

이란석유계약(Iranian Petroleum Contract) 심층연구

법무법인 광장
김진 변호사

I. 서론

이 보고서는 이란 석유광구 참여를 고려하는 국내 석유개발업체에게 Iran Petroleum Contract(IPC)라고 알려진 이란석유계약 내용 및 법적 유의사항에 대한 정보를 제공하는 것을 목적으로 한다. 이 보고서 내용은 이란의 기존 석유법제와 IPC 분석에 국한되며, 이란 석유개발사업에 제약 요소로 거론되는 대이란 경제제재 관련 사항 및 이란 석유개발사업 참여 시 고려해야 할 기타 제반 이란 법제 사항은 논의하지 않는다.

이란은 가스매장량이 세계2위, 원유매장량이 세계4위인 자원보유국이다.¹ 중동지역에서 최초로 석유개발이 시작된 국가로서 이란은 석유개발권²을 부여하는 방식에 관해 많은 변천을 겪었다.³

IPC는 최근에 거론되는 석유개발권 부여 방식이다. IPC는 기존의 이란 석유개발권 부여 방식인 buyback contract를 대체할 계약형태로 꾸준히 알려지다가, 2015년11월28일에 Tehran Summit이라는 행사에서 소개되었다.⁴

IPC 방식의 석유가스광구 입찰이 개시될 것임이 2016년부터 꾸준히 보도되었으나,⁵ IPC 내용에 대한 이란 내부 사정으로 입찰이 지속적으로 연기되었고 아직까지 입찰 일자가 확정되지 않았다.⁶ 다만, 2017년7월3일자 보도에 따르면, Total사가 이끄는 컨소시엄이 이란의 South Pars 가스전 개발에 관한 투자를 위해 이란 정부와 계약을 체결했다고 하며, IPC 방식으로 체결된 것으로 보도되었다.⁷

1 <http://www.worldbank.org/en/country/iran/overview> 참고 (2017년 8월 27일 최종 접속)

2 이 보고서에서 사용된 석유개발권의 의미는 석유의 탐사, 개발, 생산 전반에 대한 권리를 계약자에게 부여하는 것과 석유개발에 대한 일부 단계에 국한된 권리를 계약자에게 부여하는 것을 포괄함.

3 <http://www.nioc.ir/portal/home/?generaltext/81026/81171/82507/> 참고 (2017년 8월 27일 최종 접속)

4 <http://www.tehransummit.com/session/keynote-three/> 참고 (2017년 8월 27일 최종 접속);

5 <http://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Iran-Gears-Up-For-IPC-Tenders.html> 참고 (2016년 7월에 첫 IPC 입찰이 예정되어 있음을 보도; 2017년 8월 27일 최종 접속);

6 <https://financialtribune.com/articles/energy/64614/national-iranian-oil-co-says-ipc-tenders-postponed-due-to-elections> 참고 (IPC 방식의 South Azadegan 광구 입찰이 2017년 1월에 예정되어 있다가, 2월로 연기, 3월로 연기 되었고, 이란 대통령선거를 앞두고 무기한 연기되었음을 보도; 2017년 8월 27일 최종접속)

7 <https://www.cnbc.com/2017/07/03/iran-to-sign-new-ipc-gas-deal-with-total-for-south-pars.html> 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)

아직까지 정형화된 IPC 양식이 발표되지 않아서, 지금까지 IPC 골격내용에 대해 이란정부에서 발표한 사항에 근거해서 IPC가 어떤 내용을 담을 것인지에 대해 추측할 수 밖에 없는 상황이다. 다만, 기존의 buyback contract의 내용 및 문제점의 이해가 IPC 내용의 이해에 도움이 될 것으로 보인다.⁸

이 보고서에서는 우선적으로 이란 석유개발에 관련된 이란법제를 살펴본 후, buyback contract를 설명한다. 이어서 현재까지 알려진 IPC 주요내용을 분석한다.

II. 이란석유법제

1. 헌법

현재 시행되는 이란 헌법은 1997년에 제정된 헌법에 기초한다.⁹

이란 헌법 조항 중 석유가스 또는 석유개발 행위에 관해 구체적인 조항은 없으나, 국가 부문과 (국내외) 민간부문에 관한 여러 헌법 조항을 볼 때 석유개발 분야 투자에 대한 제한이 있다고 한다.¹⁰

헌법 제43조는 국가의 경제독립을 강조하고 있다.¹¹ 테헤란대학교 법학교수인 Abdolhossein Shiravi 교수는 석유산업(petroleum industry)이 그런 경제독립 측면에서 주요한 한 분야라고 주장한다.¹² 이란 경제에 대한 외국인의 경제 지배 방지가 언급되어 있으나, 어떤 경우에 외국인투자가 그러한 경제 지배 행위가 되는 지에 관해서는 일반법률에서 규정되어야 하고, 구체적으로는 외국인투자 촉진 및 보호에 관한 법률(Foreign Investment Promotion and Protection Act; FIPPA)에서 외국인투자로 인한 이란 경제에 대한 지배를 방지하는 규정을 두고 있다고 한다.¹³

8 기존 buyback contract 양식 역시 확보에 제약이 있어서, 기존 논문을 통해 buyback contract 내용 및 문제점을 파악한다.

9 이란 헌법에 관해 https://en.wikipedia.org/wiki/Constitution_of_the_Islamic_Republic_of_Iran 및 <http://www.wipo.int/edocs/lexdocs/laws/en/ir/ir001en.pdf> (이하, “Iranian Studies 번역본”) 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)

10 Abdolhossein Shiravi and Fatameh Amin Majd, “Foreign investment in Iran’s upstream oil and gas operations: a legal perspective,” Journal of World Energy Law and Business, 2015, Vol. 8, No. 3 (이하, “Shiravi”), 272 페이지

11 Id.

12 Id.

13 Id.

헌법 제44조는 국가경제가 국가 부문(state sector), 민간 부문(private sector) 및 협력 부문(cooperative sector)으로 구성되어 있다고 한다.¹⁴ 국가 부문에 속하는 것은 모든 국가산업(national industries),¹⁵ 해외거래, 주요 광산(major mines), 은행, 보험, 에너지자원(energy resources), 댐과 대형 관개 시설망, 라디오와 TV, 우편, 전신 및 전화, 항공, 해상, 도로, 철도, 및 국가 통제하에 있는 공공시설이다.¹⁶ Shiravi 교수는 이로 인해 민간 부문과 협력 부문은 내외국인 구분 없이 상류석유산업(upstream oil industry)을 포함한 주요 산업에 대한 지분보유, 활용, 투자 행위가 금지되어 있다고 한다.¹⁷ 다만, 아래에서 논의되는 헌법 제44조 정책 실행 법률을 통해 석유산업을 제외한 대부분 주요 산업 부분의 민영화가 법적으로 가능해졌다고 한다.¹⁸

헌법 제45조는 석유가스 저류층에 간접적으로 연관이 있는 조항이라고 한다.¹⁹ 동 조항에 언급된 mines²⁰는 석유가스 저류층을 포함한다고 하며, 이는 공공자산 및 국부의 일부로서 공공의 이익을 위해 활용하도록 이슬람정부가 처리하게 되어 있다고 한다.²¹

헌법 제81조는 해외투자에 관해 또 다른 제약이 된다고 한다.²² “상업(commerce), 산업(industry), 농업(agriculture), 광업(mining) 및 서비스업(services) 분야에서 회사(companies) 또는 조직(organizations)을 설립하는 특권(privilege)을 외국인에게 부여하는 것은 절대 금지된다”는 규정에서 언급된 산업 분야가 너무나도 광범위해서 사실상 외국인이 이란 내에서의 경제활동을 위해 회사를 설립할 수 있는 가능성을 차단한 것으로 해석될 여지가 있다고 한다.²³ 하지만, 특권(privilege) 부여의 의미를 국가주권을 제약하는 광범위하고 독점적인 라이선스를 부여하는 것에 국한된 금지로 해석할 경우, 완전 금지는 아닌 것이 되며, 이란의회²⁴는 ‘자유경제상업지역에 관한 법’에 따라 외국회사가 그 자유지역에 회사 등록을 하는 것을

14 Id.

15 Iranian Studies 번역본에 “모든 국가산업”으로 번역되어 있는 문구가 실제로는 “all main industries, all large-scale and mother industries”인 것으로 보임. Maximilian Kuhn and Mohammad Jannatifar, “Foreign direct investment mechanisms and review of Iran’s buy-back contracts: how far has Iran gone and how far may it go?”, Journal of World Energy Law and Business, 2012, Vol. 5, No. 3 (이하, “Kuhn”), 210 페이지 주석 12 참고

16 1997년 이란헌법 제 44 조

17 Shiravi, 272 페이지

18 Shiravi, 272~273 페이지; Nima Nasrollahi Shahri, “The Petroleum Legal Framework of Iran: History, Trends and the Way Forward,” China and Eurasia Quarterly, 2010, Vol. 8, No. 1 (이하, “Shahri”), 120 페이지 참고; 헌법 제44 조 마지막 문장에 따르면 세 부문 관련 규정, 세부분야 및 영역은 법에 의해 규정된다고 되어 있는 바, 헌법 제44 조 정책 실행 법률(The law of implementation of the policies of Article 44 of the Constitution)은 이 헌법 규정에 의거한 법인 것으로 이해됨.

19 Shiravi, 273 페이지

20 Iran Studies 번역본 및 Shiravi(273 페이지)에서는 mines라고 번역하고, Shahri(120 페이지)에서는 mineral deposits라고 번역

21 Shiravi, 273 페이지

22 Id.

23 Id.

24 영어로는 Islamic Consultative Assembly라고 하며, Majles로 불리는 입법부서임. <http://www.us-iran.org/resources/2017/7/26/media-guide-irans-government-structure> 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)



허용하고 있다고 한다.²⁵ 또한, 외국회사의 지사 및 연락사무소 등록을 허용하는 법을 통해 외국회사가 이란 내에서 지사 및 연락사무소 설치를 할 수 있도록 해 두었다고 한다.²⁶ 더 나아가, 2002년에 FIPPA가 제정된 후, 외국인이 이란에 회사를 설립하는 것을 금지한 조치가 해제된 것으로 볼 수 있다고까지 하며, 이제는 외국인이 외국인지분 100%의 회사 설립을 하는 것이 허용되어 있다고 한다.²⁷

헌법 제77조 또한 석유개발분야에 관련성이 있는데, 석유개발투자는 계약을 통해 이뤄지는 바, “국제 조약, 프로토콜, 계약, 합의서는 이란의회 승인을 받아야 한다”는 규정에 따라 이란의회 승인이 필요한 지에 대한 문제가 제기되었으나, Guardian Council²⁸이 ‘민간’ 외국인회사를 상대로 이란 정부부서, 조직 또는 회사가 체결하는 계약은 헌법 제77조 적용대상이 아니라고 결정했다고 한다.²⁹

Shiravi교수에 따르면, 이란헌법이 석유개발 분야에 대해 구체적인 조항을 담고 있지는 않지만, 여러 조항을 볼 때 다음과 같은 제약이 있다고 한다.³⁰

- (1) 석유가스는 anfal에 해당하여, 공공자산이고 이슬람정부 소유물이기 때문에 그에 관련된 행위를 통제하는 입법 행위를 할 권리를 보유함
- (2) 상류부문 석유개발행위는 국가부문에 국한되어 있고 민간 및 협력 부문은 어떠한 형태로든 상류부문 석유개발행위에 대한 점유 또는 통제를 할 수 없기 때문에, 합작(joint venture), 생산물분배계약(production sharing agreement), 또는 기타 방식으로 외국인이 국가와는 독립적으로 또는 국가와 함께 석유개발행위를 영위하는 것에 대해 심각한 제약이 있음
- (3) 석유가스개발행위에 관련된 조광권(general concession) 부여는 금지되어 있으나, 상업 계약(commercial contract) 형태로 특정 광구를 개발하는 특권 또는 라이선스를 외국인에게 부여하는 것은 그러한 금지에서 배제됨

25 Shiravi, 273페이지

26 Id.

27 Id.

28 이슬람법에 정통한 12인으로 이루어진 기구. <http://www.us-iran.org/resources/2017/7/26/media-guide-irans-government-structure> 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)

29 Shiravi, 273~274 페이지

30 Id.

2. 헌법 제 44 조 정책 실행 법률

(The law of implementation of the policies of Article 44 of the Constitution)

헌법 제44조 정책 실행 법률은 헌법 제44조에 국가부문으로 규정해 둔 경제분야의 의미를 조정하기 위해 동조 끝에 상세 사항은 법률로 규정하도록 되어 있는 조항에 따라 제정된 법률이다.³¹ 이 법에 의해 헌법 제44조에 국가부문으로 규정되어 있던 경제행위 중 일부가 민간 또는 협력 부문으로 이관되었다.³² 하지만, 이 법은 석유가스전에 관련된 행위에 관한 투자를 여전히 국가부문에 귀속하고, 이란국영석유회사(National Iranian Oil Company) 및 석유가스 탐사 및 생산 회사에 대한 소유권의 민영화 금지 및 국가 보유를 규정한다.³³

다만 이 법 Article 3(3)의 Note 1에서 석유가스 개발에 필요한 금융, 기술, 엔지니어링 및 경영 서비스를 정부가 민간부문에서 구매할 수 있도록 허용하고 있다.³⁴ 입찰은 ‘Bylaw of Procurement of Consultancy’에 언급된 특별입찰절차에 따라 진행해야 하고, 해당 분야에 대한 국가 보유가 보장되도록 하는 형태로 서비스 구매가 진행되어야 한다고 한다.³⁵

3. 외국인투자 촉진 및 보호에 관한 법률

(Foreign Investment Promotion and Protection Act; FIPPA)

FIPPA는 2002년에 제정된 이란 법률이다.³⁶ FIPPA 제3조는 외국인투자를 두 그룹으로 구분하는데, (a)항은 ‘외국인직접투자’ (foreign direct investment)라는 제목을 가지고 있고 (b) 항은 별도 제목이 없으나 ‘계약형태 구조 내의 외국인투자’ (foreign investment within the framework of contractual arrangements)로 불린다고 한다.³⁷

(a)항에 속한 투자는 민간부문이 투자할 수 있게 허용된 경제행위에만 가능하며, 외국인투자는 이란정부로부터의 별도 사전 라이선스를 받을 필요 없이 ‘이란 투자, 경제 및 기술 지원 조직’ (Organization for Investment, Economic and Technical Assistance of Iran; “OIETAI”)에게 직접 투자 라이선스 요청을 하면 된다고 한다.³⁸

31 Shiravi, 274~275 페이지

32 Id.

33 헌법 제 44 조 정책 실행 법률 Article (3)(c); Shiravi, 275~276 페이지

34 Shiravi, 276 페이지

35 Id.

36 Shiravi, 277 페이지

37 Id.

38 Id.

(b)항에 속한 투자는 국가 부문에 국한된 경제행위를 포함한 모든 경제 행위에 대해 허용되어 있다고 한다. (b)항에 속한 투자는 외국인투자자와 정부기구간의 계약을 통해 외국인투자자가 관련 경제행위에 참여하는 것을 의미하며, 투자행위는 신규 회사 설립 또는 기존 회사 지분 취득을 통해 할 수 있다고 한다.³⁹

FIPPA에 석유가스분야에 대해 직접적 언급은 없으나, FIPPA 및 관련 Executive Regulation을 분석하면 상류부문 석유개발사업에 대한 외국인투자는 civil partnership, buy-back 및 build-operate-transfer (BOT) contract 중 하나의 형태로 진행되어야 하는 것으로 해석된다고 한다.⁴⁰

상기 세가지 계약 형태에 공통적으로 적용되는 제한사항은 “투자수익은 투자프로젝트 실시에 따라 발생된 수입에 국한되어야 하며, 정부 또는 기타 국영은행 또는 국영회사가 제공한 보증에 근거해서는 아니 된다”라는 사항이다.⁴¹

4. 1987년 석유법 (2011년 수정)

1987년 석유법 제6조에서 석유사업(oil operations)에 대한 외국인투자를 전면 금지하였다.⁴² 석유사업에 대한 투자 문제를 해결하고자 동조에 “모든 투자는 석유성장관이 제안하는 사업 주체의 예산에 기초해야 하며 국가 전체 예산에 포함되어야 한다”고 규정하였다.⁴³ 동법에 규정된 석유사업은 상류, 하류, 기타 연관 산업을 구분하지 않은 광범위한 개념이어서 투자 제한은 광범위한 분야에 적용되었다고 한다.⁴⁴

1987년 석유법 제1조(정의)에 정의된 “계약”의 의미는 “이란이슬람공화국 법령에 부합하고 1987년 석유법 규정에 따른 석유개발사업의 일부분을 실행하고 담당하는 것에 관해 석유성과 법인 또는 자연인 간에 체결된 계약적 의무(이행약속)”을 의미하며⁴⁵ Shiravi교수에 따르면 이 계약만이 석유개발사업에 관해 사용될 수 있다고 한다.⁴⁶ 구체적으로 어떤 유형의

39 Id.

40 Id.

41 Id.

42 Shiravi, 282 페이지

43 Id.

44 Id.

45 Petroleum Act of 1987, Article 1. <http://www.alaviandassociates.com/documents/petroleum.pdf> 참고
(2017년 8월 27일 최종접속)

46 Shiravi, 282 페이지



계약을 의미하는지가 명확하지는 않지만, 1987년 석유법 제5조는 이란 석유성 또는 운영처와 국내외 법인 또는 자연인 간의 중요한 계약의 체결은 (그리고 중요한 사안인지 여부 판단은) 석유성장관의 제안에 대한 각료회의(Council of Ministers)에서 승인된 규정(regulations)에 따라야 한다고 한다.⁴⁷ 아래에서 보겠지만, IPC는 2016년8월3일에 각료회의 승인을 받았다.⁴⁸

비록 1987년 석유법이 2011년에 개정되었으나, 제5조와 제6조는 변경되지 않았다고 한다.⁴⁹ 또한, 외국인 투자 관련 규정도 변경되지 않았다고 한다. 그 결과, 외국인투자를 허용하는 법 규들과 1987년 석유법이 상이한 문제가 존속한 상태이고 2011년 개정에도 불구하고 구체적인 내용이 모호한 상태라고 한다.⁵⁰

5. 석유성장관의 의무와 권한에 관한 법률

“석유성장관의 의무와 권한에 관한 법률”은 2012년7월13일에 공표된 법으로서 석유개발에 관한 사안을 규제하는 목적으로 제정되었다고 한다.⁵¹ 이 법에 따르면, 석유성장관은 석유 사업에 관해 광범위한 권리와 의무를 부여 받았으며, 외국인 투자에 대해 두 가지 중요한 쟁점이 이 법에 다뤄져 있다고 한다.⁵² 첫째는 석유성장관의 라이선스 발급이며 둘째는 국내외 민간부문과의 공유이다.⁵³

5.1 라이선스 발급

1979년 이슬람혁명 이후 최초로, 5차 5개년개발계획법의 제125조에 의거하여, 석유성장관이 탐사, 개발 및 생산 라이선스 발급을 할 수 있게 되었다고 한다.⁵⁴ 석유성장관의 의무와 권한에 관한 법률 제3조(c)5 및 제7조(b)2에서 라이선스 발급에 대해 석유성장관이 권리와 의무를 행사하도록 명시적으로 규정해 두었다고 한다.⁵⁵ 이를 통해 이란국영석유회사(National Iranian

47 Shiravi, 282-283 페이지

48 Farhad Iranpour & Julia Derrick, “A Legal Analysis of the New Iranian Petroleum Contract,” in “Oil & Gas Regulation 2017 – International Comparative Legal Guides,” April 1, 2017 (이하, “Iranpour”) <https://iclg.com/practice-areas/oil-and-gas-regulation/oil-and-gas-regulation-2017/2-a-legal-analysis-of-the-new-iranian-petroleum-contract> 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)

49 Shiravi, 283 페이지

50 Id.

51 Id.

52 Id.

53 Id.

54 Shiravi, 284 페이지

55 Id.

Oil Company; “NIOC”)가 행사하던 국가 기능을 석유성으로 이전하고자 하였다고 한다.⁵⁶ 이에 따라, 국내외 석유개발회사는 물론이고 NIOC도 상류 석유개발을 위해 석유성장관으로부터 라이선스를 받아야 한다고 한다.⁵⁷

다만, Shiravi교수는 석유성장관의 의무와 권한에 관한 법률에 석유가스광구의 개발생산에 대한 규정이 미비하여, 석유성장관이 라이선스 발급권을 행사한다는 의미가 향후 계약을 NIOC가 아니라 석유성장관과 체결해야 한다는 것인지를 명료하지 않다고 하며, 실제로도 개발생산 관련 라이선스가 발급된 사례가 없음을 지적한다.⁵⁸

5.2 국내외 민간부문과의 공유

석유성장관의 의무와 권한에 관한 법률 제3조(4)에 따라 석유성장관은 석유가스광구 개발을 위해, 국내외 민간부문과의 협력(collaboration) 및 합자(partnership)를 협용하는 것을 포함한, 자금 유치 및 집행에 관한 새로운 계약체계를 작성할 수 있게 되었다고 한다.⁵⁹ 이 법이 통과되기 전까지는 합작(joint venture) 또는 생산물분배계약(production sharing agreement)과 같은 계약형태는 현법위반인 것으로 인식되고 있었으나, 이 법이 통과된 후 그러한 인식에 종지부를 찍었다고 한다.⁶⁰

이러한 공유에 관해, 이 법은 두 가지 조건을 부가한다고 한다.⁶¹ 첫째는 투자자에게 석유가스 저류층에 대한 소유권 이전 없이 공유되어야 한다는 것이고 둘째는 저류층에 대한 손상 없이 최대 효율 및 최상 조건으로 생산해야 한다는 것이라고 한다.⁶²

6. 소결

상류부문 석유가스사업에 관해, 현행 법령이 한편으로는 전면금지를 유지하고 다른 한편으로는 제한된 형태의 계약 형태를 통한 외국인투자를 시도하고 있는 상황임을 지적하면서, 상류부문 석유가스사업에 대한 외국인투자가 이란법에서 협용되어 있다던가 합법이라고 판단하기 어렵다는 것이 Shiravi교수의 견해이다.⁶³ Shiravi교수는 설사 협용된 것이라 보더라도 투

56 Id.

57 Id.

58 Id.

59 Shiravi, 285 페이지

60 Id.

61 Id.

62 Shiravi, 285~286 페이지

63 Shiravi, 287 페이지

자 조건에 대한 상세한 내용도 없고 또한 이란의 어떤 정부 기관이 승인결정권을 가지고 있는지도 불명확하다는 견해를 가지고 있다.⁶⁴ 이러한 불확실성이 해소되기 전에는 새로운 계약 형태가 현행 buyback contract와 달라질 수 없을 것이라고 Shiravi교수가 주장하는 것을 볼 때,⁶⁵ 상류부문 석유가스사업에 대한 외국인투자가 이란법에서 허용되어 있다던가 합법이라고 판단하기 어렵다는 Shiravi교수의 견해는 상류부문 석유개발사업에 대한 외국인투자의 의미가 외국인투자자가 다른 산유국 석유개발권 분양체계에서와 같이 사업대상에 대한 지분 확보를 할 수 있는 것임을 전제로 하고 있는 것 같다.

Shiravi교수의 논문이 2015년초에 발간된 것임을 감안할 때, 그의 견해가 부적절한 것 같지는 않다. 다만, IPC가 1987년 석유법 제5조에 따른 각료회의 승인을 득한 것을 볼 때, 이란정부는 적법절차에 따라 IPC를 추진하는 것으로 이해하는 듯 하다.

III. 이란 Buyback Contract

1. 개괄적 의미

이란 buyback contract는 일반적인 risk service 탐사/생산 계약의 축약 형식을 갖추고 있으며, NIOC와 석유개발회사(“IOC”)⁶⁶ 간에 협상을 통해 체결된다.⁶⁷ IOC는 도급업자 (“Contractor”)의 지위에서 특정 석유개발 서비스를 제공하고 그 대가로 프로젝트 수익의 일부를 통해 IOC의 비용 및 수익을 확보한다.⁶⁸

Buyback contract는 다음 두 개 부분으로 구성되어 있다:⁶⁹ (1) 광구 개발 기간에 대한 탐사 및 개발 서비스 계약 및 (2) 현금이 아닌 원유 또는 가스 형태로 비용과 수익을 보전하는 것을 관장하는 물량에 근거한 장기 수출용 석유 판매 계약(“LTEOSA”).⁷⁰ Contractor가 광구를 개발하는 동안, NIOC는 설비투자비용(capital expenditure; “CAPEX”), 운영비용

64 Id.

65 Id.

66 IOC는 international oil company 약어로서, NIOC의 상대방이 되는 IOC는 경우에 따라 여러 석유개발회사 컨소시엄이 될 수도 있다.

67 Alexander Brexendorff & Christian Ull, “Changes bring new attention to Iranian buyback contracts,” Oil & Gas Journal, Nov. 1, 2004, Vol. 102, Issue 41 (이하 “Brexendorff”) <http://www.ogj.com/articles/print/volume-102/issue-41/general-interest/changes-bring-new-attention-to-iranian-buyback-contracts.html> 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)

68 Id.

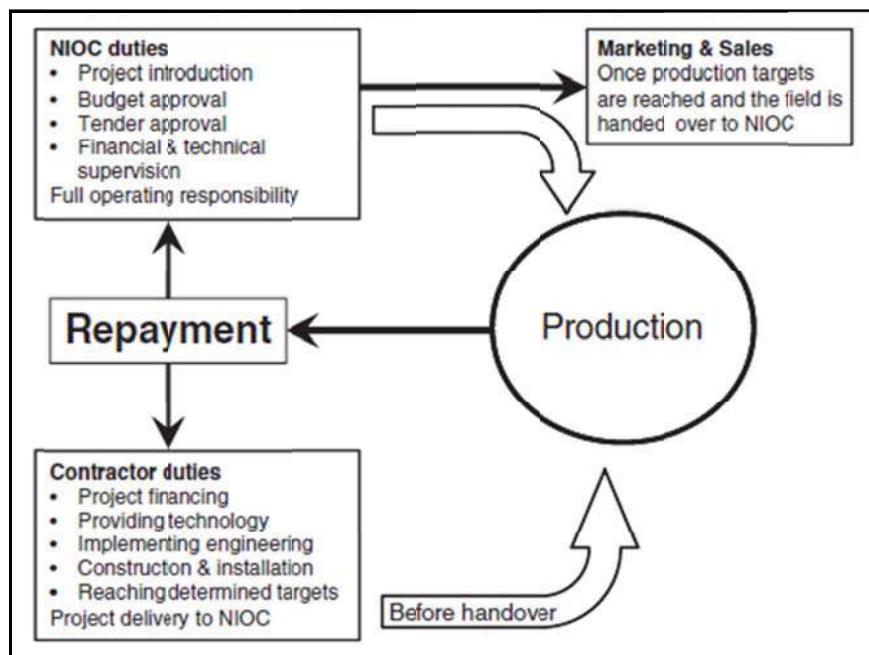
69 Id.

70 LTEOSA는 volume-based, long-term export oil sales agreement를 지칭하는 용어임

(operating expenditure; “OPEX”) 및 금융비용을 상환한다.⁷¹ 또한 Contractor는 생산된 석유의 일정량에 대한 권리를 확보하는 방법을 통해 약정된 수수료(an agreed remuneration fee; “RF”)를 받는다.⁷² LTEOSA는 Contractor의 석유비용(petroleum costs)과 RF가 완전히 상쇄될 때까지 지속된다.⁷³ IOC는 통상적으로 2~3년의 개발기간과 5~8년의 운영기간에 대한 약정을 한다.⁷⁴

아래 표1과 표2는 Kuhn에서 발췌한 것으로서, 표1은 buyback contract하에서의 의무 분장 예시를 보여주고, 표2는 buyback contract하에서의 수익 분배 예시를 보여준다고 한다.⁷⁵

표 1



71 Brexendorff 참고

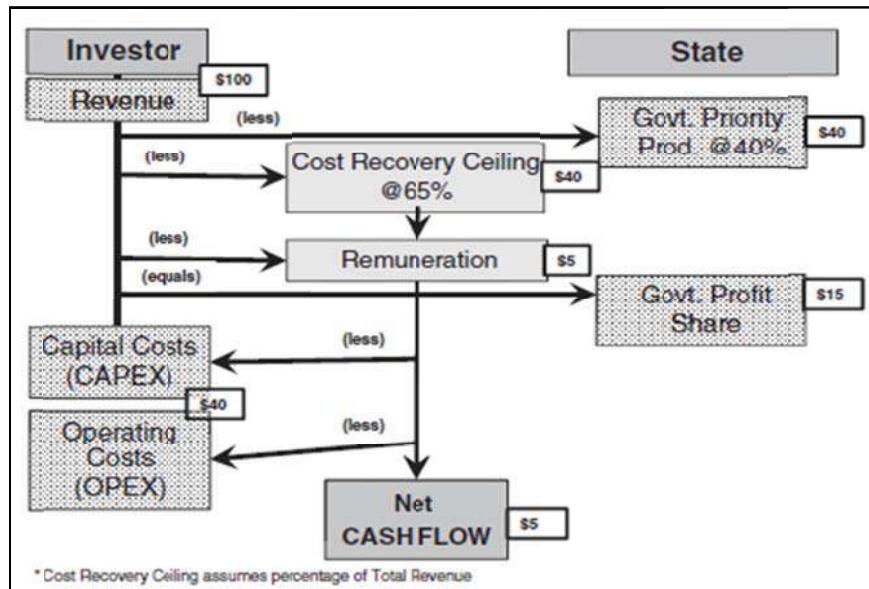
72 Id.

73 Id.

74 Id.

75 Kuhn, 214 페이지

표 2



2. 법적 근거

1980년초에 이란정부는 헌법에 부합하는 것으로 인식된 EPC(engineering, procurement and construction)계약 방식을 사용했고, 공영자금을 사용했으나, 1987년 자금 부족 사태를 맞이하여 석유 및 가스 프로젝트 자금 공급을 위해 NIOC가 외국금융기관을 통해 단기 및 중기 차관을 할 수 있도록 협용했다.⁷⁶

1993년 예산법(1993 Budget Act)에서 다양한 조건이 붙는 것을 전제로 명망 있는 외국석유 회사와 최대 미화2조6천만불 규모의 계약을 NIOC가 체결할 수 있도록 하였다.⁷⁷ Buyback contract라는 용어가 언급된 것은 1994년 예산법이며, 이 법에서 buyback contract를 투자 유인을 위한 적법한 방식으로 인정했다.⁷⁸ 1994년 예산법에서는, 최대 미화3조5천만불 규모의 외국인투자를 협용하면서, 국가와 국영은행이 어떠한 보증도 하지 않아야 하며 모든 상환금은 판매수익에서 지급되는 것으로 국한되도록 하는 조건이 붙었다.⁷⁹ 예산법은 이란의회에서 승인되는 법인 바, 재정측면에서 정당화되고 헌법측면에서 적법화된 것이다.⁸⁰ 그 후 여러 차례의 5개년개발계획법에서 buyback contract를 국가의 주요 석유가스계약체계로 명문화했다.⁸¹

76 Shahri, 121 페이지.

77 Id.

78 Shari, 121~122 페이지

79 Shahri, 122 페이지

80 Id.

81 Id.

2011년부터 2015년까지 적용되었던 5차 5개년개발계획법⁸²은 상류 석유사업에 대한 (국내외) 민간부문의 투자 및 협작에 관한 규정을 포함했다.⁸³ 5차 5개년개발계획법 제125조는 해당 5개년내에 달성해야 할 석유 및 가스 생산량을 규정했다.⁸⁴ 이를 달성하는 방법으로 제시된 것 중 하나가 석유성장관에게 4차 5개년개발계획법에 규정된 조건을 준수하면서 buyback contract 방법을 사용할 수 있도록 허용한 것이다.⁸⁵ 4차 5개년 개발계획법에 규정된 조건은 그 법 제14조 제(2)항 규정을 의미하는 것으로서, buyback contract에 관해 다음과 같은 조건을 담고 있다:⁸⁶

- (1) 국내 석유가스 저류충에 대한 국가 소유권 유지 및 행사 보장;
- (2) 국가, 이란중앙은행 또는 국영은행이 보증을 제공하지 않을 것;
- (3) 원금상환, 수수료/이윤 지급, 금융비용, 기타 비용은 buyback 프로젝트 수행을 통해 발생한 생산물/수입으로 충당할 것;
- (4) 생산목표 달성 실패, 경제성 없는 저류충, 또는 buyback contract에 따른 금융부담을 충족하기에 부족한 생산에 대한 위험은 Contractor가 부담;
- (5) 탐사, 개발 및 생산에 관해 최적화된 수단 사용을 장려하기 위해 각 프로젝트 조건에 맞춘 Contractor의 수익률(rate of return; “ROR”)을 규정;
- (6) 계약 전반에 걸쳐 석유가스 저류충의 지속 가능한 생산을 확보;
- (7) 이란 국내 기술, 엔지니어링, 공업, 산업 및 행정 능력을 최대한 활용; 및 프로젝트 수행 시 환경 규제 준수

3. 상업적 조건

이란 buyback contract하에 Contractor는 E&P⁸⁷의 모든 단계(full-cycle) 또는 개발/생산에 국한된 단계에 관련된 합의된 범위의 업무(scope of work; “SoW”)를 수행 완료해야 한다.⁸⁸

82 영어로는 The 5th Five-Year Development Plan Act (2011-2015)

83 Shiravi, 278 페이지

84 Id.

85 Shiravi, 278 페이지 및 281 페이지

86 Shiravi, 281 페이지

87 Exploration & Production 의 약어로서, 석유개발사업에서의 탐사, 개발 및 생산을 지칭하는 표현임

88 Brexendorff 참고

Full-cycle E&P 프로젝트에 있어서는, 만약 Contractor가 탐사성공(discovery)을 하여 이란 정부가 상업성이 있다고 판단할 경우, NIOC와 Contractor는 개발 단계에 진입하기 전에 상업 조건에 대한 합의를 한다.⁸⁹ 탐사실패 또는 합의실패의 경우, Contractor는 계약 의무에서 벗어나고 비용과 RF를 NIOC로부터 받는다.⁹⁰ RF는 합의된 Contractor의 ROR로서 사업에 따라 13%에서 21% 정도 된다고 한다.⁹¹

기존에 탐사성공한 광구를 개발/생산하는 프로젝트에 있어서는, 입찰을 통해 Contractor을 선정하며, 선정된 Contractor는 자신이 입찰서에 기재한 SoW를 완료해야 하고, 개발이 완료되면 NIOC가 운영권자가 된다.⁹² 이 경우, buyback contract의 전체 계약기간 중 실제 상각 기간(amortization period)은 개발완료시부터 시작된다고 한다.⁹³ 그로부터 5~8년 이내에 Contractor는 원금회수(payback)을 달성해야 한다.⁹⁴ Buyback 기간 중 Contractor는 비용 및 이자 그리고 월단위 RF를 받는다.⁹⁵

Buyback contract 모델계약서에 따르면, 프로젝트 완료가 지연될 경우 Contractor가 지연 이자를 지급해야 하며, 그 지연기간동안 이자를 받지 못한다.⁹⁶ NIOC가 승인하였고 필수불가결한 작업 변경이 아닌 경우, Contractor는 합의된 수준 이상의 비용 상승분을 보전 받을 수 없다.⁹⁷ 상각 기간 내에 비용과 RF가 지급 완료되지 않는 경우, 비용과 RF 회수 완료가 될 때까지 원유 또는 가스를 받을 권리를 Contractor가 가진다.⁹⁸

4. 주요 문제점

1995년, 1998년, 2003년, 2004년, 2007년 및 2008년에 buyback contract 형태로 이란 상류부문 석유사업에 외국인 투자가 이뤄진 것으로 보인다.⁹⁹ 2004년, 2007년, 2008년의 buyback contract는 각각 그 이전의 buyback contract와 다른 형태였던 것 같다.¹⁰⁰ 2008년 대이란 경제제재조치 이후 상류부문 석유개발에 외국인투자가 중지된 바, buyback contract는 그 이후 더 이상 체결되지 않은 것으로 보인다.¹⁰¹

89 Id.

90 Id.

91 Kuhn, 217 페이지

92 Brexendorff 참고

93 Id.

94 Id.

95 Id.

96 Id.

97 Id.

98 Id.

99 Kuhn, 208 페이지 및 222 페이지 참고

100 Id.

101 Bijan Khajehpour, "Will Iran attract international oil firms in post-sanctions era?", Nov. 16, 2016, Al-Monitor. <http://www.al-monitor.com/pulse/en/originals/2016/11/iran-petroleum-contract-ipc-total-cnpc-azadegan.html> 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)

상기와 같은 변경을 두고 buyback contract를 크게 1세대, 2세대 및 3세대로 구분하는 것 같다.¹⁰²

1세대 buyback contract는 E&P의 full-cycle에 관해 NIOC와 Contractor간에 체결된 단순한 buyback 협정이었다.¹⁰³ IOC가 Contractor로서 제공한 서비스에 대해 고정된 가격을 담고 있었다.¹⁰⁴ 만약 탐사단계에서 Contractor가 상업성 있는 광구를 발견하더라도, 개발단계 계약이 별도로 수여되기 때문에 그 Contractor가 해당 광구의 개발업체로 선정된다는 보장이 없었다.¹⁰⁵ 이로 인해, 탐사단계에 소요된 OPEX와 CAPEX를 회수할 수 있는지에 대한 불확실성이 존재하였다.¹⁰⁶ 또한, 생산단계에서 각 당사자의 의무와 생산물의 분배에 관해 모호한 부분도 있었다.¹⁰⁷

2세대 buyback contract 역시 1세대 buyback contract와 같이 E&P의 full-cycle을 대상으로 하였고, 각 단계에 대해 반드시 동일한 Contractor에게 부여할 필요가 없는 별개 계약을 체결하는 방식이었다.¹⁰⁸ 비록, 1세대 buyback contract와 달리, 2세대 buyback contract에서는 Contractor가 상업적인 광구를 발견하면 새로운 계약을 체결할 필요 없이 개발단계로 진입할 수 있었으나, 고정된 그리고 사전에 결정된 가격이 적용되었다.¹⁰⁹ 이로 인해, 실제 투입비용이 사업초기 예상 금액을 초과하는 속성 상 Contractor의 투자 이익 측면에서 부정적인 결과가 초래되었다.¹¹⁰ 또한, 생산단계에서의 각 당사자의 의무와 생산물의 분배에 대해 모호한 부분이 있어서, 예를 들어, 서비스업자 선정에 관한 입찰을 어떻게 진행할 것인지, FEED(front-end engineering & design) 단계에서 비용을 어떻게 산정할 것인지에 관해 NIOC와 Contractor간의 갈등이 존재했다.¹¹¹

3세대 buyback contract는 앞서 두 세대의 buyback contract와는 상당히 달랐는데, 우선 탐사단계와 개발단계가 한 개의 계약에서 다뤄졌고, 이 계약 금액의 상한은 CAPEX가 미확정 상태인 입찰을 통해 정해졌다. 즉, 계약 금액의 상한은 FEED 및 입찰 단계를 거쳐 확정되도록 하였다. 이렇게 결정된 금액은 초기 예상금액으로 정하고 운영상 실제 비용을 감안해서

102 Reza Yeganehshakib, "Iran's New Generation of Oil and Gas Contracts: Historical Mistrust and the Need for Foreign Investment," February 2016, The Journal of Political Risk, Vol. 2, No. 2 (이하, "Reza")
<http://www.jpolrisk.com/irans-new-generation-of-oil-and-gas-contracts-historical-mistrust-and-the-need-for-foreign-investment/> 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)

103 Id.

104 Id.

105 Id.

106 Id.

107 Id.

108 Id.

109 Id.

110 Id.

111 Id.

각 운영 단계 동안 변경이 되었다.¹¹² 하지만, 앞 세대 계약서들과 같이, 3세대 계약에서도 저류층에 있는 원유와 가스에 대한 소유권을 Contractor가 가질 수 없었고, 사전 계획에 따른 기술 이전 의무가 포함되어 있었다.¹¹³

IV. 이란석유계약(Iranian Petroleum Contract)

1. 개요

1.1 IPC 도입 배경

비록 여러 IOC가 buyback contract 형태의 계약을 체결한 바 있으나, 앞서 논의된 바와 같이, 짧은 기간으로 인해 비용 회수를 할 수 있는 기간에 제약이 있었고, CAPEX 금액에 한 계가 있어서 실제 발생 CAPEX가 그 한계를 초과할 경우 IOC가 손실을 볼 수 있는 구조가 있었고, IOC는 탐사 및 개발 단계에서만 운영권자로 참여할 수 있는 한계 등이 문제점으로 지적되어 이란 상류부문 석유사업에 대한 IOC의 참여율이 저조했다.¹¹⁴ 이 문제를 해결하고 이란 상류부문 석유사업에 대한 외국인투자를 촉진하기 위해 이란 정부는 IPC를 발표하게 되었다.¹¹⁵

1.2 IPC의 법적 근거

IPC는 이란석유계약개정위원회¹¹⁶가 2013년10월에 만들어진 때부터 시작되었다.¹¹⁷ 개정 목표는 (i) 외국인투자 촉진 및 외국 기술의 이란 이전 활성화, (ii) IOC와의 유대관계 강화, (iii) IOC의 투자 위험 감소 등을 포함했다.¹¹⁸

112 Id.

113 Id.

114 Iranpour, “1. Recent History of the Petroleum Contract Regime in Iran” 참고

115 Id.

116 영어로 “Iran Oil Contracts Restructuring Committee”로 표현되어 있음. Iranpour, “2. Legal Background to the IPC Launch” 참고

117 Iranpour, “2. Legal Background to the IPC Launch” 참고

118 Id.



IPC 주요 사항은 2015년 11월 28일과 29일 양일간에 개최된 Tehran Summit에서 발표되었다.¹¹⁹ “신규 이란 상류 원유 및 가스 계약의 일반 조건, 구조 및 양식”¹²⁰은 석유성 장관의 제안에 따라 각료회의에서 2016년 8월 6일자 결의규정(이하, “MBO”)¹²¹을 통해 승인되었다.¹²²

1.3 IPC 적용 대상

MBO에 따른 IPC는 생산단계에서의 저류층 관리 의무를 IOC에게 부여하고 그에 따라 IOC에게 비용을 지불하는 계약에 국한되어 적용된다.¹²³ NIOC가 석유 작업 서비스 제공회사, EPC업체, 기타 재화와 서비스를 제공하는 공급업체와 체결하는 계약은 IPC 대상이 아니다.¹²⁴

1.4 IPC 승인 요건

IPC를 체결함에 있어서 반드시 석유성 장관의 확인을 받아야 하고 경제위원회¹²⁵의 승인을 받아야 (그리고 서명된 사본을 의회 의장에게 송부해야) 한다.¹²⁶ 이러한 요건은 MBO 승인 시 다음과 같은 요건을 명시하였기 때문이라고 한다:¹²⁷

“가격, 기간 및 일반 조건을 포함한 모든 석유 계약은 석유성에 의해 확인 받아야 한다. 2015년 ‘경쟁생산장애물 제거 및 국내금융제도 촉진에 관한 법률’¹²⁸을 집행함에 있어서, 석유성은 모든 프로젝트 및 계획에서의 (i) 기술적, 경제적 및 환경적 근거, (ii) 집행 일정, (iii) 상환액수, (iv) 국가의 부담 상한선에 대해 경제위원회의 승인을 받아야 한다.”

2. IPC 주요 내용

IPC는 buyback contract처럼 risk service 탐사/생산 계약 형태를 가지고 있다. IPC는 아직 확정된 양식으로 나온 것이 없기 때문에, IPC의 주요 사항을 규정하는 MBO를 통해 IPC 내용

119 Id.

120 Id. (영어로 “The general terms, structure and model of the new Iranian upstream oil and gas contracts”라고 기재되어 있음)

121 Id. (영어로 “Ministries Board Ordinance No. H-53367T-57225/57222”라고 기재되어 있음)

122 Id.

123 Id.

124 Id.

125 Imanpour, “3. Formal Approval of IPC” 참고 (영어로 “Economic Council”이라고 기재되어 있음)

126 Id.

127 Id.

128 Id. (영어로 “Law on Removing Competitiveness Production Barriers and Promoting Domestic Financial System”으로 기재되어 있음)



을 검토한다.¹²⁹ MBO에 규정된 IPC 주요 내용은 Imanpour 자료를 인용하여 아래에 작성한다.¹³⁰ 이와 별도로, King & Wood Mallesons가 작성한 buyback contract와 IPC간의 비교 차트¹³¹를 본 보고서에 첨부된 별첨1에 기재한다.

2.1 IPC 도입 배경

MBO 제2조에 따라, IPC는 다음 세 가지 형태로 구분된다:

Group 1 – 탐사, 개발 및 생산 계약. 상업적 광구 탐사 및 개발을 대상으로 하고, 운영 행위는 IOC의 승인을 받아야 한다. IOC의 최소 탐사 의무량은 IPC에 규정된다.

Group 2 – 기존 생산광구 및 탐사성공 광구의 저류층 개발에 관한 계약

Group 3 – 회수 증진 작업을 위한 계약(예: EOR,¹³² IOR,¹³³ EGR,¹³⁴ IGT¹³⁵ 작업)

MBO에 규정된 일반 원칙은 상기 세 가지 형태에 동일하게 적용된다.

2.2 석유성 장관의 권리 행사

이란 이슬람 공화국 대표 자격으로 석유성 장관은 모든 석유/가스 광구와 저류층에 대한 주권 및 공공 소유권을 가지며 행사해야 한다. (MBO 제3조)

MBO에 규정된 광구/저류층에서 발견된 모든 원유, 가스 또는 콘덴세이트는 이란이슬람 공화국에 귀속된다. 다만, 생산된 원유, 가스, 콘덴세이트 및 기타 제품은 고용주/고객에 귀속된다. (MBO 제11조 제(E)항)

2.3 국가 보증 없음

정부, 이란이슬람공화국 중앙은행 및 국가가 소유한 은행은 계약에 따라 NIOC가 약속한 이 행의무를 보증하지 않는다. (MBO 제3조)

129 Imanpour, “5. Key Terms of the IPC set out in the MBO” 참고

130 Id.

131 Michael Lawson & Ben Bradstreet, “The Iranian Petroleum Contract: Foreign investment reforms in Iran’s oil and gas sector”, August 23, 2016 (이하, “KWM”) <http://www.kwm.com/en/knowledge/insights/the-iranian-petroleum-contract-20160823> 참고 (2017년 8월 27일 최종접속)

132 Enhanced oil recovery 약어

133 Improved oil recovery 약어

134 Enhanced gas recovery 약어

135 Improved gas recovery 약어

2.4 비용 회수

IOC가 부담한 모든 직간접 비용, 금융비용, 생산비용 및 수수료는 광구에서 추가 생산된 물량의 일부를 할당함을 통해 (MBO 제6조제(C항) 또는 제품판매 스팟가격(spot price)에 기초한 수입의 일부를 할당함을 통해 상환된다. (상환기간 또는 Contractor의 청구 만료 시점까지) 광구/저류층에서의 생산물을 제공함을 통해 IOC에게 지급하는 것은 NIOC가 담당한다. (MBO 제3조)

2.5 위험 분담

상업적인 광구/저류층 발견이 되지 않은 경우 모든 위험과 비용은 IOC가 부담한다. 더 나아가, 광구/저류층의 계약 목표량 또는 충분한 생산 달성을 하지 못하는 위험도 IOC가 부담한다. 다만, 계약기간 동안 기승인된 Contractor 비용을 지급 또는 상환함에 있어서 생산량이 부족한 경우, 비용 회수 기간이 연장될 수 있다. (즉, IPC 체결 시 기간을 초과하여 생산을 지속할 수 있다.) 연장된 기간은 해당 프로젝트 위험 요소를 감안하여 case-by-case 기준으로 결정된다. (즉, 위험도 하/중/고; 육상, 해상 광구) (MBO 제6조제(C항))

2.6 지불금액 적정성

IOC에게 지불되는 금액은 프로젝트 규모 및 기대투자수익율을 달성하는 전체적인 목표에 비해 적정해야 한다. 그 지불 금액이 IOC가 탐사, 개발 및 생산에 있어서 최적 방안 및 선진 기술을 사용하도록 하는 유인책이 될 수 있도록 하는 것을 상정하고 있다. (MBO 제3조)

2.7 지급 수수료

IOC에게 지급될 수수료는 석유성 장관이 결정한다. 지급 수수료는 원유 광구/저류층에서의 각 추가 원유 1배럴(barrel)에 기초하며, 가스 광구/저류층에서의 각 추가 1천scf(standard cubic feet)에 기초한다. 지급 수수료는 프로젝트 별로 차별되며 MBO 제3조에 따라 결정된다.

지급 수수료는 다음과 같은 다양한 요인들에 의해 조정된다: 각 광구/저류층의 생산 능력, 탐사광구의 상대적 실패위험 정도 등. 추가적으로, 지급 수수료는 내수가격뿐만 아니라 국제 석유, 가스, 콘덴세이트 가격의 영향을 받으며, 생산 개시 시점부터 계약기간 만료 시점까지의 가격에 따라 지불된다. 지급 수수료는 낙찰자 선정 시 주요 고려 사항 중 하나다. (MBO 제6조제(B항))

원유 광구/저류층에서 추가 원유 1배럴 (또는 가스 저류층에서 추가 1천scf)를 생산한 것에 대한 지급 수수료는 (i) 추가 원유 또는 콘덴세이트의 최대 50% 그리고 추가 가스 생산의 최대 75% 또는 (ii) 생산 개시일로부터의 제품 판매 스팟가격에 기초한 수입으로 지불한다. 이 원칙은 직간접 비용, 운영비 및 금융비용 상환에도 적용된다.



2.8 회수 증진 역할

IPC 계약 조건 하에, IOC는 해당 광구/저류층 특성에 맞는 회수 증진 계획을 포함한 선진 기술을 사용할 의무를 부담한다.

2.9 IOC 의 Contractor 역할

IOC는 Contractor 역할을 수행한다. MBO 제3조는 계약 개시일부터 Contractor의 모든 운영 작업은 NIOC 명의로 시행해야 하며, 모든 자산은 NIOC에 귀속된다고 규정한다.

2.10 HSE

IOC는 건강, 안전 및 환경(health, safety and environment) 조사를 실시해야 하고 IPC하의 의무 이행을 함에 있어서 관련 규정을 준수해야 한다. (MBO 제3조)

2.11 불가항력

개발생산단계에서 불가항력 사유가 발생한 기간 동안 IOC의 권한은 정지된다. (MBO 제3조)

2.12 IPC 수여 및 이해

MBO 제6조는 IPC하에서의 작업 수행에 관련된 조항을 규정하고 있다. IPC Group 1에서 팀사작업과 개발작업의 수행을 위해 NIOC는 최소 팀사 의무량을 결정하고 명망 있는 IOC에게 제안서 제출을 받도록 해야 한다.

이와 같이, IPC Group 2 및 3에서 기존에 팀사된 광구/저류층의 개발 또는 회수 증진을 함에 있어서, NIOC는 저류층 엔지니어링 조사를 통해 사전 개발 계획을 제공하고 명망 있는 IOC에게 제안서 제출을 받도록 해야 한다. 국내외 회사의 기술력과 재정능력을 NIOC가 평가한다. (MBO 제6조제(A)항 Note B)

회수 증진 작업은 개발계획에 정해진 바에 따라 stage별로 진행해야 한다. 새로운 stage로 진입함에 있어서 기존 stage에서의 저류층 결과를 참고하여 진행해야 한다. (MBO 제6조제(A)항 Note 1)

2.13 IPC 기간

MBO 제7조에 따라, 석유성 장관이 계약기간을 정한다. 계약기간은 프로젝트 수행 위험도를 감안하여 프로젝트 수행에 필요한 시간에 근거하여 정하되 개발작업 개시로부터 20년을 한도로 한다. 단, 각 프로젝트의 운영상 또는 경제적인 필요성에 따라, 회수 증진 또는 증산의 경우 그 기간을 5년 연장할 수 있다.

2.14 생산단계에서 Contractor 역할

석유 가스 광구에서의 생산은 MBO 제11조에 규정되어 있다. Brownfield¹³⁶ 개발 계획 경우, IPC에서 합의된 시설의 생산 및 운영을 초기부터 (IOC가 기술력을 검증한) 이란 석유개발회사가 해야 한다. 만약, NIOC 또는 관계사가 탐사 단계에서 NIOC 관계사 개입이 필요하다고 판단할 경우, IOC와 NIOC 관계사 간의 공동운영계약을 체결하고, IOC의 감독 하에 모든 작업을 공동으로 수행해야 한다.

생산비용은 Contractor의 일년운영계획을 참고해서 결정한다. 탐사비용 부담 의무를 가진 Contractor는 광구/저류층의 수익으로부터 상환 받는다. (MBO 제11조제(B)항)

추가적으로, 운영기간 중, Contractor는 취득한 정보를 기초로 회수 증진을 위한 방안을 제시할 의무가 있으며, 관련 조사를 하고 개발계획에 그에 따라 수정해야 한다. (MBO 제11조제(C)항)

운영기간 동안, 모든 신규 계획은 NIOC 승인을 받아야 한다. 더 나아가, IOC는 국제적인 운영 수준으로 생산 작업을 수행해야 한다. (MBO 제11조제(D)항)

2.15 자금의사결정(Financial decision making)

MBO 제8, 9, 10조는 IPC의 자금 측면 즉, 경비 집행에 관한 의사결정을 다룬다. 특별히, MBO 제8조는 계약 목표 달성을 위한 경비 관련 가이드라인을 제공한다.

탐사 또는 평가 작업 비용은 최소 탐사 또는 평가 물량 원칙을 사용해서 결정한다. (MBO 제8조제(A)항). 탐사, 평가 및 개발 작업에 소요되는 비용 및 규모는, 연간작업자금계획에 기록된 구체적인 예산뿐만 아니라, 탐사, 개발 및 생산을 감안해서 프로젝트의 궁극적 목표를 기준으로 결정해야 한다. (MBO 제8조제(B)항)

각 IPC별로 공동경영위원회를 설립하여, 프로젝트의 기술, 재정 및 법적 측면에서 결정을 하고 모든 작업을 감시해야 한다. IOC는 채택된 운영 및 자금 계획 상의 틀 안에서 작업을

136 기존 생산 광구로서 생산량이 감소한 또는 감소 중인 광구를 의미

수행할 의무를 부담한다. 공동경영위원회는 각 계약당사자가 동수의 대표를 위원으로 하여 구성되고, 각 위원은 동등한 투표권을 가진다. 공동경영위원회 결정은 만장일치로 채택되어야 하고 NIOC의 담당자 승인을 받아야 한다. (MBO 제8조제(D)항)

모든 수행 작업은 프로젝트 전체 예상(estimations) 및 채택된 연간 운영 및 자금 계획에 따라 집행되어야 하고, 공동경영위원회가 모든 위험을 부담한다. 공동경영위원회의 승인이 있는 경우, 수행 작업을 수행능력이 있는 회사에게 위임한다. (MBO 제8조제(E)항)

제9조 하에, 모든 직간접 금융비용은 Contractor가 적기에 지급해야 한다.

계약 하에 정해진 기간에 대한 직간접 금융비용의 상환은 할부로 계산 및 지불된다. (MBO 제10조제(A)항). 직간접 생산비는 생산 개시 시점부터 계산하고 스팟가격에 의해 상환된다. 마찬가지로, Contractor 지급 수수료도 같은 시기에 개시된다. (MBO 제10조제(B)항)

2.16 기술 이전 요건

MBO 제4조는 IPC의 근본적 개념의 하나인 기술 이전을 규정하고 있다. 동 4조하에 IOC는 각 IPC에 이란 석유개발회사를 참여시켜야 하며 그 이란 석유개발회사에게 know-how와 경영 및 엔지니어링 기술을 이전 및 개발해야 한다. IOC는 연간 작업, 자금 계획의 일환으로 기술 이전 및 개발 계획을 제공해야 한다. (MBO 제4조 Note 2). 각 IPC에서 동 계획이 첨부되어야 한다.

더 나아가, 이란 석유개발회사가 NIOC 공인을 받은 경우, IOC의 파트너사로서 계약을 체결 할 수도 있다. (MBO 제4조 Note 1)

IOC는 관련 법 규정¹³⁷에 따라 이란 국내의 기술, 엔지니어링, 생산, 산업 및 운영 능력을 최대한 활용해야 한다. (MBO 제4조)

2.17 국내 인력 활용

IOC는 IPC 이행에 있어서 최대한 이란 국내 인력을 사용해야 하고 인력 수준 향상 및 연구/교육 투자를 위한 종합 교육을 제공해야 한다. 이는 기존 연구소 활용 및 현대화, 공동연구소 설립 및 공동 연구 과제 수행을 포함한다. 이런 프로그램은 프로젝트 운영에 관련성이 있어야 하며 각 계약에 부합하는 명확한 일정 상의 저류층 수명 단계와 일치하도록 해야 한다.

137 The Law of Maximum Utilisation of Manufacturing and Services Capabilities in Supplying Domestic Needs and amendments to Article 104 of Direct Tax Law (ratified in 2011)

2.18 계약지위양도

IOC는 NIOC 등의 없이는 제삼자에게 계약상 지위 또는 이익을 양도할 수 없다. (MBO 제6조제(D항))

2.19 준거법

이란이슬람공화국법을 준거법으로 한다. (MBO 제1조)

V. 결론

MBO 규정에도 불구하고, IPC의 구체적인 사항에 대해 여전히 의문점이 남아 있다. King & Wood Mallesons는 특히 다음 사항을 지적하고 있다.¹³⁸

- (1) 협상 범위: 협상을 통해 정하게 되어 있는 사항을 IOC와 NIOC간에 합의하더라도 석유성 장관의 승인을 받아야 된다면 협상을 통한 합의라는 의미가 퇴색될 수 있다.
- (2) 이란 기업과의 파트너쉽: NIOC가 공인한 이란 석유개발기업과 파트너를 삼도록 하고 있으나, 공인된 현지 회사 숫자가 매우 한정적일 가능성이 높아서 선택의 폭이 많지 않을 수 있다. 혹시라도 해당 회사가 제재조치 대상인 경우 그 선택의 폭은 더욱 좁아질 수 있다.
- (3) 대상 광구: 이란 정부는 공동개발 대상 광구에 관해 주변 국가의 국영석유회사와의 협력에 우선권을 부여할 계획이라고 발표한 바, 유망한 광구에 대한 IPC 참여 기회를 IOC에게 부여할지 여부가 불확실하다.
- (4) 입찰 절차 및 가격 제안: 어떤 제안 방식으로 입찰을 진행할지가 불분명하여, 입찰에 참여한 경쟁 IOC들이 가격 제안을 제각각의 방식으로 할 경우, 공정한 판단이 불가능할 수 있다.
- (5) 지적재산권 이전: 기술 이전을 중요시하고 있으나, IOC의 의무 부담 정도가 불확실하다. 혹시라도 제재조치부활(snapback)이 있는 경우 이란 파트너사에 이전한 기술을 포기해야 하는 가능성도 있다.

138 KWM 참고

- (6) Local Content: 이란 국내 기술, 인력 등을 사용하도록 하여 경영 권한을 이란 내국인에게 줄 수 있도록 장려하고 있으나, IOC가 공동운영회사 행위에 대해 책임을 부담해야 하는 제도 하에 IOC가 그런 조치를 하는 데 한계가 있을 것 같다.
- (7) Buyback contract 회귀 여부: MBO에서 buyback contract를 NIOC가 여전히 체결할 수 있도록 해 둔 바, 실제로 IPC가 어느 정도 활성화 될 것인지에 대해 약간의 의문을 남겨두고 있다.

IPC가 buyback contract에 비해 개선된 부분이 있기는 하지만, buyback contract와 같이 risk service 탐사/생산 계약 형태에 머물고 있는 IPC는 KWM이 지적한 것처럼 여전히 불확실성을 가지고 있으며, 실제 IPC 체결 과정에서 생각하지 못한 또 다른 문제점들이 노출될 수 있을 것으로 예상된다. 이란 상류부문 석유개발에 참여할 것을 고려하는 국내 석유개발회사라면 이러한 제반 사항을 잘 파악해서 대비할 필요가 있다.

[별첨 1]

Requirement	Under Buyback	Expected under IPC
Contract type	Risk services contract	Risk services contract There will be three IPC categories: one for greenfield projects; a second for brownfield projects; and a third limited to IOR/EOR at brownfield projects
Contractual relationship	IOC is contractor providing services to the NIOC (or its subsidiary)	IOC and the NIOC or its nominated subsidiary are joint venturers Joint operating company is contractor
Operator rights	IOC is operator during development NIOC is operator during production (no IOC participation)	IOC is operator during development Joint operating company is operator during production (IOC directs management) IOC remains liable for joint operating company's conduct
Term	Up to 7 years, no extension	Up to 20 years with 5 additional years for IOR/EOR
Nature of IOC interest	No ownership of project assets	No ownership of project assets
	No right to oil or gas in reservoir	No right to oil or gas in reservoir
	No right to actual oil or gas production	IOC is expected to have a right to oil and gas production, but only once lifted
	IOC cannot book reserves	IOC is expected to be able to book reserves
Budget and work program	Budget and work program approved by NIOC at or near start of contract	Budget and work program submitted by IOC for approval by joint steering committee NIOC has ultimate approval right
	Budget is fixed in respect of approved work program and IOC assumes risk of cost overruns during exploration, development and production	Annual changes to budget and work program are expected to be permitted, subject to NIOC approval and a 5% cap during production Increases to approved budgets are expected to result in contractual penalties
Cost recovery and remuneration	Exploration and development costs are amortised over 5 to 7 years (with no extensions)	Exploration and development costs are amortised over 5 to 7 years (but can be extended if cost not recovered) Production costs (including for capital works) are amortised
	Remuneration is by fee only	Remuneration is either by fee or in-kind Where an IOC elects 'in-kind', the Minister of Oil can nevertheless direct the fee is payable if the relevant in-kind quantity is needed for domestic consumption

Requirement	Under Buyback	Expected under IPC
	Cost and fee recovery capped at 50% of crude production	Expected that cost and fee recovery will be capped at 50% of crude production or 75% of gas production
	Total recoverable amount capped at commencement	Total recoverable amount not capped at commencement, but regulated by budget
Fee structure	Fee based on fixed percentage of production revenues	Expected to be a volumetric fee (per barrel or per thousand SCF for gas) subject to a cap determined by a market reference price
	Fee is not adjusted, although the fee may be decreased by NIOC unilaterally	Base fee will be adjusted by 'R' factor (ratio of revenues to costs) and production rates Base fee may be adjusted further as part of incentives regime (ie, a percentage uplift on the base fee)
Incentives	No incentives or 'upside' sharing	Incentives are paid for certain projects (high-risk, brownfield, smaller fields) Incentives are also paid for IOR/EOR projects
Local content	51% of value to be awarded to local contractors	Expected that much higher proportions must be awarded to local contractors Executive management roles are to progressively transferred from IOC nominees to nominees of local companies
Impact of NIOC curtailment decisions	Less revenue available for IOC to recover costs, IOC carry risk	IOCs will still be entitled to recover costs and fee payments (by extending recovery period)
Failure to meet minimum production	NIOC controls production Consequences include non-recovery of cost and fee	Joint operating company controls production Consequences of production shortfalls against targets are not clear Consequence of inadequate production include non-recovery of cost and fee
Marketing	No marketing by IOC	Expected that IOC may have marketing rights in respect of lifted quantities if in-kind cost recovery is elected
Sanctions 'snapback'	By implication, no protection from international sanctions	Expected to be an express requirement; no protection from application of international sanctions
Dispute resolution	Escalated negotiations finally resolved by arbitration	Escalated negotiations finally resolved by arbitration