생에너지로 대체하고, 두바이(Dubai)는 적어도 5%를 2030년까지 대체하는 것을 목표로 하고 있다. 원자력 에너지 또한 전력생산 대안으로서 고려대상이다. 급증하고 있는 국내 소비와 지지부진한 보조금 개혁, 카타르로부터 낮은 가격의 수입(US$ 1.24/mn British thermal units)을 고려할 때, 급속히 성장하는 가스수요가 억제되지 않는 한 수출물량이 확대하기에는 한계가 있을 것으로 전망된다. 전력생산을 위한 과도한 가스 의존도와 원자력, 신재생에너지 또는 대체에너지의 개발 지연을 고려해볼 때, 아랍에미리트는 현재 예상 지표보다 빠르게 가스 수입부담(import burden)이 증가할 것으로 관측된다.[16]

Bloomberg는 ADNOC가 2015년까지 액화석유가스(LPG) 생산을 두 배로 증가시킬 계획이며, 이는 국내 석유화학산업과 수출시장을 위한 것이라고 보도했다. 또한, 급증하는 수요를 충족시키기 위해 생산을 늘리려는 250억 달러 규모의 가스 프로젝트가 아부다비에서 계획 중이라는 사실이 2013년 6월 컨퍼런스에서 공개되었다. ADNOC는 Occidental Petroleum(Occidental)과 협력하여 Shah sour gas전을 개발하고 있다. 이 유전은 원래 미국 메이저인 ConocoPhillips에 의해 개발되기로 했으나, 2011년 4월에 사워 가스(sour gas)가 매장된 유전의 비경제성 때문에 이 프로젝트를 포기하였다. 아랍에미리트와 사우디아라비아의 경계에 위치한 Shah의 가스는 약 30%의 황화수소를 함유하고 있어서 평범한 가스보다 개발이 관란한 것으로 알려져 있다. 또한 ADNOC는 2015년에 Bab 사워 가스(sour gas) 유전 개발 입찰을 계획하고 있는 것으로 알려졌다.[17]

전통적으로 가스 순수출국이었던 아랍에미리트는 국내수요의 급증으로 인해 2000년대 후반부터 빠르게 무역균형이 악화되고 있다. 아랍에미리트는 액화천연가스(LNG) 터미널을 가지고 있는데, 이 터미널은 Abu Dhabi Gas Liquefaction Company(ADGAS)가 운영하며 세 개의 액화설비라인을 이용하여 515만 톤/년 또는 71억 입방미터/년의 능력을 보유하고 있다. 두 개의 액화설비라인을 보충할 계획을 가지고 있다.[18]

15) Ibid., pp.19-20
16) BMI, op. cit., pp.20-21
17) Ibid., p21
18) Ibid., p23

# Ⅱ. 석유자원 관련 규제체제

아랍에미리트는 각 에미리트의 독립성을 존중하는 연방 사법 시스템(Federal judicial system)을 가지고 있다. 현 아랍에미리트 연방은 1971년 성립되었고, 7개의 에미리트로 구성되어 있다. UAE 헌법에 의하면 각 에미리트는 각자의 독립된 체계를 유지하면서 역내에서 상당한정도의 정부기능에 대한 권한을 가지고 있다. 연방은 외교, 국방, 보건, 통신, 교육 등을 담당하며, 개별 에미리트는 지방자치행정, 자원 등 연방에 유보되지 않은 모든 활동을 관리한다.[19]

## 1. 아랍에미리트의 석유자원 관련 규제체제의 형성

### 가. 자원에 대한 주권의 성립

제2차 세계대전 후 개발도상국들은 자원에 대한 주권(permanent sovereignty)에 관한 유엔결의안(UN resolution)을 이끌어냈다. 자원주권에 관한 유엔결의 제1803호(1803(XVII))는 1962년 총회(General Assembly)에서 채택되었는데, 이 결의안은 각 국가와 국제기구가 자원보유국(host country)이 자원에 대한 갖는 영구적 주권을 존중하며, 이러한 주권에 기초하여 자원보유국이 자원의 탐사, 개발, 처분, 국유화 또는 수용, 해외투자에 대한 규제, 이익의 배분 등 관련이슈에 대해 갖는 권리에 대한 원칙을 제시하고 있다.[20] OPEC의 출범과 유엔결의 제1803호에 의하여 자원 자체에 대한 외국기업의 독점적 지위가 종료된 것으로 보는 견해가 있다.[21]

자원에 대한 주권을 유지하면서 국제석유개발회사의 역량을 이용한 자원개발사업이 지속되기 위하여 합작투자협정(Joint Venture Agreement)이 맺어졌는데, 이러한 모델로 Enrico Mattei가 운영하던 이탈리아 국영석유회사인 ENI가 1957년 이집트, 이란과 두 개의 합작투자 협정을 맺은 바 있다.

아부다비는 이러한 형태의 협정을 적용하지 않았지만 두 개의 주요 석유 양허계약인 Abu Dhabi Petroleum Company(ADPC) 육상 양허계약과 ADMA-OPCO 해상 양허계약의 조건을 개선하기 위한 시도를 지속하여 왔으며, 개정된 양허계약의 첫 번째 유형은 1967-1971년 기간에 체결되었고, 두 번째 유형은 1980-1981년 기간 동안 체결되었다.[22]

19) Galadari&Associates, Taxation in the United Arab Emirates, http://www.galadarilaw.com/uploads/brochures/172113_tax.pdf
20) IDE, op. cit., p773
21) 류권홍, 국제석유·가스 개발과 거래계약, 한국학술정보, 2011, p.34
22) IDE, op. cit., pp773-774

### 나. 석유자원에 대한 소유권

석유자원과 다른 광물자원들은 국가(state)의 소유이다. 아랍에미리트의 헌법 23조는 "각 에미리트의 천연자원과 부는 해당 에미리트의 공공재산으로 여겨져야 한다. 정부(public authority)는 국가경제의 이익을 위하여 이러한 천연자원과 부를 보호하고 적절하게 개발 할 책임이 있다" 고 명시하고 있다. 또한 아랍에미리트 민사 거래법(civil transaction code) 1206조에 따르면 "비록 개인소유의 토지에서 발견된 것일지라도 지하에서 발견된 광물은 국가의 소유" 이다. 이슬람에서 개인은 자신의 노력에 의해 생산되거나 개발된 것만을 취할 수 있다(EL Malik, 1993). 이것은 사우디아라비아, 쿠웨이트, 이라크, 아랍에미리트, 이집트와 같은 대부분 무슬림 국가들이 21세기에 따르는 규범이다. 사우디아라비아의 광업법 1조(Art.1 of the Mining Code of Saudi Arabia)도 이러한 원칙을 분명히 규정 했다. "매장되어 있거나 지표에 드러나거나 어떤 형태나 조합을 가지고 있을지라도, 매장되어 있는 모든 광물자원은 독점적으로 국가가 소유한다. 이것은 육상과 대륙붕을 포함한 해상영역을 포함한다." [23]

### 다. 자원보유국 참여(Participation) 개념의 도입과 참여계약

1972년 기존의 양허계약에 대한 자원보유국 정부의 참여(participation) 개념이 도입되면서, 중동지역에서의 석유개발계약에 대한 중대한 변화가 진행되었다. 1972년 12월 아부다비를 포함한 지역의 석유생산국가 (사우디아라비아, 카타르, 쿠웨이트 등) 정부들과 이 지역의 양허계약자들(concessionaire)은 participation에 관한 일반계약(general agreement)을 체결하였는데, 1972년 계약 체결 시에는 25%의 참여비율을 규정 하였으나 1974년에는 60%까지 비율을 높였다.

아부다비의 경우에는 두 주요 양허계약자(concessionaire)인, 육상유전의 ADPC와 해상유전의 ADMA-OPCO와 Participation Agreement를 1974년 체결하여 아부다비의 참가지분율을 60%까지 올렸다. 1974년 Participation Agreement는 참가와 관련한 원칙만을 규정하였고, 세부 규정(arrangement)과 절차(procedure) 규정에 대해서는 향후 체결될 Implementing Agreement에 유보하였다. 아부다비 정부는 1977년 ADMA-OPCO와, 1978년 ADPC와 두 개의 Implementing Agreement를 체결하였고, 이러한 협정을 통하여 아부다비 정부는 석유자원에 주권을 확보하고, 자원생산 단계에 대한 통제와 의사결정에 대한 참여, 자원개발기술과 노하우 획득 등 정책목표를 달성하고자 하였다.[24]

아부다비 정부가 체결한 ADMA 양허계약에 적용된 participation arrangement를 살펴보면 다음과 같다. 아부다비 정부를 대표하는 국영석유회사인 ADNOC와 ADMA-OPCO의 주주인 석유개발회사는 각 분기마다 생산된 원유에 대한 participation share를 ADNOC는 60%, 다른 ADMA-OPCO 주주들은 40%까지 높일 권리가 있다.

계약당사자(party)들은 자신의 대표자들로 이루어진 Joint Management Committee(JMC)를

23) Ibid., p.774
24) Ibid.

설립하였으며, JMC는 경영에 관한 모든 주요 정책들을 결정할 책임이 있다. JMC에서 ADNOC는 60%의 투표권을 가지고, 주주인 개발회사들은 나머지 40%를 가진다. 그러나 JMC의 결정은 총 투표권의 75%에 의해 내려진다. Operation은 아부다비 법에 의거하여 아부다비에서 설립된 Operating Company(OPCO)가 수행하는데, 이 OPCO 지분의 60%는 ADNOC이, 나머지 40%는 개발회사들인 ADMA 주주가 보유한다. OPCO는 업무를 집행하기 위해 5인으로 구성된 이사회(Board of Director)를 두고 있는데, ADMA-OPCO의 경우, ADNOC에서 두 명을, ADMA-OPCO의 세 주주가 각각 한명씩 세 명을 지명한다. 이사회 의장과 회사의 General Manager는 ADNOC의 후보들 가운데에서 정해진다. 이사회의 의결은 단순과반수인 3인이상(ADNOC지명 이사 2인 포함)의 찬성으로 이루어진다.[25]

각각의 participant는 생산에서 비례지분(proportionate share)을 받거나 처분할 수 있다. 각 당사자(party)는 지분(share)에 따른 소득세와 로열티를 지불해야할 책임이 있다. 위와 같은 Implementing Agreement의 준거법은 아부다비 법으로 하며, 분쟁의 해결은 ICC(International Chamber of Commerce)의 rule과 regulation에 따라 아부다비에서 중재를 통하여 해결하도록 규정하고 있다.[26]

### 라. ADNOC(Abu Dhabi National Oil Company)와 SPC(Supreme Petroleum Council)

#### (1)ADNOC의 설립

ADNOC는 기존의 양허계약에 대한 자원보유국의 참여(participation) 개념이 대두되던 1971년 말에 Law No. 7/27 November 1971에 의거하여 설립되었다.[27] 전통적인 양허계약에서의 계약주체는 국가의 수장이었으나, 현대화된 양허계약에서의 계약주체는 에너지 담당 장관, 대리인, 국영석유회사(NOC)이다.[28] ADNOC가 석유 프로젝트를 계획하면, SPC의 검토와 승인을 얻은 후, ADNOC나 그 지시를 받는 개별 운영 회사에 의해 프로젝트 계획이 실행된다.[29]

ADNOC 활동 가운데 가장 우선시 되는 것은 기본적으로 석유와 가스 생산량 확보이다. ADNOC은 Participation Arrangement에 참여하고 정부를 대신하여 주요 양허계약 사업의 지분 60%를 보유한다. 이외에도 ADNOC는 국영기업으로서 다양한 정책적 고려요소를 반영한 활동들을 수행한다. ADNOC의 활동은 광범위하고 다각적인데, 석유와 가스의 탐사, 개발, 생산, 그리고 가공과 정제, 정제품의 지역 분배, 석유가스의 해외 마케팅, 해상운송, 석유 서비스 분야에 대한 참여, 석유가스에 기반을 둔 산업 프로젝트들 등 석유산업의 거의 모든 단계를 다룬다. 이런 활동 가운데 석유, 정제석유제품, 가스의 마케팅, 자회사를 통한 정제석유제품의 유통, 정유설비의 운영, 자회사인 Abu Dhabi National Tanker CO.(ADNATCO)를 통한 해상운송(marine transportation) 등은 ADNOC단독으로 수행한다.[30]

25) IDE, op. cit., p777
26) Ibid.
27) Ibid.
28) 류권홍, 전게서, p.119.
29) Matsumoto, op. cit.

(2)SPC의 설립

최고석유위원회(Supreme Petroleum Council: SPC)는 1988년에 Law No. 1 of 1988에 의거하여 설립되어 아부다비의 석유정책 및 사업과 관련하여 검토하고 승인하는 최고 기관의 역할을 하고 있다. SPC는 기존의 석유부(Petroleum Department)를 대체하며 석유부가 수행했던 모든 권한을 수행하고 있으며 ADNOC의 이사회 구성에 관여한다. SPC은 ADNOC이 집행하는 석유관련 프로젝트 계획을 검토하고 승인하며, 석유개발 생산과 관련한 OPCO의 활동을 감독한다. ADNOC의 활동은 SPC에 의해 검토되며, SPC의 승인 없이는 사업 시행되지 못하여 양자간의 의견에 차이가 나타나기도 한다.

## 2. 양허계약 (Concession Agreement)

### 가. 석유산업 규제와 운영조건(operating condition)의 구조

아부다비에는 석유 탐사・개발 허가 부여 조건을 사전에 규정하는 포괄적인 석유법이 존재하지 않는다.[31] 따라서 석유자원 탐사・개발 관련 규제체계는 정부와 석유개발 회사들 간에 개별적으로 체결된 계약에 규정된 계약조건(terms and conditions)에 기초하여 형성된다. 아부다비는 석유개발과 관련하여 양허계약(concession agreement)의 형태로 계약을 체결하여 왔다. 아부다비는 기본적으로 석유자원의 개발에 대해 생산물 분배협정(production sharing agreement), 서비스계약(service contract)과 같은 다른 형태의 석유계약을 체결하지 않고 있다. 그러나 아부다비 정부에 의해 체결된 양허계약은 초기의 전통적 양허계약 형태에서 시기에 따라 계약의 조건과 내용이 변화하는 단계를 거쳐 왔다.[32]

Original old-style oil concession agreement(1939년 체결된 ADPC onshore, 1953년 체결된 ADMA offshore)에서 부터 자원보유국 관점에서 개선된 계약 조건을 포함한 1967-1971년에 체결된 양허계약까지는 점진적 개선을 추구하여 왔으나, 이러한 계약 형태는 1972년 기존의 석유 양허계약에 대한 자원보유국 정부의 참여(participation)가 확대되면서 중동 석유산업 규제 형태에 급진적인 변화가 일어났는데, 사우디아라비아, 아부다비, 카타르, 쿠웨이트 등의 정부들과 양허계약자들 간에 참여를 허용하는 일반협정이 체결되면서, 정부와 양허계약자 사이의 관계에 급격한 변화를 가져왔다.

아랍에미리트가 1980-1981년의 기간에 체결한 양허계약이 아부다비 정부에 의해 체결된 석유계약의 현대적 모델로 여겨지고 있는데,[33] 아래에서는 전통적 양허계약

30) IDE, op. cit., p.777
31) 석유산업 관련 세금 등 일정영역에 적용되는 다음과 같은 관련법들 있다.
- 1965년 아부다비 소득세법, 개정(Abu Dhabi Income Tax Decree 1965, as amended)
- 1978년 석유자원 보존법(Law No. 8/1978 on Conservation of Petroleum Resources)
- 1976년 아부다비의 가스 소유권법(Law No. 4/1976 on Emirate of Abu Dhabi's Ownership of Gas)
32) IDE, op. cit., p.781
33) Ibid., p775

형태(original old-style concession)로부터 아부다비 양허계약의 주요 발전 과정과 계약의 내용에 대해 살펴본다.

### 나. 전통적 양허계약(original old-style concession)과 진화과정

중동의 다른 석유생산국과 같이, 석유의 첫 발견에서부터 참여합의(participation arrangement)가 체결된 1970년대 초까지, 아부다비 석유자원의 개발은 기본적으로 전통적 양허계약 모델에 기초하여 실시되었다.[34]

1939년 1월 아부다비의 통치자는 Turkish Petroleum Company(중동 진출을 위해 1912년 설립된 영국, 네덜란드, 프랑스, 미국의 컨소시엄, 1929년 Iraq Petroleum Company(IPC)로 이름 변경)의 100% 자회사 Trucial Coast Petroleum Development Company와 아부다비의 전 영토(entire area)에서 75년간 석유 탐사와 생산을 허가하는 첫 번째 양허계약을 체결하였다.[35] 1939년 양허계약의 "전 영토"가 육상과 해상을 모두 포함하느냐에 대한 의견 불일치로 아부다비 통치자와 IPC는 1951년 협상에 들어갔고, 중재를 통하여 1939년의 양허계약이 적용되는 지역을 육상과 인근 해안지역(onshore territory and shallow coastal waters)으로 제한하기로 결정했다.[36] 이후 해상지역에 대한 권리를 반환(relinquish)하고 육상지역 개발에 집중하였다. [37] 제2차 세계대전이 발발하면서 지질학적 탐사가 실시되지 못하고 있다가 1950년 재개되었다. 1960년에 처음 발견된 상업적 생산 규모의 유전은 Bab이었고, 양허계약 하의 석유의 생산은 1963년 시작되었으며, 1963년 12월에 Jebel Dhana 터미널을 통해 원유를 처음 수출하였다. 이후 1962년 Bu Hasa, 1965년 Asab, 1966년 Shah, 1967년 Sahil과 같은 새로운 상업적 생산 유전들이 발견되었다. 현재 위에서 언급한 Bab, Bu Hasa, Asab, Shah, Sahil 유전 뿐만 아니라, Bab의 남서쪽의 Huwaila, Bab의 북서쪽의 Al Dabbi' ya, Rumaitha, Shanayel, Jarn Yaphour가 존재한다.[38] 1962년 Trucial Coast Petroleum Development Company는 회사의 이름을 ADPC로 변경하였다.

1951년 이후 아부다비는 해상 유전에 대해 독립된 권리를 부여할 것인지에 대해 논의하기 시작했고, 1953년 프랑스, 영국 컨소시엄인 Abu Dhabi Marine Area (ADMA)에 65년간 아부다비 모든 해상지역에 대한 양허계약을 부여했다.[39] 1962년부터 양허계약 하에 석유생산이 시작되었다.

1970년대 기존 양허계약에 자원보유국이 참여(participation)하는 구조가 도입되기 전까지 양허계약자인 외국석유개발회사에 보다 유리한 계약구조를 갖고 있었으나, 1950년대 이란과 이라크에서 자원 민족주의가 강해지고, 1965년 OPEC이 설립되면서 중동의 석유생산국들은 석유 상류부문 개발에서 유리한 조건을 요구하기 시작했다.[40]

34) Ibid.
35) Ibid.; Christopher Gunson, Upstream Opportunities for New Entrants, Abu Dhabi Oil & Gas Update Perspectives on latest developments, Pillsbury Winthrop Shaw Pittman LLP, June 2012
36) Gunson, op. cit.
37) IDE, op. cit., p775
38) Matsumoto, op. cit.
39) Gunson, op. cit.

아부다비에서 석유생산에 대한 세금부과는 1960년대 후반에 처음 도입되었으며. 양허계약에 직접 참여하기 위해 ADNOC가 1971년 11월 설립되었다. 아랍에미리트는 1971년 12월 영국에서 독립하였으며 ADNOC가 양허계약에 참여하면서 아부다비는 세 개의 석유 개발 및 운영회사를 설립했는데, 1978년 10월 육상유전 운영을 위한 ADCO, 1977년 해상유전 운영을 위한 ADMA-OPCO와 ZADCO가 각각 설립되어,[41] ADCO가 1939년 육상 양허계약, ADMA-OPCO가 1953년 해상 양허계약의 운영자가 되었다.

쿠웨이트나 사우디아라비아와 같은 중동의 이웃국가들과는 달리, 아부다비는 외국 석유개발회사들과 맺은 양허계약을 해지하거나, 석유자산을 완전 국유화하지 않았다. IPC와 ADMA에 참여한 석유회사는 ExxonMobil, BP, Royal Dutch Shell, TOTA,의 전신인 메이저 석유개발회사 들이며, 이들은 오늘날까지 아부다비 석유산업 상류(upstream)부문에 활발히 참여하고 있다.[42]

### 다. 1967-1981년의 양허계약 (Concessions agreements from 1967-81)

중동의 다른 석유생산국들과 마찬가지로, 아부다비 정부는 전통적 양허계약의 계약조건을 개선하기 위해 노력을 기울여왔고  양허계약자들이 반환한 개발지역을 포에서 더 나은 조건으로 양허계약을 체결하기 위해 다양한 기회를 활용하여 왔다. 아부다비 정부는 전통적인 향허계약 형태인 1939년과 1953년에 체결된 두 개의 양허계약에서 1톤당 3루피의 고정 로열티(fixed royalty) 수입을 얻었으나[43] 1966년 계약내용 개정을 통하여 생산된 석유의 고시가격(posted price)에 대한 12.5%의 로열티 수취하는 것으로 합의했다. 또한 양대 양허계약의 계약자인 ADPC와 ADMA 회사에 대해 Income Tax Law 1965의 적용을 합의하였고 이에 따라 50%의 세율로 소득세를 지불하는데 동의했다. 소득세율은 1971년에 55%로 상향조정되었다.[44]

1967년을 시작으로 아부다비는 양허계약의 법적 형태를 유지하면서 각 시기적 단계에 따라 위와 같이 개선된 조건(terms and conditions)을 반영한 양허계약을 개정을 추진하였다. 개정된 협정의 첫 번째 유형의  1967-1971년의 기간에 체결되었고. 두 번째 유형은 함께 1980-1981년에 체결되었다. 6개의 양허계약은 1980년과 1981년 사이에 체결되었다.[45]

전통적 양허계약으로부터 탈피한 현대화된 양허계약(modernized concession agreement)의 계약조건을 1980년대에 체결된 양허계약에서 살펴볼 수 있는데, 아부다비 정부가 체결한 이러한 양허계약들 중 하나인 Deminex 양허계약(Deminex Agreement of May 1981)의 주요 조항을 중심으로 살펴보면 계약의 주요내용은 다음과 같다.[46]

40) Ibid.
41) Matsumoto, op. cit.
42) Gunson, op. cit.
43) Ibid.
44) IDE, op. cit., p.775
45) Ibid.
46) Ibid.

양허계약 제4조에 의하면 이 협정의 계약 기간(term)은 협정 발효일(effective date)로부터 35년으로 규정하고 있다.

천연가스의 소유권에 관한 규정 제3조는 "양허계약 지역(concession area)에서 발견되거나 생산된 모든 천연가스는 원유생산에 연계여부를 불문하고 1976년 법(Law No. 4/1976)에 따른다고 규정하고 있다. Law No. 4/1976은 아부다비의 모든 수반가스(associated gas)와 비수반가스(non-associated gas)에 대하여 아부다비 정부의 독점적 소유권을 규정하고 있다.

제6조는 양허계약자(concessionaire)의 작업의무(work obligation)와 8년 기간 동안 시추와 개발에 지출되어야 하는 최소투자금액에 대하여 규정하고 있다. 규정에 따르면 첫해 250만 달러에서 시작하여 점차 증가하여 8년차에는 800만 달러까지 증가하여 총액이 결정된다.

제10조는 보너스 지급에 대한 내용을 규정하고 있는데, 계약 초에 200만 달러, 상업적 발견(commercial discovery)시 200만 달러, 정기적 원유 수출이 평균 10만 배럴/일에 이른 후 500만 달러의 보너스를 지급하며, 20만 배럴/일의 원유수출이 달성되면 1000만 달러의 보너스를 지급하도록 규정하고 있다.

제11조는 annual rental에 대해 규정하고 있으며, 제12조는 개발권 반환(relinquishment)에 대하여 규정하고 있는데, 양허계약 발효일로부터 3년 내에 양허 지역(concession area)의 비생산 지역(non-productive portion)의 최소 25% 이상을 정부에 반환하여, 추가 25%를 5년내의 기간에, 또 다른 추가 25%는 8년의 기간 내에 반환하도록 규정하고 있다.

제13조는 로열티 지불 관련하여 누진 또는 슬라이딩 스케일 로열티(progressive or sliding scale royalty)규정하고 있는데, 양허계약자는 매년 생산된 원유 고시가격(posted price)의 12.5%에 해당하는 fully expensed royalty를 지급해야 하며, 당해 년 동안의 생산이 평균 10만 배럴/일에 이르면 회사는 16%의 로열티를 지급해야 하고, 평균 20만 배럴/일에 이르면 20%로 로열티 지급 비율이 상향조정된다.[47]

제17조는 세금에 대해 규정하고 있는데 소득세와 관련하여 슬라이딩 스케일(sliding scale)을 적용하고 있다. 양허계약자는 기본적으로 55%의 소득세를 지급해야 한다고 규정하고 있으며, 해당 년 동안 원유의 생산이 평균 10만 배럴/일에 이르면 회사는 65%의 소득세를, 평균 20만 배럴/일의 원유를 생산하게 되면 85%의 소득세를 내도록 규정하고 있다. 소득세의 평가와 지급 관련하여, 개정된 1965년 아부다비 소득세법(Abu Dhabi Income Tax Decree 1965, as amended)과 양허계약 제17조의 내용이 적용된다.

위의 규정에 따라 양허계약자가 부담해야할 세금이 결정된 후에는, 여타 고율의 세금, 수수료(fee) 또는 부담금(charge) 등이 양허계약자에게 추가적으로 부과되지 않음을 제18조에서 규정하고 있다.

제35조는 중재를 통한 분쟁해결에 대하여 국제사법재판소(International Court of Justice)의 절차와 관련하여 규정하고 있다.

제44조는 상업적 규모의 석유가 발견된 후 언제라도 정부가 이 양허계약 하에 모든

47) Ibid., p776

권리와 의무에 있어서 60%까지 participating interest를 확보할 수 있음에 대하여 규정하고 있다.[48]

### 라. 양허계약 수익배분구조의 변화(fiscal structure)

아부다비가 초기에 체결한 전통적 양허계약(1939년 ADPC onshore, 1953년 ADMA offshore)은 현지국 정부에게 대단히 낮은 로열티 지불만을 규정하였다. 석유의 판매가격이나 개발회사가 얻는 수익과는 상관없이 톤당 고정 비율의 로열티를 지불하였는데, 위의 양허계약에서는 의하면 로열티 3 루피(톤당 75센트, 또는 배럴당 10센트)에 불과했다.[49]

1966년 아부다비 정부는 양허계약자인 ADPC와 ADMA와 계약조건 변경에 합의하여 50-50 profit sharing formula를 도입하였다. 개정된 계약에 의하면 원유생산 톤 당 고정 로열티를 지불하는 방식에서 생산되거나 수출된 석유의 고시가격(posted price)의 12.5%를 로열티로 지급하는 것으로 계약조건을 변경하였다. 또한 두 회사는 1965년 제정된 Income Tax Decreed에 따라 세율 50%의 소득세를 납부하는 것에도 동의 하였다.

그러나 개정 계약내용에 따라 로열티는 석유의 생산량에 고시가격의 12.5%를 곱한 액수로 계산 되는데, 50-50 profit sharing formula에 따르면 회사가 부담해야 하는 50% 세율의 소득세에 대하여 credit으로 간주되게 되었다. 이러한 접근은 로열티가 회사가 부담해야 하는 expense로서 다른 비용과 마찬가지로 순수익(net profit)을 계산하기 위해 총수익(gross profit)에서 차감해야 하는 금액이 아니라 소득세에 대한 credit으로서 부과세액에서 직접 차감하게 된다는 것이다. 이러한 문제를 해결하기 위하여 OPEC국가들은 로열티 지급액을 expense로서 공제하도록 재협상을 하였고 이에 대한 합의가 이루어져 로열티는 전액 expense로서 비용화되었다. 이러한 개정과정을 거쳐 자원보유국 정부는 로열티와 소득세를 정부 수입으로 수취하게 되었다.[50]

### 마. 준거법(applicable law)

전통적 양허계약은 계약에 적용되는 준거법에 관한 조항을 두지 않았으나, 기존의 1939년 양허계약을 개정하면서 이익분배(50-50 profit sharing formula)에 관한 규정을 도입한 1965년 양허계약은 준거법과 관련하여 다음과 같은 조항을 두고 있었다. 제13조 9항(Art. 13.9)은 "The Amended Agreement shall have the force of law. It shall be given effect and shall be interpreted and applied in conformity with the principles of law normally recognized by civilized states in general including those which have been applied by International Tribunals."라고 규정하고 있다. 비슷한 조항은 1966년 11월 10일 개정된 ADMA-OPCO 12조(art. 12)에서 찾을 수 있다. 1980-1981년 기간에 아부다비가 체결한 양허계약에서도 위와 같은 준거법에 대한 조항이 포함되어있다." [51]

48) Ibid.
49) Ibid., p779-780
50) Ibid.
51) Ibid, p783

### 바. 분쟁의 해결(Settlement of disputes)

일반적으로 중동에서 체결된 양허계약은 개발회사와 자원보유국사이에서 협상이나 상호 합의로 해소되지 못한 분쟁에 대하여 중재(arbitration)를 통해 해결하도록 규정하고 있다. 아부다비의 경우도 전통적 양허계약 이래로, 1967-1971년 양허계약, 1980-1981년 양허계약까지 중재에 의한 분쟁해결 규정을 두고 있다.[52)]

과거 아부다비 양허계약의 규정에 의하면 중재에서 appointing authority는 국제 사법재판소장(the president of the International Court of Justice)이고, 중재절차는 ICJ의 절차법에 따라 referee에 의해 결정된다고 정하고 있다. 그러나 근래 ADNOC와 석유개발회사간에 체결된 양허 계약에 포함된 표준적 중재규정은 다음과 같다. "The Parties shall use their best efforts to settle all disputes or claims arising out of or in relation to this Agreement or any breach thereof. Should any difference or dispute of any kind arise between the Parties in connection with or arising out of this Agreement which cannot amicably be resolved within three hundred and sixty (360) days, then such difference or dispute shall be settled finally by arbitration in Abu Dhabi under the procedural rules of the Abu Dhabi Commercial Conciliation and Arbitration Center (ADCCAC) by three (3) arbitrators, one to be nominated by each party and the third to be agreed by the two nominated arbitrators and failing such agreement, the third arbitrator to be appointed by the Secretary General of ADCCAC from the international panel of arbitrators maintained by ADCCAC. All arbitration proceedings ahll be in English and the award of the arbitrators shall be in accordance with the laws of Abu Dhabi and the United Arab Emirates. The award shall be final and binding upon both parties."

앞에서 제시된 1981년 Deminex 양허계약의 제35조 중재조항과 이 중재 조항을 비교할 때, 아부다비의 입장이 강화되었음을 볼 수 있다. 이것은 자원보유국 정부와 해외개발기업 사이의 관계와 위상에 상당한 변화가 있었음을 보여준다.[53)] 아랍에미리트는 외국중재결정의 승인에 관한 New York Convention과 ICSID Convention의 비준하였다. [54)]

### 사. 가스 개발과 관련한 규제체계

전통적 양허계약에서는 개발회사(concessionary company)에게 유리한 권리와 특권이 부여 되었는데, 이러한 회사들은 liquid, gaseous hydrocarbon을 포함한 모든 석유의 탐사, 개발 그리고 처분에 관한 독점적 권리를 갖게 되다. 따라서 결과적으로 자원보유국 정부는 석유 생산에 수반되는 천연가스에 대한 처분권을 통제할 수 없었다.[55)]

이러한 양허계약의 체제에서, 중동지역의 자원보유국 정부는 석유개발회사가 수반

52) Ibid.
53) Ibid., p783
54) Michael Webb, The Legal Framework concerning Abu Dhabi Oil concessions - Opportunities and Challenges, Zawya, 2012.
55) IDE, op. cit., p776

가스(associated gas)를 태워서 소진시키는 것에 대하여 불만을 제기하여 왔다. 이 문제에 대한 기본적인 대책을 마련하기 위해 아부다비는 1976년 법(Law No.4/1976)을 공포하고, 생산적인 가스 탐사를 위해 프로젝트를 발주하기로 결정했다. 1976년 법(Law No.4/1976)은 에미리트 내의 수반가스와 비수반가스에 관한 아부다비 정부의 독점적인(sole) 소유권을 규정하고 있으며, 정부는 ADNOC를 통하여 영토 내 가스 개발에 대한 완전한 통제력을 가진다. 1970년대 ADNOC는 국제석유회사들과 두 개의 주요 가스 프로젝트를 이끌었다. 하나는 해상 가스를 액화시켜 액화천연가스(LNG) 형태로 수출하는 것이고, 다른 하나는 육상 가스전에서 생산된 수반가스를 가공해서 국내 전력 생산에 사용하는 것이었다.[56]

ADNOC는 가스 추출, 가공, 액화와 수출능력을 확장하기 위한 주요 프로그램들을 시행해오고 있다. 가스 개발 분야에 관한 ADNOC 정책은 시작부터 태워서 버려지는 가스를 회수하여 가스에 대한 국내수요를 충족시키고, 액화천연가스(LNG), 액화석유가스(LPG)의 수출을 확대하는 것을 목표로 해왔다.[57]

가스처리 분야에서, ADNOC는 가스처리설비(processing plant)를 소유하고 독자적으로 운영하고 있으며, 두 개의 주요 가공 설비의 건설을 위해 외국 파트너와 함께 두 개의 합작투자(joint venture)를 결정하였다. 이들 중 하나가 해상 가스의 액화를 위해 설립된 ADGAS이며, 초기에는 ADNOC가 이 회사 지분의 51%를 소유하였다가 1997년 70%로 보유 지분을 확대하였다. 잔여 지분은 Mitsui Group, BP, TOTAL이 나눠 보유하고 있다. 두 번째 설비인 GASCO는 육상 수반가스의 개발을 위해 설립되었으며, ADNOC가 68%의 지분을 소유하고, CEP(Total)과 Shell이 각각 15%, PARTEX가 2%를 보유하고 있다.[58]

## 3. 기존 양허계약의 계약기간 만료와 양허계약 체결

### 가. 기존 양허계약의 기간만료

아부다비의 가장 핵심적인 양허계약인 ADCO와 ADMA-OPCO 양허계약의 계약기간은 2014년과 2018년에 각각 만료될 예정이다.[59] 1939년에 체결되어 75년간 지속된 ADCO onshore 양허계약은 2014년 1월 만료되는데, 이 계약은 아부다비의 대규모 유전(Asab, Bab, Bu Hasa)을 포함한 주요 매장층(deposit)대상으로 하는 것으로 생산량 140만 배럴/일에 달하는 아랍에미리트의 가장 큰 양허계약이다.

기존의 양허계약을 갱신하는 방법으로 기존의 개발회사와 계약 관계를 이어나갈 수 도 있으나, 수익조건의 개선을 기대하는 아부다비 정부는 ADCO 육상 양허계약(잠재적으로 ADMA-OPCO 해상 양허계약 포함) 입찰에 광범위한 참여를 유도하고 있으며, 따라서 아부다비에서 현재 운영 중인 IOC와 새로운 입찰자(new entrant) 모두에게 기회를 줄 수도 있다.[60] 보도에 의하면 아부다비 정부는 Korea National Oil Company

56) Gunson, op. cit.
57) IDE, op. cit., p776
58) Ibid.
59) 2006년 3월 ZADCO가 ExxonMobil과 체결한 양허계약은 2026년 만료된다. Matsumoto, op. cit.

(KNOC)와 China National Petroleum Corporation (CNPC)등의 참여를 기대하고 있다.

표 3-2는 양허계약 지분 보유율에 대해 보여주고 있는데, ADCO에 대한 지분은 ADNOC가 60%를 보유하고 있으며, 나머지 40%는 BP, ExxonMobil, Royal Dutch Shell, TOTAL, Partex가 보유하고 있다.[61] ADCO 참여하고 있는 석유개발회사의 지분구조는 1935년의 Iraq Petroleum Company에 대한 외국 자본의 보유율은 보유율을 반영하고 있는데, IPC의 양허계약 구조는 Anglo-Persian Oil Company (BP의 전신), CFP (TOTAL의 전신), Anglo-Saxon Oil Company (Royal Dutch Shell의 전신), a US-based consortium (Socony와 Mobil의 전신으로 지금은 ExxonMobil)이 각각 23.75%, Partex(Calouste Gulbenkian의 소유 회사)가 5%를 보유하고 있었다. ADCO에 대한 40%의 지분은 위의 5개 개발회사의 지분비율이 비례적으로 반영되어 있다.[62]

표 3-2. 양허계약 지분 보유율

단위: %

| | Iraq Petroleum Participation | ADCO Participation |
|---|---|---|
| Abu Dhabi National Oil Company | - | 60.0 |
| Anglo-Persian Oil Co. (BP) | 23.75 | 9.5 |
| CFP (Total) | 23.75 | 9.5 |
| Anglo-Saxon Oil Co. (RD Shell) | 23.75 | 9.5 |
| Near East Development Co. (US Consortium*) | 23.75 | 9.5 |
| Participation and Investment Company** | 5.00 | 2.0 |

*Standard Oil of New Jersey (50%), Socony-Mobil (50%)

**Private company owned by Calouste Gulbenkian Foundation

자료: IEEJ 2012, p3

ADCO 양허계약 뿐만 아니라 ADMA-OPCO가 운영 중인 다른 주요 양허계약도 2018년 만료가 예정되어 있다.[63] Offshore operating company들인 ADMA-OPCO와 ZADCO에 대한 외국 자본의 참여는 ADCO와는 다르지만, 아부다비의 모든 석유 양허계약은 ADNOC가 정부의 대신하여 60%를 보유하고, 나머지 40%는 외국 자본이 차지하고 있다.[64]

ADNOC이 참여지분의 60%를 보유하는 구조임에도 불구하고, 아부다비의 유전개발 참여와 관련하여 주목할 내용은 아부다비가 외국계 석유개발회사가 양허계약의 구조 하에서 여전히 자원에 대한 지분권을 보유할 수 있는 페르시안 걸프 지역에서 몇 안되는 주요 석유생산 지역 중 하나라는 것이다. 사우디아라비아, 쿠웨이트와 같은 다른 걸프 국가들이 석유자원을 국영화한데 비해, 아부다비는 걸프지역에서 석유산업에 외국 지분을 허용하는 소수 국가로 남아있다. BP Statistical Review 2013에 따르면 아랍에

60) Said, op. cit.
61) Ibid.
62) Matsumoto, op. cit.
63) Said, op. cit.
64) Matsumoto, op. cit.

미리트는 세계 석유 매장량의 6%를 보유하고 있으며, 각 유전의 평균적 규모를 보면 앙골라, 에콰도르, 알제리 등 각국의 전체 석유 매장량을 상회하고 있다.[65] 아부다비를 포함한 아랍에미리트는 2017년까지 생산능력을 현(現) 285만 배럴/일에서 350만 배럴/일로 향상시킬 계획이다.[66] 아부다비는 프로젝트에 수반되는 위험도가 상당히 낮아서, IOC가 갖는 지분이 제한적이라도 이러한 유전 중 일부의 지분을 갖는 것만으로도 참여하는 개발회사에 상당한 이익이 될 것으로 보고 있다.[67]

### 나. ADCO 관련 새로운 양허계약 체결

2011년 7월 ADNOC의 CEO이자 SPC의 사무총장(secretary general)인 Yousef Omair bin Yousef가 사임하고, 전 Vice CEO인 H.E. Abdullah Nasser Al-Suwaidi가 CEO로 취임하였다. H.E. Al Suwaidi는 ADNOC의 기존의 원유생산량 증대 정책을 계승하였으며, 그가 CEO로 취임한 초기에는 ADCO concession mine site의 구조에 대한 정보와 노하우를 가진 기존의 IOC들을 대상으로 양허계약을 갱신하는 것을 언급하였으나, 그 이후 ADCO 양허계약 기간 만료 후의 이를 대신할 양허계약 체결과 관련하여 문호의 개방을 시사 하면서 가격, 기술 측면에서 좋은 조건을 제시하는 입찰자와 양허계약을 체결할 것을 언급하였다. 특히 H.E. Al-Suwaidi는 Asia-Pacific 국가들에게 관심을 표명하며, 이런 나라들과 깊은 관계를 구축하기 위해 새로운 양허계약을 맺는데 관심이 있다고 언급했다. 새로운 입찰자에게 ADCO 양허계약을 수여하는 것도 가능하며 아시아 태평양 지역 국가의 참여를 기대하고 있다. 이는 아부다비와 오랜 관계를 유지해온 일본 과 함께 한국, 중국의 개발회사의 참여를 염두에 둔 것이었다.[68]

최근 몇 년간의 아부다비에서의 사례를 보면 역사적으로 특정한 IOC만이 참가하던 석유 양허계약과 가스 프로젝트에 유전별로 다양한 개발회사가 참가할 수 있도록 기회가 확대되었음을 볼 수 있다. 예를 들어, 2008년 두 개의 onshore fields와 관련한 양허계약이 Occidental과 체결되었고, 또한 2008년 Shah sour gas 계약이 ConocoPhillips와 이루어졌다. 이후 ConocoPhillips가 계약을 철회하면서 2011년 Occidental과 계약이 맺어졌고, ADNOC는 이 프로젝트의 60% shareholder로서 참여하고 있다. 또한 2012년 1월에는 Korean National Oil Corporation (KNOC)에 두 개의 onshore areas와 한 개의 offshore area를 대상으로 한 개발권이 부여되었다. 2012년 6월에는 OMV와 Wintershall이 아부다비 서부의 Shuweihat 섬 근처의 sour gas와 관련 gas appraisal contract를 체결했고, 만약 프로젝트가 평가단계에서 개발 및 생산단계로 발전하게 되면 ADNOC가 참여할 것이다.[69]

H.E. Al-Suwaidi는 또한 ADCO 양허계약 입찰을 하나로 묶거나(single package) 또는

65) Ebrahim Hashem, Why UAE oil reserves are so attractive for IOCs, The National, Aug 12, 2013
66) Said ,op. cit.
67) Gunson, op. cit.
68) Matsumoto, op. cit.
69) Gunson, op. cit.

여러 지역으로 나뉘어(divided up into several lots) 진행하는 것을 언급했다. ADCO concession mine site는 Bab, Bab South West asset (Bu Hasa, Huwaila, BQ), Bab South East asset, North East Bab과 같이 네 그룹으로 나누어져 있고, 개발지역의 분리도 이 그룹에 따라 이루어질 수 있다.[70]

1939년에 체결된 기존의 양허계약이 2014년 1월에 만료되기 때문에 ADNOC가 새로운 외국 파트너들을 양허계약자로 결정하기 위한 기간이 불과 몇 달 남지 않았으며, ADNOC는 중동의 가장 오래된 대규모 유전에 대한 양허계약을 신속한 체결해야하는 시간적 압박을 받고 있다. ADNOC은 석유정책 최고의사결정기구인 SPC에 양허계약 체결을 위한 협상기한을 연장해달라는 제안을 요청하였으나 SPC는 거절한 바 있다. SPC가 ADNCO의 양허계약 협상기한 연장 요청을 거절한 정확한 이유는 알려져 있지 않으나, 그러나 의도가 무엇이든 중동지역에서 가장 중요한 유전에 대한 결정과 관련하여 1월까지 ADCO concession 관련 참여 개발회사를 선정할 수 있을지에 대해서 의문이 제기되고 있다. 보도에 따르면 2013년 10월말까지 입찰신청을 받았고 낙찰회사를 결정하기 까지 3-4개월이 소요될 것으로 예상되며, 2014년 1월의 기간 만료 후 신규 양허계약의 체결 전까지는 기존 개발회사의 조력을 받아 ADNOC가 단독으로 운영할 것으로 보도되었다.[71]

이와 유사한 사례는 2008년 GASCO 사례에서도 볼 수 있는데.[72] 2008년 10월에 갱신되어야 하는 GASCO shareholder 선정에 대한 검토가 2009년 3월까지 미뤄졌다. SPC는 GASCO 양허계약을 분할하길 원한 반면, 기존 양허계약자들은 ADNOC의 의도에 따라 패키지로 concession mine site를 갱신하기를 원했다.[73] 협상의 지연에 따라 GASCO가 갱신 조건에 합의하기 전에 기존의 양허계약은 만료되었고, 결국 2009년 4월에 20년 양허계약을 체결하면서 2008년 10월부터 소급 적용되는 것으로 계약이 연장되었다.[74]

양허계약 갱신과 관련하여 SPC와 ADNOC 간의 의견불일치의 또 다른 사례가 있는데, 2006년 3월 ZADCO의 해상 양허계약 연장과 관련하여 ADNOC는 IOC들을 추천하면서 BP와 TOTAL의 Upper Zakum 유전 관련 입찰을 허가했다. 하지만, SPC는 ADNOC의 결정을 번복 하고 2026년까지 유효한 양허계약을 ExxonMobil과 체결했다.[75] 기술뿐만 아니라 지정학적인 요인을 고려할 때, 당시 이라크 문제로 아랍에미리트는 미국의 국방력이 필요했기 때문에 미국 회사인 ExxonMobil을 선택한 것으로 보는 의견이 있다.[76]

### 다. 성공적인 입찰을 위한 네 가지 고려 요소(Four Core Elements of a Successful Bid)

ADNOC는 ADCO 양허계약과 관련하여 지난 10월까지 prequalified 개발회사로부터 입찰을 받았으며, 새로운 양허계약을 얻기 위해 경쟁하는 석유개발회사들 평가과정은

71) Said, op. cit.
72) Ibid.
73) Matsumoto, op. cit.
74) Said, ibid.
75) Ibid.
76) Matsumoto, op. cit.

초기단계에 머물러있다. 위의 사례에서 본 바와 같이 입찰에 참여한 개발회사 평가에는 다양한 요소가 고려될 것으로 보이나, 기본적으로 다음과 같은 네 가지 요소가 주요 고려사항이 될 것으로 제시되고 있다.[77]

**(1)충분한 기술적 전문성(Sufficient Technical Expertise)**

입찰자들은 석유개발과 관련된 기술력 보유를 제시해야 하는데, 아부다비 석유개발을 위한 기술 관련해서는, ADCO concession mine site가 심해유전이 아니고 7,500 피트(대략 2,300-2,400 미터)의 일반적인 깊이의 육상 유전이기 때문에 특별한 시추 기술이 요구되지는 않는다.[78] 그러나 아부다비의 많은 육상유전들이 수 십 년 간 생산을 해온 유전임을 고려할 때, 석유회수증진법(Enhanced Oil Recovery:EOR) 관련 기술이 중요한 의미를 가질 것으로 관측된다. 아부다비 생산유전에 참여하고자 하는 입찰자들은 기존의 생산 유전에 가장 효과적으로 적용될 수 있는 최신 석유회수증진법(EOR)을 보유가 고려요소가 될 수 있다.[79]

최근 생산량 증대 계획을 달성하기 위해, ADNOC는 기존 생산유전에 석유회수증진법(EOR)의 사용을 장려하고 있다. Bab, Bu Hasa, Asab 유전은 이미 물이나 가스 주입을 시행해왔고, 효과적인 자원 사용을 증진시키기 위해 2009년 Rumaitha 유전에서는 CO2 주입을 시험하였다. 국내 전력소비 증가에 따른 천연가스 수요 증대와 천연가스 수출입 수지 악화는 천연가스 대신 CO2의 활용 필요성은 높이고 있다. 제강공장(steel mill)과 발전소 운영의 증대로 인해 CO2 방출이 증가할 것으로 여겨지는 가운데, 이산화탄소 방출에 대한 환경규제에 대한 대응책으로서 가스 주입에서 이산화탄소 주입으로 전환을 고려할 수 있다. 주입을 위한 이산화탄소는 Emirates Steel Industries (ESI)와 17개의 발전소, 마스다르(Masdar) 프로젝트 하의 산업시설들로부터 확보할 수 있을 것으로 기대된다. ESI는 2015년 말이나 2016년 초 쯤에 완공 될 것으로 여겨진다. 여기서 배출되는 이산화탄소의 양은 80만 톤/년(4300만 입방피트/일)이며, 천연가스 2,700만 입방피트/일을 대체할 수 있다. 마스다르(Masdar) 프로젝트는 계획이 지체되고 있지만, phase 1)서 500만 톤/년의 이산화탄소를 배출할 것으로 기대된다. 최근 마스다르(Masdar)에 관해, 이산화탄소의 가격과 지불구조에 대한 세부적 내용은 정해지지 않았지만, ADCO 양허계약이 갱신될 때 계약에 포함될 것으로 보는 견해가 있다. ADCO concession mine site를 위한 ADNOC의 기술적 우선순위가 이산화탄소 주입을 사용한 EOR이라는 것을 고려하여, 각 회사들의 기술력과 ADNOC와 마스다르(Masdar)에 대한 접근을 확인할 필요가 있다(표 3-3).[80]

77) Gunson, op. cit.

79) Ibid.
80) Matsumoto, ibid.

표 3-3. 각 개발회사의 EOR 기술

| 회사 | 기술 |
|---|---|
| ExxonMobil, Shell | 현재 두 회사 모두 마스다르(Masdar)의 "clean energy initiative" 에 CO2 EOR을 이용한 자원의 효율적 사용하는 것에 관해 각각 협상을 진행하고 있음. MEES(2012년 4월 2일)에 따르면, ExxonMobil은 단독으로 유전을 운영하거나, CO2 EOR 기술이 없는 회사와 합작 운영을 기대함. |
| BP | BP는 이산화탄소를 분리해서 저장하는 탄소 포집 및 저장(carbon capture and storage, CCS) 기술[81]과 CO2 EOR을 가지고 있으며, 이를 "smart water technology" 로 정리하고 있음. 이 기술은 2004년부터 알제리의 Salah 개발에 적용되었음. |
| TOTAL | TOTAL은 프랑스의 Rousse에서 이산화탄소의 생성, 수송, 주입에 관한 coherent CCS 프로젝트에 2010년 6000만 유로를 투자하였고, 이를 통해 자신만의 CCS 기술을 확보. |
| Statoil | Statoil은 본국인 노르웨이에서 CCS 경험을 가지고 있고, Shell과 함께 발전소와 메탄올 생산 시설에서 해상 석유 가스전으로 이산화탄소를 주입하는 것에 관한 연구를 수행. |
| Maersk | 덴마크의 Maersk는 카타르의 Al-Shaheen 유전에서 이산화탄소를 저장하는 연구를 수행 중이지만, CO2 EOR의 단계에는 이르지 못함. |
| Occidental | Occidental은 현재 Shah 가스전 개발 프로젝트에 참여하고 있으며, 미국 텍사스 주에서 CO2 EOR 프로젝트를 추진 중임. Shah 프로젝트는 이산화탄소 2,000 톤/일을 생산. |
| 일본 | 2000-2005년 Japan Oil Development Company (JODCO)는 ZADCO concession mine site에서 Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC)와 함께 CO2 EOR 연구를 수행. 연구결과 이산화탄소 주입으로 원유생산은 증대하나, ZADCO concession mine site에 적용하려면 CO2 발생지로부터 이산화탄소를 운반할 파이프라인을 건설해야하며, 막대한 투자가 필요. |
| 한국, 중국 | 현재 한국과 중국 모두 CO2 EOR 기술을 가지고 있지 않는 것으로 평가됨. |

자료: IEEJ 2012.

### (2)자금조달방법(Access to Financing)

양허계약 내용을 실행하기 위해 개발회사는 탐사, 파이프라인 건설, 교통 인프라 구축, 추출과 생산 시설의 개발과 같은 상당한 투자를 하여야 한다. 따라서 이러한 투자를 수행할 재무적 능력 중요한 고려요소가 될 것이다. 아부다비 프로젝트에 경험이 있는 Export Credit Agency와 같은 경쟁력 있는 자금조달원과 협력할 수 있는 입찰자는 경쟁력을 가질 수 있다.[82] 또한 개발회사 자체도 일정한 영업성과를 보여줌으로써 자체 자금조달능력과 외부 금융기관과의 자금조달 협력 가능성을 보여주어야 한다.

81) 화석연료의 전환 과정에서 발생하는 CO2를 대기로 배출하기 전에 고농도로 포집(捕執)한 후 압축, 수송해 안전하게 저장하는 기술. CO2 저감(低減)을 위한 가장 이상적인 방법으로 세계적인 주목을 받고 있음.
이산화탄소포집·저장 [Carbon Capture and Storage ; CCS]

82) Gunson, op. cit.

#### (3)아부다비 정부 관계(Abu Dhabi Relationship)

석유자원개발과 같은 전략적 산업에서 정부 간 관계 (government-to-government relationship)는 상류부문 양허계약을 획득하는데 영향을 미치는 요소가 된다. 아부다비 정부와의 포괄적인 양국관계(bilateral foreign relationship)가 고려되어야 한다.[83] 2012년 KNOC가 아부다비의 육상과 해상 유전 중 세 개의 미개발지역의 양허계약을 체결할 수 있었던 것은 양국 간 정부의 포괄적 협력관계의 확대와 연계되어 있다는 견해가 있다. 정부 간 관계(G2G relationship)가 없는 입찰자들은 아부다비의 정책결정자들과 직접적인 신뢰관계를 통하여 접근하는데, Occidental은 아부다비의 전략적 투자 회사인 Mubadala Development Company와 에너지 분야에서 합작투자를 통해 사업을 시작하여 2008년 육상유전 상류부문과 2011년 ADNOC와 Shah sour gas 처리(processing) 사업에 참여할 수 있는 기회를 획득 할 수 있었다.[84]

#### (4)양허계약의 경제적 조건(Concession Economics)

아부다비는 아직도 상당한 매장량을 보유한 대규모 유전이 존재하며 상대적으로 위험도가 낮은 상류부문 개발시장(low-risk upstream market)으로 평가되고 있다. 이러한 이유로 입찰자들 사이의 치열한 경쟁이 벌어지고 있으며 아부다비 정부는 강한 협상력의 갖고 있다. 이러한 협상력을 바탕으로 아부다비 양허계약의 수익배분과 관련된 경제적 조건(economic terms)은 자원보유국에게 상당히 호의적인 내용으로 규정되어 있다. 따라서 입찰자는 경쟁에 대비하고, 작은 폭의 margin을 수용할 수 있어야 한다.[85]

### 라. 새로운 입찰자들을 위한 전략(Strategies for New Entrants)

석유개발회사가 아부다비의 상류부문에서 기회를 얻는 전통적인 방법은 ADNOC와 직접적으로 연계되는 것이며, 다수의 석유개발회사들이 아부다비에 사무소를 설립하고 ADNOC와 협력관계를 구축하고자 한다. 대부분의 입찰자는 위의 네 가지 입찰 자격 요건을 모두 만족시키는 것은 힘들기 때문에, joint bidding을 하는 것이 필요하게 된다. 이러한 사례로 2012년 6월에 OMV와 Wintershall의 컨소시엄이 ADNOC와 sour gas appraisal agreement를 체결했는데 OMV는 아부다비의 주요 기관과 관계가 있었고, Wintershall은 기술적 전문성을 입증함으로써 각자의 장점을 살려 계약에 이르렀다. 아부다비 상류부문에 진입하는 또 다른 방법은 성공한 입찰자를 따라가는 것(tag along)을 고려할 수 있다. 현지 경험이나 기술이 부족한 소규모 파트너들도 성공적인 입찰자에 참여하여 지분을 확보할 수 있다.[86]

---

84) Ibid.
85) Gunson, op. cit.
86) Ibid.

# Ⅲ. 조세 관련법

## 1. 조세체제의 특징

아랍에미리트에는 연방 세법이 존재하지 않으며, 다음과 같이 각 에미리트 별로 독자적인 조세체제가 존재한다. 1965년에 아부다비 소득세(The Abu Dhabi income tax decree of 1965, as amended), 1968년에 샤자(Sharjah) 소득세(Sharjah Income Tax decree of 1968), 1969년에 두바이(Dubai) 소득세(Dubai Income Tax decree of 1969) 법령이 제정되었다.[87]

아랍에미리트는 법인세나 소득세와 같은 직접세를 부과하지 않는다. 오직 특정산업의 경우 법인세 납부의무를 지닌다. 석유 및 가스 회사의 경우 관련 양허계약에서 규정한 세율에 기초하여 세금이 부과된다(taxes on oil and gas companies at rates specified with respect to the relevant concession agreements). 법인세가 부과되는 또 다른 경우는 외국은행 지점의 경우로 연간 소득에 대한 고정요금(flat rate on annual profits of branches of foreign banks)이 부과된다.[88] 원칙적으로 아랍에미리트에서는 개인에게는 소득세(personal income tax), 원천징수세제, 양도소득세, 부가가치세의 납세의무를 규정하고 있지 않는다.

## 2. 일반 조세제도

외국인투자 촉진과 중개무역 활성화를 목적으로 법인세, 소득세, 판매세(Sales Tax), 상속세, 증여세 및 사회보장세 등 각종 세금은 면제된다. 세금부과 대신 정부는 각종 수수료를 징수하는데, 비자 발급 수수료와 사업자등록 수수료, 사무실과 주택 등의 임차수수료 등이 부과된다. 사업자 면허(Trade License) 발급 및 갱신 수수료는 지사의 경우 면허 발급 시 약 5000달러, 갱신 시 약 600달러이다. 법인의 경우 면허 발급 시 약 1500달러, 갱신 시 약 600달러이다. 두바이(Dubai)의 경우 주택(residential premises) 및 사무실(commercial premises) 연간 임대비의 일정 비율(5~10%)이 일종의 지방세 형식으로 부과되고 있다.[89]

87) MERITAS, http://www.meritas.org/emea_tax/march-2013-uae.htm, MARCH 2013
88) Ibid.
89) KOTRA. Exact amount of the fees are subject to further confirmation.

소득세가 부과되는 경우 세율은 아래와 같이 sliding scale이 적용된다. [90]

| | |
|---|---|
| Income less than AED 1,000,000 | 0% |
| Income equal to or more than 1,000,000 but less than 2,000,000 | 10% |
| Income equal to or more than 2,000,000 but less than 3,000,000 | 20% |
| Income equal to or more than 3,000,000 but less than 4,000,000 | 30% |
| Income equal to or more than 4,000,000 but less than 5,000,000 | 40% |
| Income more than 5,000,000 | 55% |

과세되는 수입(taxable income)은 수입을 창출하기 위해 지출되는 비용의 공제 후에 계산된다. 공제 가능한 비용은 acquisition cost of goods, the expenses of operating the business, allowances for depreciation, obsolescence and exhaustion of both tangible and intangible assets and losses sustained by the chargeable person in connection with the business를 포함한다.[91]

아랍에미리트는 다수의 국가와 이중과세방지협약을 체결하고 있다. 국내세법에서는 외국납부세액공제의 규정이 존재하지 않으나, 대부분의 조세조약에는 아랍에미리트에서 부과된 조세를 한도로 하는 외국납부세액공제 규정이 있다. 표 4-1은 아랍에미리트가 이중과세방지협약(Double Taxation Treaty)을 체결한 국가들을 보여준다.

표 4-1. 아랍에미리트와 Double Taxation Treaty 체결 국가들

| 대륙 | 국가 |
|---|---|
| 아프리카 | 알제리, 이집트, 모로코, 수단, 튀니지, 모잠비크 |
| 아시아 | 중국, 인도, 인도네시아, 일본, 말레이시아, 몽골, 파키스탄, 필리핀, 싱가포르, 한국, 스리랑카, 태국, 투르크메니슨탄, 아제르바이잔, 아르메니아, 우즈베키스탄 |
| 유럽 | 벨기에, 보스니아, 핀란드, 프랑스, 독일, 이탈리아, 말타, 네덜란드, 폴란드, 루마니아, 스페인, 스위스, 그리스, 벨라루스, 터키, 불가리아, 우크라이나, 오스트리아, 체코, 룩셈부르크 |
| 중동 | 요르단, 쿠웨이트, 레바논, 시리아, 예멘 |
| 북미 | 캐나다 |
| 오세아니아 | 뉴질랜드 |

자료: MERITAS, 2013.

90) Galadari&Associates, Taxation in the United Arab Emirates, http://www.galadarilaw.com/uploads/brochures/172113_tax.pdf
91) Ibid.

A Tax domicile certificate는 아랍에미리트와 외국과의 이중과세방지협약을 이용하기 위해 재무부에서 발행한 증명서이며, 이를 얻기 위한 요건은 다음과 같다. 회사(corporate body)는 1년 이내 발행된 무역 허가증(trade licence) 사본, 임대 계약서(a valid lease contract)사본, 책임자(manager /director)의 여권과 거주 비자(residency visa) 사본, 지원서(Request letter from the applicant), 최근 6개월 간 은행 거래내역서(bank statements), 수수료 5000 디르함, 최근 1년 아랍에미리트 주재 은행의 account statements를 제출해야한다.[92]

### 3. 석유산업에서의 조세제도(Fiscal structure)

아부다비에는 석유산업에 적용되는 특별세(special tax)가 제정되어 있지 않고. 1965년 제정된 Income Tax decree (as amended)에 의한 다른 법인과 같이 일반 소득세가 부과된다. 그러나 실제로 법인에 대한 소득세는 석유의 생산과 수출, 석유화학 회사와 같이 "석유를 다루는(dealing in petroleum)" 회사와 외국 은행의 지점에 대해서만 적용된다. 이 법에서 적용하는 일반 소득세율은 과세대상 수입액에 따라 sliding scale이 규정되어 있으나, 석유 활동(petroleum activity)에서 발생하는 수입에 대한 세율은 1971년 이래로 55%로 규정되어 있으며 이는 석유기업(petroleum operation)에 부과하는 최소 세율로 기준이 되고 있다. 그러나 55% 세율이 일률적으로 적용되는 것은 아니며 정부와 양허계약자가 체결한 양허계약에서 별도의 적용 세율을 규정하고 있는 경우 이 규정에 따라 소득세가 부과된다. 1970년 12월 이래로 양허계약에서 기본세율인 55% 이하로 규정한 사례는 없다.[93]

1974년 OPEC은 주요 양허계약에 대한 소득세율을 85%로, 로열티를 20%로 상향조정하기로 결정했으며, 이는 이후 OPEC 공식(OPEC formula)으로 알려졌다. 아부다비에서 이 공식은 ADPC와 ADMA양허계약에도 반영되어, 1980-1981년 기간에 체결된 새로운 양허계약 모델은 일반적으로 소득세율을 생산량이 증가함에 따라 55%에서 85%까지 sliding scale로 적용하도록 규정하고 있고, 로열티에 대해서도 생산 수준이 상승함에 따라 12.5%에서 20%로 높아지도록 규정하고 있다.[94]

규모가 작은 유전을 대상으로 한 양허계약에 대한 소득세 및 로열티의 적용 세율은 각각의 양허계약에 따라 서로 다르게 규정되는 경우가 있다. 아부다비 당국은 소규모 고비용 유전, 특히 offshore 유전에 대해서 대규모 개발사업을 대상으로 설계된 OPEC formula에 비해 세율을 낮출 필요가 있음을 인정하였다. 세율의 개별적 규정은 1967년에서 1971년까지 승인된 소규모 양허계약에서 볼 수 있는데, Abu Dhabi Oil Company(Japan)의 경우 55%의 세금과 12.5% 로열티, TOTAL Abu Al Bukoosh 경우 75% 세금과 20% 로열티, Al Bunduq Company가 75% 세금과 20% 로열티, Amerada Hess의 경우 55% 세금과 sliding scale에 따른 로열티12.5%에서 16%를 규정하고 있다.[95]

92) MERITAS, http://www.meritas.org/emea_tax/march-2013-uae.htm, MARCH 2013
93) IDE, op. cit., p780
94) Ibid.
95) Ibid.

# Ⅳ. 투자 관련법

## 1. 투자보호(investment protection)

아랍에미리트에는 외국인투자보호에 관한 내국법 존재하지 않는다. 그러나 아랍에미리트는 투자의 촉진과 보호를 위해 미국, 영국, 프랑스, 이탈리아 등 유럽 국가들 및 거의 모든 아랍 국가들 양자 간 투자보호협정(Bilateral Investment Treaty: BIT)을 체결하였으며, 우리나라도 아랍에미리트와 2002년에 투자보호협정을 체결하였다.[96]

아랍에미리트와 체결한 협정 제5조에서 수용에 대한 규정을 두고 있는데, 투자자가 행한 투자는 공공의 목적을 위한 경우로서 신속・충분・유효한 보상이 행하여지는 경우를 제외하고는 투자대상국의 영역 안에서 국유화・수용 또는 이에 상응하는 효과를 가진 징발이나 몰수와 같은 그 밖의 조치의 대상이 되지 아니한다고 규정하고 있다. 수용이 이루어지는 경우 법적절차에 따라 비차별적인 기초위에서 시행되어야하며, 보상은 수용된 투자의 공정한 시장가치에 상당하여야 한다고 정하고 있다. 수용에 의하여 영향을 받은 투자자는 투자대상국의 사법당국이나 그 밖의 독립된 당국에 의하여 당해 사안이나 투자가치의 산정에 관하여 신속한 심사를 받을 권리를 가진다.

제9조에서는 투자대상국 정부와 투자자간의 투자분쟁해결에 대한 규정을 두고 있는데, 일방분쟁당사자가 분쟁을 제기한 날부터 6월 이내에 분쟁이 해결되지 아니하는 경우에는 ICSID협약에 의하여 설립되는 국제투자분쟁해결본부에 그 분쟁을 회부하도록 규정하고 있다. ICSID가 행한 판정은 분쟁당사자에 대하여 최종적인 구속력을 가지며, 투자대상국 정부는 관련법령에 따라 동 판정의 승인・집행을 보장한다.

제10조는 정부 간 분쟁의 해결에 관한 규정을 주고 있으며, 분쟁이 6월 이내에 해결되지 아니하는 경우에는, 그 분쟁은 일방체약당사자의 요청에 의하여 협정에 규정에 따라 임시중재재판소에 회부하도록 하고 있다. 중재재판소는 다음의 방법에 의하여 사안별로 구성되는데, 각 당사자의 서면에 의한 중재재판 요청의 접수일부터 2월 이내에 1인의 재판관을 임명하며 이러한 2인의 재판관은 제3국의 국민 1인을 선출하며, 동인은 양 체약당사자의 동의를 얻어 중재재판소의 재판장으로 임명된다. 재판장은 다른 2인의 재판관의 임명일부터 2월 이내에 임명되는데, 규정된 기간내에 필요한 임명이 이루어지지 아니하는 경우에는, 분쟁당사자는 국제사법재판소소장에게 그러한 임명을 요청할 수 있다. 중재재판소는 다수결에 의하여 결정을 내리되, 그 결정은 양 분쟁당사자에 대하여 구속력을 가진다.

96) Ibid., p781

## 2. 환경보호(environmental protection)

1939년 onshore, 1953년 offshore 유전과 관련하여 체결된 양허계약에는 당시 환경문제에 대한 인식이 부족하여 환경보호와 자원 보존에 관한 어떤 조항도 두고 있지 않았다. 이러한 상황은 1967-1971년에 체결된 양허계약, 1980-1981년에 체결된 양허계약 하에서도 크게 개선되지 않았고, 단지 넓은 의미에서 석유개발회사는 petroleum operation을 수행함에 있어 합리적인 주의조치(reasonable precautions)를 취해야 한다는 소극적인 규정만을 두고 있다.[97]

그러나 환경보호에 대한 이슈가 계속 제기되고 지속가능한 발전과 같은 개념에 대한 인식이 제고되면서, 아랍에미리트 정부는 환경 관련 규제체제를 정비하기 시작했다. 연방차원에서, 1993년 Federal Law No. 7/1993에 의해 연방환경청(Federal Environmental Agency)이 설립되었으며, 1999년 Federal Law for Protection and Development of Environment, Law No. 24/1999가 공표되었다. 이 법은 100여 개의 조항을 가지고 환경 관련 이슈를 포괄적으로 다루는 법제이다.[98]

ADNOC도 SPC를 대표하여 아부다비의 석유산업을 위해 효과적이고 포괄적인 Health, Safety, and Environment(HSE) Management System의 준비와 시행을 위한 정책적 노력을 기울이기 시작했다. ADNOC는 HSE Management System이 효과적으로 이뤄지기 위해 아부다비의 석유산업 전반에 적용되어야 하며, 산업계에 의해 도입 시행되어야 한다고 하였다. HSE Management System은 Oil Industry International Exploration & Production Forum(또는 E&P Forum)이 제안한 가이드라인을 따라 만들어졌다.[99]

97) Ibid, p782
98) Ibid.
99) Ibid.

**<참고문헌>**

- Istituto Della Enciclopedia, The United Arab Emirates, National Regulation of the Hydrocarbons Industry, Volume IV Hydrocarbons: Economics, Policies and Legislation, Encyclopaedia of Hydrocarbons.

- BMI, UAE Oil and Gas Report, Q3 2013.

- Christopher Gunson, Upstream Opportunities for New Entrants, Abu Dhabi Oil & Gas Update Perspectives on latest developments, Pillsbury Winthrop Shaw Pittman LLP, June 2012.

- Ebrahim Hashem, Why UAE oil reserves are so attractive for IOCs, The National, Aug 12, 2013

- Takashi Matsumoto, Course of Renewal for ADCO Concession Expiring in 2014, IEEJ:September 2012.

- Summer Said, "Abu Dhabi Faces Tight Deadline to Renew Onshore Oil Concession", The Wall Street Journal, May 19, 2013.

- The Legal Framework concerning Abudhabi Oil Concessions - Opportunities and Challenges, May 2012.

- MERITAS, http://www.meritas.org/emea_tax/march-2013-uae.htm, MARCH 2013 작성.

- Michael Webb, The Legal Framework concerning Abu Dhabi Oil concessions Opportunities and Challenges, Zawya, 2012.

- Galadari & Associates, Taxation in the United Arab Emirates, http://www.galadarilaw.com/uploads/brochures/172113_tax.pdf.

- 류권홍, 국제석유·가스 개발과 거래계약, 한국학술정보, 2011.