

이슈보고서

지역연구팀

VOL.2023-지역이슈-8(2023.08)

동남아 주요국의 석유·천연가스 개발 현황과 우리 기업의 진출 방안



CONTENTS

- I. 해외 자원개발을 통한 석유·천연가스 자원개발률 제고
- II. 동남아의 석유·천연가스 산업 및 투자 현황
- III. 동남아 주요 국가별 석유·천연가스 산업 현황
- IV. 시사점

작성

책임연구원 이지혁 (6255-3614)

j.lee@koreaexim.go.kr

< 요약 >

I. 해외자원개발을 통한 석유·천연가스 자원개발률 제고

- 우리나라는 해외자원 의존도가 90%를 훨씬 상회하는 세계적인 에너지 소비국임. 세계 각국이 탄소중립 실천에 동참하면서 빠른 에너지 전환이 이루어짐에도 불구하고 에너지 전문가들은 적어도 향후 30~40년 간은 화석연료 시대가 지속될 것으로 전망함.
- 자원개발률은 우리나라가 수입하는 석유와 가스 중에서 우리 기업이 국내외에서 개발 및 생산으로 확보한 물량 비중을 의미하는데, 2021년 기준 우리나라의 석유·천연가스 통합 자원개발률은 10.7%에 불과함. 부존 자원이 없더라도 세계 곳곳의 에너지 자원개발에 참여하여 에너지 수급의 특정 지역에 대한 의존도를 낮추고 안정적인 공급을 확보함으로써 자원 강국이 될 수 있다는 사고의 전환이 필요한 시점임.

II. 동남아의 석유·천연가스 산업 개요

- 아세안 10개국 중 이미 6개국이 탄소중립 달성 목표를 제시하고 에너지 전환을 강조하고 있지만, 산업화, 도시화, 인구 성장 등으로 인해 동남아 지역의 화석연료 수요는 증가세를 지속하고 있음. 이에 반해 기존 유·가스전의 노후화로 생산량이 감소함에 따라 원유·천연가스의 수입 의존도 역시 증가하고 있음.
- 동남아에서 원유 생산량이 가장 많은 국가는 인도네시아이며, 다음으로 말레이시아, 베트남, 태국, 브루나이 순임(2023년 기준). 가채매장량은 베트남(44억 배럴), 인도네시아(37억 배럴), 말레이시아(36억 배럴), 브루나이(11억 배럴), 태국(4억 배럴) 순임(2016년 기준). ASEAN Energy Database에 따르면 동남아 지역 천연가스 확인매장량은 인도네시아와 브루나이가 각각 약 2.8조 m³로 가장 많으며, 이어 말레이시아(2.4조 m³), 미얀마(1.2조 m³), 베트남(0.6조 m³), 태국(0.2조 m³) 순임.

III. 동남아 주요 국가별 석유가스 산업 현황

- 동남아 주요국은 석유·천연가스의 풍부한 부존량이 존재하나, 기존 광구의 노후화로 인한 매장량 고갈과 역내 에너지 자원에 대한 수요가 급증함에 따라 석유·천연가스 수출국에서 순수입국으로 전환됨.
- 인도네시아, 말레이시아, 베트남, 미얀마 등 자원 부국들은 자국 내 에너지 수요의 급증과 세계 자원 공급망의 불안정에 대비하기 위해 새로운 광구 개발에 박차를 가하고 있음. 우리 기업은 동남아 주요국에서 광구 운영권 획득, 원유 정제설비 및 고도화 사업, 석유화학단지 조성 개발, 탄소 포집 및 저장, LNG 관련 인프라 구축 등 자원개발의 전 단계에 참여하고 있음.

IV. 시사점

- 동남아 주요 자원 부국들의 에너지 전환과 새로운 유전 및 가스전 개발은 동 지역에서 자원개발 경험이 풍부한 우리 기업에게 프로젝트 참여 기회를 제공할 것으로 기대됨.
- 동남아는 탐사, 생산, 관리, 운영 등 우리 기업이 해외 자원개발의 전 분야에 다각적으로 진출한 지역으로, 기업 차원에서 에너지 자원 확보를 위한 경쟁력을 확보했을 뿐만 아니라 국가 차원에서 우리나라와 해당 국가 간의 우호적인 관계를 유지하고 있음.



I. 해외 자원개발을 통한 석유·천연가스 자원개발률 제고

석유·천연가스 자원개발률 제고를 통한 에너지 안보 강화

- 최근 세계 에너지 시장의 근본적인 패러다임이 변함에 따라 우리나라에서도 해외 자원개발의 중장기적 정책 수립에 대한 사회적 요구가 높아지고 있음. 우리나라는 세계적 에너지 소비국인 만큼 에너지 문제를 둘러싼 세계질서 재편을 예의 주시하며 우리 현실에 맞는 대책을 세워야 할 필요성이 제기됨.
- 우리나라는 해외자원 의존도가 90%를 훨씬 상회하는 세계적인 에너지 소비국임. 세계 각국이 탄소중립 실천에 동참함에도 불구하고 석유·천연가스·석탄 등 화석연료에 대한 수요는 거의 줄지 않고 있으며 러-우 전쟁의 장기화로 석유·천연가스 공급의 불확실성이 가중되고 있음. 빠른 에너지 전환에도 불구하고 에너지 전문가들은 화석연료 시대가 적어도 향후 30~40년 간 지속될 것으로 전망함.
- 석탄·석유에 비해 이산화탄소 배출량이 상대적으로 적은 액화천연가스(LNG)는 에너지 전환기의 브릿지(bridge) 연료로서 중요성이 커지고 있음. 친환경 연료에 대한 인식이 높아지면서 국제해사기구(IMO)는 2020년부터 선박 연료의 황 함유량 기준을 기존 3.5%에서 0.5% 이하로 대폭 강화했는데, 이 규제를 충족하기 위해 상대적으로 황 함유량이 낮은 LNG 수요가 늘어가고 있음.
- 우리나라는 전체 수출 중 석유제품이 큰 비중을 차지하는 산업구조로 인해 국내 수요를 훨씬 상회하는 원유를 해마다 수입하고 있음.
- 우리나라는 세계 5위의 정제설비 시설을 갖추고 있으며, 국내 정유사들은 내수 소비보다 약 39.5%에 달하는 초과 정제능력을 보유하고 있음(2021년 기준). 수입된 원유가 국내에서 직접적인 에너지 자원으로 활용되는 것뿐만 아니라 관련 제품으로 가공되어 다시 수출됨. 2022년 11월까지 집계된 우리나라 전체 수출액(6,291억 달러) 중 석유 기여도가 9.3%(582억 달러)에 달함.

[표 1] 세계 주요 국가별 정제설비 능력

(단위; 천 배럴/d)

국가	미국	중국	러시아	인도	한국	일본	세계 전체
정제설비능력	18,143	16,691	6,736	5,018	3,572	3,285	101,947

자료: bp's Statistical Review of World Energy 2021

- 자원개발률은 우리나라가 수입하는 석유와 천연가스 중 우리 기업이 국내외에서 개발 및 생산으로 확보한 물량의 비중을 의미하는데, 산업통상자원부 자료에 따르면 2021년 기준 우리나라의 석유·천연가스 통합 자원개발률은 10.7%에 불과함.
- 이는 우리와 유사하게 에너지 자원 대부분을 수입하고 있는 일본과 큰 차이를 보이는데, 일본은 2020년 기준 석유·천연가스 부분 자원개발률이 41%에 달함.
- 부존 에너지 자원이 없더라도 세계 곳곳의 에너지 자원개발에 참여하여 에너지 공급의 특정 지역에 대한 의존도를 낮추고 안정적인 공급을 확보함으로써 자원 강국이 될 수 있다는 사고의 전환이 필요한 시점임.



해외자원 수급의 다변화를 위한 동남아 자원개발 전략 필요

- 에너지 공급망과 관련하여 우리 정부는 국제협력, 정부 지원 등을 통해 특정국 의존도를 완화하는 것을 중요한 에너지 정책 방향으로 제시하고 있음.
- 석유·천연가스의 중동 의존도를 완화하고 민간의 LNG 직수입 확대를 추진하기 위해 우리 정부는 정부의 지원 하에 민간 중심의 해외 자원개발 산업생태계 구축을 바람직한 에너지 공급망 구축으로 설정하고 있음.
- 동남아 주요 자원 부국들은 석유·천연가스 부존량이 풍부하지만 기술 및 자본 부족, 오랜 시간 지속된 저유가로 인한 새로운 광구 개발의 지연, 기존 광구의 노후화로 인한 매장량 고갈 등으로 상업적으로 활용 가능한 자원이 빠르게 감소하고 있음.
- 그러나 최근 동남아 국가들은 자국 내 에너지 수요의 급증과 세계 에너지 공급망의 불안정성에 대비하기 위해 새로운 유전 및 가스전 개발에 박차를 가하고 있음. 이는 동 지역에서의 자원개발 경험이 풍부한 우리 기업의 프로젝트 참여 기회를 제공할 것으로 기대됨.
- 2020년 5월 산업통상자원부가 발표한 제6차 해외자원개발 기본계획(2020~29)에 따르면, 우리 정부는 자원개발 투자의 선택과 집중을 위해 6대 전략지역을 설정하고 지역별 차별화 전략을 수립했음. 동남아 지역의 경우 '기 진출지역 중심 자원개발 성공률 제고'를 대응전략으로 수립함.

[표 1] 전략지역별 정책방향

구분	중점지역	추진 방향
석유·천연가스	북미	셰일가스 경험·기술 축적의 거점화
	중동	원유 수급안정성 제고 및 자원개발 전략지역화
	신남방	기 진출지역(베트남, 미얀마, 말레이시아 등) 중심 자원개발 성공률 제고
	신북방	중장기 관점에서 패키지(LNG 개발, 생산, 운반선 등) 진출기회 모색
광물	중남미	칠레·브라질·아르헨티나 중심 동·리튬 확보 주력
	동남아·대양주	인니·호주 중심으로 다양한 광종 도입의 거점화

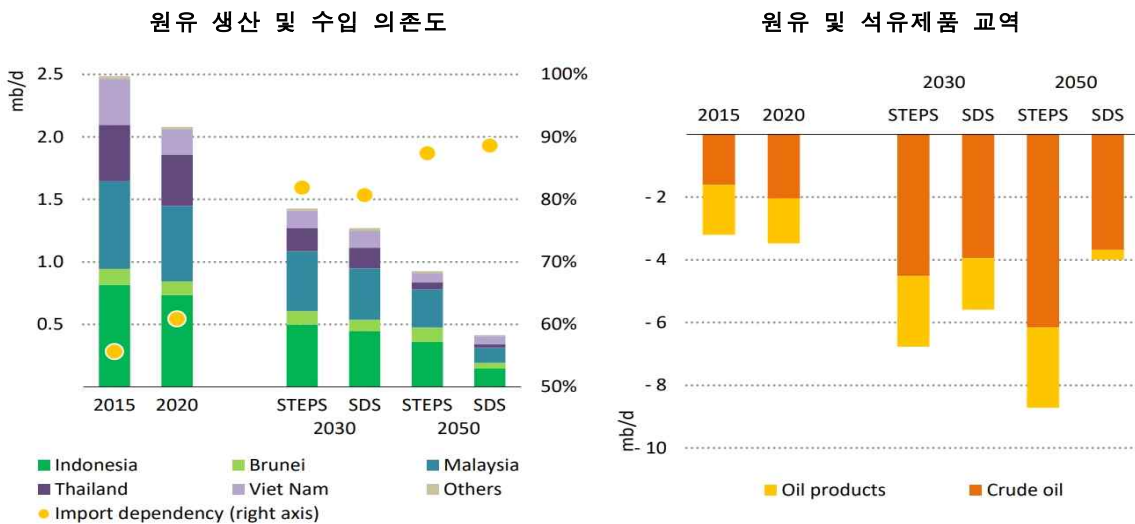
자료: 산업통상자원부 보도자료



II. 동남아의 석유·천연가스 산업 개요

- 동남아는 높은 경제성장률과 에너지 수요 증가로 중국, 인도와 함께 세계 에너지 시장의 무게 중심을 아시아로 이동시키는 데 기여하고 있음.
- 아세안 10개국 중 이미 6개국이 탄소중립 달성 목표를 제시하고 에너지 전환을 강조하고 있으나, 산업화, 도시화, 인구 성장 등으로 인해 동남아 지역의 화석연료 수요는 증가세를 지속하고 있음. 반면 기존 유·가스전의 노후화로 생산량이 감소함에 따라 원유·가스의 수입 의존도 역시 증가하고 있음.
- 동남아 지역의 원유 생산량은 2000년을 기점으로 계속 감소하여, 2019년 생산량은 2010년과 비교해 13% 감소한 230만 b/d(배럴/일)임. 일본에너지경제연구소(IEEJ)에 따르면 동남아 각국 정부의 노력에도 불구하고 생산량은 꾸준히 감소하여 2050년 190만 b/d까지 감소할 것으로 예상됨.
- 동남아 지역의 원유 수입의존도는 2010년 19%에서 2050년에는 80%를 훨씬 상회하는 수준으로 상승할 전망이며, 원유 부족분의 대부분은 중동에서 수입될 것으로 예상됨.
- Southeast Asia Energy Outlook 2022에 따르면 동남아의 석유(원유 및 석유제품) 수요는 2000년 이후 40% 이상 상승했으며, 2000년부터 2020년 사이 천연가스 소비도 80% 이상 증가했음. 석유 수요의 상승은 대부분 개인 승용차 소유의 증가(인구 1,000명당 2000년 27대에서 2020년에는 59대로 증가)와 트럭 화물 활동에서 기인하며, 천연가스의 경우 사용량의 70%를 전기와 산업 분야가 차지함.

[그림 1] 동남아 원유 생산 및 수입(2015~50년)



주) STEPS: Stated Policies Scenario, STEPS: Sustainable Development Scenario
자료: Southeast Asia Energy Outlook 2022

- Trading Economics에 따르면 동남아에서 원유 생산량이 가장 많은 국가는 인도네시아이며, 다음으로 말레이시아, 베트남, 태국, 브루나이 순임(2023년 기준). 가채매장량은 베트남(44억 배럴), 인도네시아(37억 배럴), 말레이시아(36억 배럴), 브루나이(11억 배럴), 태국(4억 배럴) 순임(2016년 기준).

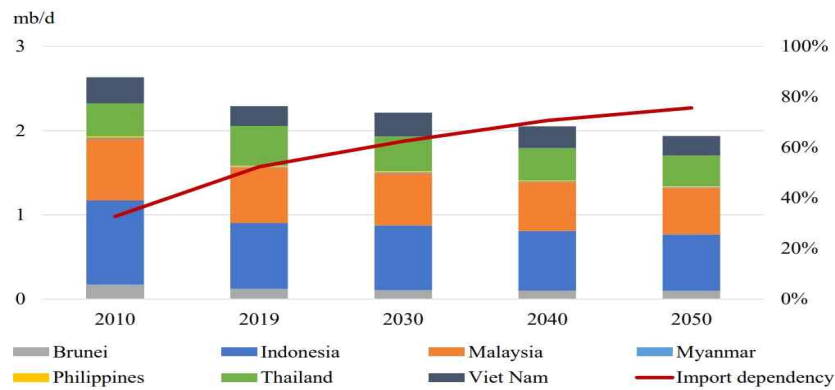


[표 3] 동남아 주요국의 원유 생산량 및 가채매장량

국가	원유 일일 생산량 (2023.3.27.자 기준)*	가채매장량**	
		매장량 (단위: 배럴, 2016년 기준)	전 세계 비중(%)
인도네시아	562 BBL/D/1K	3,692,500,000	0.22
말레이시아	519 BBL/D/1K	3,600,000,000	0.22
베트남	178 BBL/D/1K	4,400,000,000	0.27
태국	134 BBL/D/1K	1,100,000,000	0.07
브루나이	117 BBL/D/1K	404,890,000	0.025

자료: *Trading Economics, **Statistical Review of World Energy; U.S. Energy Information Administration(EIA)

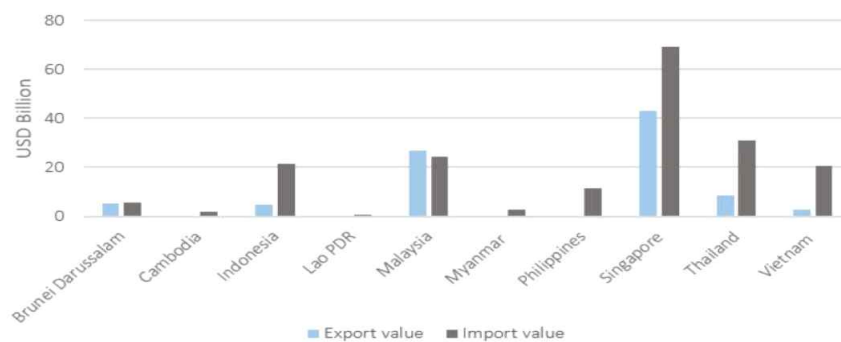
[그림 2] 동남아 8개국의 원유 생산량 추이 및 전망



주) mb/d: million barrels per day
자료: Institute of Energy Economics, Japan.

- ASEAN Center for Energy에 따르면 2021년 동남아의 석유 수출액은 914억 달러였으나, 수입액은 수출액의 2배에 해당하는 1,887억 달러를 기록함.
- 2021년 동남아 국가 중 유일하게 석유 무역수지 흑자를 기록한 국가는 말레이시아(23억 달러)이며, 동남아 석유 수출의 86%를 싱가포르, 말레이시아, 태국이 차지함. 수입의 경우 싱가포르, 태국, 말레이시아, 인도네시아가 전체 수입액의 77.4%를 차지하며, 싱가포르는 석유를 가장 많이 수출함과 동시에 가장 많이 수입하는 국가임. 2021년 베트남은 자국 석유 수출량의 6.5배를 수입함으로써 석유 무역수지 적자가 -180억 달러에 달함.

[그림 3] 2021년 동남아 국가의 석유 수출입 현황



자료: ASEAN Center for Energy



- 2022년 원유 생산량 기준 동남아 10대 광구로는 인도네시아 동부 자바(Java)에 위치한 Banyu Urip Complex, 인도네시아 Riau 주의 Rokan PSC, 말레이시아 Sabah 지역 심해의 Gumusut-Kakap, 브루나이 근해의 Champion Complex, 베트남 Vung Tau시에서 동쪽으로 약 145km 떨어진 해상의 Su Tu, 말레이시아 Sabah에 위치한 Maliki, 베트남 남부 지역의 남중국해에 위치한 Bach Ho와 Rong, 인도네시아 북서 자바 근해의 Offshore North West Java PSC, 태국 Kamphaeng Phet 주의 Sirikit, 말레이시아 Sarawak 주의 Bokor가 있음.

[그림 4] 2022년 원유 생산량 기준 동남아 10대 광구

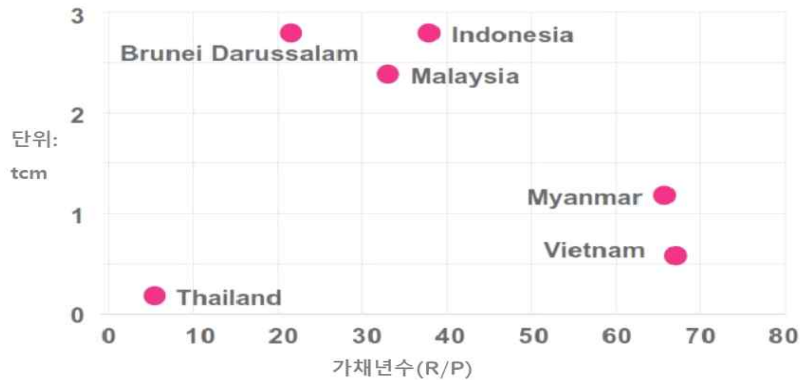


자료: Institute of Energy Economics, Japan.

- 2019년 기준 동남아는 캄보디아와 라오스를 제외한 모든 국가들이 원유 정제시설을 갖추고 있으며 (총 32개), 정제설비 능력은 530만 b/d, 생산량은 360만 b/d임. 정제설비 능력은 싱가포르, 태국, 인도네시아 3개국에 전체의 70%를 차지함.
- 태국과 인도네시아의 정제설비는 주로 내수 공급을 위한 것이지만, 싱가포르는 오랫동안 석유제품의 순수출국이었음. 2019년 동남아 역내에서 생산된 석유제품 수요의 76%를 싱가포르가 공급했음.
- ASEAN Energy Database에 따르면 동남아 지역 천연가스 확인매장량은 인도네시아와 브루나이가 각각 약 2.8조 m³로 가장 많으며, 이어서 말레이시아(2.4조 m³), 미얀마(1.2조 m³), 베트남(0.6조 m³), 태국(0.2조 m³) 순임. ASEAN Energy Outlook 2020의 가채연수(reserves-to-production ratio, R/P)* 전망에 따르면 베트남이 68년으로 가장 길고, 이어서 미얀마(66년), 인도네시아(38년), 말레이시아(33년), 브루나이(21년), 태국(10년) 순임.
- * 가채연수는 기준연도의 총 확인매장량을 총 생산량으로 나눈 값으로, 현재의 생산량 기준으로 향후 석유를 얼마나 생산할 수 있는지를 보여주는 지표임.



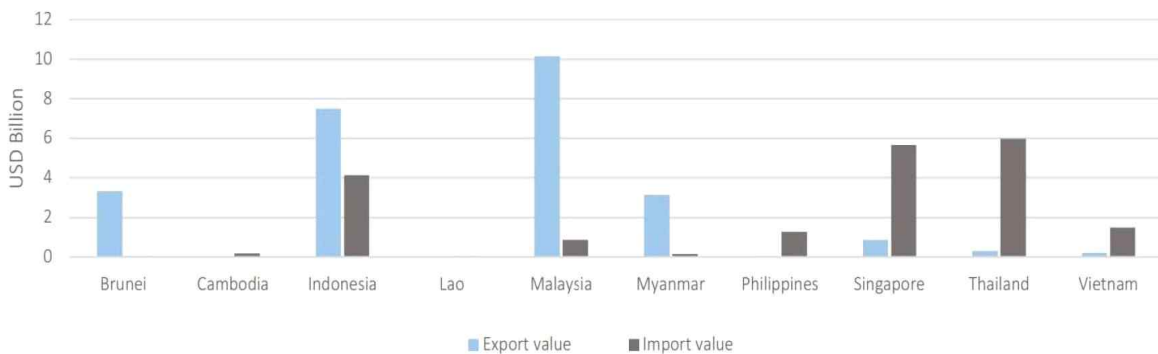
[그림 5] 동남아 천연가스 생산량 및 가채연수



자료: ASEAN Energy Database

- 인도네시아, 말레이시아, 브루나이, 미얀마, 태국, 베트남은 풍부한 천연가스 매장량을 보유하고 있으나, 광구의 노후화로 가스 생산이 감소하고 있으며 지난 10년 동안 상업적으로 이용 가능한 새로운 가스전 발견은 거의 없었음.
- 천연가스의 수요 증가에 반해 생산량이 감소함에 따라 동남아 국가들은 천연가스 순수출국에서 순수입국으로 전환할 가능성이 큼. The 6th ASEAN Energy Outlook에 따르면 2024년을 기점으로 아세안의 가스 수요가 생산량을 초과할 것으로 전망됨.
- 2021년 기준 동남아 국가는 세계시장에 255억 달러 규모의 천연가스를 수출했으며, 동시에 198억 달러 규모의 천연가스를 수입했음. 동남아 최대 천연가스 수출국인 말레이시아와 인도네시아의 수출액이 전체 수출의 79%를 차지하며, 수입의 경우 태국과 싱가포르가 전체 수입액의 59%를 차지함.

[그림 6] 2021년 동남아 국가의 천연가스 수출입 현황



자료: ASEAN Center for Energy



Ⅲ. 동남아 주요 국가별 석유·천연가스 산업 현황

1. 인도네시아

인도네시아 석유·천연가스 산업 현황

- 동남아 최대 원유 생산국인 인도네시아의 원유 매장량은 1980년 116억 배럴에서 2021년 25억 배럴 까지 감소했으며, 2000년부터는 빠른 경제 성장으로 국내 원유 수요가 생산량을 초과함. 미 에너지정보청(EIA)에 따르면 2021년 기준 인도네시아의 원유 확인매장량은 25억 배럴이며, 천연가스 확인매장량은 1.4조 m³임. 이외 확인매장량에는 포함되지 않았으나 추후 개발이 가능한 58개의 잠재적인 유전·가스전이 있는 것으로 추정됨.
- 인도네시아는 1962년부터 OPEC에 가입하여 47년간 회원국 지위를 유지해왔으나, 원유 수출국에서 수입국으로 처지가 바뀌면서 OPEC과의 이해관계 충돌과 분담금 납부에 대한 부담으로 2009년 1월 OPEC에서 탈퇴하였음. 그러나 7년 후 인도네시아는 그동안의 OPEC 탈퇴를 '정지'로 주장하며 2015년 9월 OPEC에 재가입하였음. 이는 석유제품 수요가 급증하는 자국의 산업을 고려해 정제 산업에 대한 투자를 확대코자 원유 생산국과의 관계를 강화하기 위한 것으로 해석됨.

[표 4] 인도네시아의 원유 및 천연가스 확인매장량

구분	2020	2021	2022 ^o	2023 ^f	2024 ^f	2025 ^f	2026 ^f
원유 매장량, mn bbl	3,200.0	2,500.0	2,427.5	2,354.3	,280.5	2,205.6	2,126.1
원유 가채년도(PRP), 연	10.1	8.5	8.8	8.5	8.2	8.0	7.6
가스 확인매장량, bcm	2,720.5	1,408.7	1,314.9	1,238.0	1,159.7	1,080.0	999.0
가스 가채년도(PRP), 연	46.3	24.3	20.6	18.5	17.0	15.5	14.1

자료: EIA; BMI

[표 5] 인도네시아의 원유 및 천연가스 생산량 추이

구분	2021	2022 ^o	2023 ^f	2024 ^f	2025 ^f	2026 ^f	2027 ^f
원유·NGPL·기타액체 생산량*	805.0	756.5	757.1	757.7	759.5	770.7	791.5
가스 생산량**	58.0	63.8	66.9	68.3	69.6	71.0	72.5

주) *단위: 000b/d, **bcm

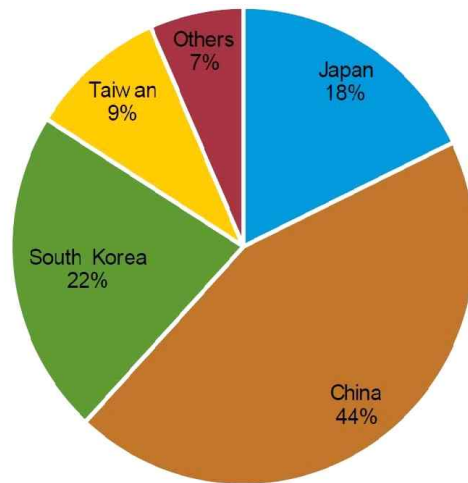
자료: EIA; SKK Migas; JODI; Fitch Solutions

- 인도네시아 석유·천연가스 관리기구인 SKK Migas*에 따르면 인도네시아의 일일 원유 생산량은 약 61만 배럴, 일일 가스 생산량은 1억 5천 m³임(2022년 기준). 1970년대에 100만 배럴 수준이었던 인도네시아의 일일 원유 생산량은 꾸준히 감소했으나, 원유 소비량은 계속해서 늘어나 2004년부터 인도네시아는 원유 순수입국으로 전환됐음.
- * 석유·천연가스 분야 업스트림 활동을 위한 태스크 포스(Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha)
- 현재 인도네시아 국영 석유·천연가스 기업 Pertamina가 추진하고 있는 Rokan 블록(block)의 추가 개발 및 확장 프로젝트가 원유 생산량 증가에 도움을 줄 것으로 예상되나, 점진적 생산량 증가로는 이미 성숙 단계에 돌입한 유전의 생산량 감소를 상쇄하기에 역부족임.



- Chevron의 Rokan 블록 계약이 만료됨에 따라 Pertamina는 2021년 8월 Chevron으로부터 인도네시아에서 두 번째로 큰 원유 생산 블록인 Rokan을 인수하고 첨단 기술을 사용하여 추가적인 유전 개발을 시도하고 있음.
- 인도네시아는 아시아-태평양 지역의 주요 천연가스 생산국으로 중국, 호주, 인도에 이어 네 번째로 큰 천연가스 매장량 보유국이나, 천연가스 매장량의 구조적 감소로 생산량이 2010년(3조 m³)을 정점으로 2020년 1.3조 m³까지 감소했음. 국내 천연가스 수요는 지속적으로 증가하고 있으나 현재 추진 중인 천연가스 프로젝트 규모가 크지 않아 국내 천연가스 공급 부족 상황은 중장기적으로 심화될 것으로 전망됨.
- 1990년대 인도네시아는 세계 LNG 수출의 3분의 1 이상을 담당했으나, 2020년 세계 LNG 시장 점유율은 4.4%로 줄어들었음(세계 7위 수출국). 2023년의 천연가스 생산량은 약 50.9백만 toe(ton of oil equivalent, 석유환산톤)가 될 전망이다.
- 인도네시아에는 상당한 양의 셰일가스와 석탄층 메탄가스(coal bed methane)가 존재하나 아직 개발되지 않은 상태임. 미개발된 가스의 개발을 고려할 때 장기적으로 천연가스 매장량은 확대될 전망이나, 탐사 활동 위축과 기술적 제약으로 생산량이 단기간에 증가할 가능성은 매우 낮음.

[그림 7] 2020년 인도네시아의 LNG 주요 수출국



자료: EIA

- 석유·천연가스 증산을 위한 인도네시아 정부의 적극적인 노력에도 불구하고 외국인투자 부족으로 새로운 유전 개발에 큰 진척이 없음.
- Fitch Solution은 인도네시아의 생산물 분배계약(production sharing contract, PSC)에서 명시한 '국내 시장 공급의무(domestic market obligation, DMO)*' 규정과 정부의 일방적인 법 규정 변경 등이 외국인의 투자를 제한하는 요인으로 판단함.
 - * 인도네시아에서 생산한 석유·천연가스의 최소 25%를 국내 시장에 우선 공급해야 하는 의무 조항
- Pertamina는 정부의 장기 에너지 정책의 일환으로 새로운 광구 탐사를 가속화하고 국내 석유·천연가스 생산을 활성화하기 위해 더 많은 자본을 투입할 예정임.



- 인도네시아 정부는 남중국해에 있는 광구를 포함하여 10개의 원유·천연가스 광구를 개발할 계획으로, 2023년 2월 Bunga, Peri Mahakam, Sangkar 등 3개 광구에 대한 탐사 계약을 체결했음. Bunga 블록은 PT Pertamina Hulu Energy와 POSCO International Corporation의 컨소시엄이 수주했고, Peri Mahakam 블록은 PT Pertamina Hulu Energy와 Eni Indonesia가 수주했으며, Sangkar 블록은 PT Saka Eksplorasi Timur가 수주했음.
- 인도네시아의 핵심 유전은 주로 육지에 있으며 가스전은 해상에 위치함. 생산량 기준 최대 유전은 중부 Sumatra 지역의 Minas 유전이며, 최대 가스전은 서파푸아 해상의 Tangguh 가스전임.
- 인도네시아의 일일 최대 정유설비 능력은 110만 b/d이며, 가장 큰 정유시설은 Pertamina가 소유한 Cilacap임(34.8만 b/d).
- 인도네시아 가스 산업에 투자하는 주요 다국적 기업으로는 ExxonMobil, Inpex Corporation, ENI, TotalEnergies, ConocoPhillips, BP, Chevron 등이 있음.

[그림 8] 인도네시아 석유·천연가스 산업의 주요 시설



자료: www.aenert.com

인도네시아 석유·천연가스 투자 현황

- (광구 개발: Madura) 우리나라 최초의 해외 유전사업으로 1981년 5월 KODECO(한국남방개발)와 Pertamina가 공동으로 Madura 섬 서쪽에 위치한 West Madura Block에 대해 공동개발계약(지분 50:50)을 체결한 후 1985년 생산을 개시했으나, 원유 생산량의 급격한 감소로 사업성 확보에 실패함.
- 1986년 11월 한국석유공사가 KODECO의 지분 25%를 인수하여 경영에 참여하기도 했으나, 1991년 12월 가스전 사업에만 참여기로 하고 경영에서 철수함. 1981년부터 2011년까지는 KODECO가 Madura 유전의 운영권을 보유하고 있었으나 2011년 Pertamina의 자회사인 PHE(Pertamina Hulu Energi, 100% Pertamina 자회사)가 운영권을 인수함.



- Madura 유전은 오랜 기간 생산량이 기대치에 미치지 못했으나 새로운 기술이 도입되고 새로운 유정이 발견되면서 2000년대 이후 생산량이 증가함. 현재 생산물 분배계약(product sharing agreement, PSA)*은 2031년까지 연장되었으며 지분구조는 Pertamina가 80%, KODECO가 20%임.
- * PSA는 정부(혹은 발주사)와 계약자 간의 협약으로, 탐사 성공 시 생산되는 원유와 가스 일부를 계약자가 우선적으로 확보하고 나머지를 정부와 계약자가 일정 비율로 나눠 가지는 방식으로, 동남아를 비롯한 주요 산유국에서 보편적으로 사용하는 방식임.
- Madura 광구는 준비와 자체 기술력이 부족한 상태에서 정치권의 요청에 따라 시작된 프로젝트로 생산 초기 적정 생산량(일일 생산량 12,000 배럴)을 초과하여 무리하게 생산한 결과 유정 중간에 압력 공백이 발생한 대표적인 유전 개발 실패 사례로 간주되었으나, 기술 발전과 새로운 유정의 발견으로 2000년 이후 생산이 안정화됨.
- **(광구 개발: Bunga)** 2023년 7월 포스코인터내셔널은 인도네시아 정부에서 주관하는 국제 입찰에 PHE와 컨소시엄을 구성해 Bunga 광구의 PSA를 체결함.

[그림 9] 인도네시아 Bunga 광구 위치



자료: 포스코인터내셔널

- 동 계약으로 포스코인터내셔널은 'Bunga PSC'의 광구 운영권 확보, 6년의 탐사 기간 및 30년 동안의 개발·생산기간을 보장받음. 인도네시아 정부와 포스코인터내셔널의 생산물 분배 비율은 원유의 경우 60:40, 가스는 55:45이며, 전체 생산량의 25%는 '국내시장 공급의무(DMO)' 조항에 따라 인도네시아 시장에 우선 공급해야 함. 계약자 참여 지분은 포스코인터내셔널과 PHE가 각각 50:50임.
- 인도네시아 자바 동부 해상에 있는 Bunga 광구는 총면적이 8,500km²로서 서울시의 14배에 해당하는 크기이며 천해부터 심해(수심 50~500m)까지 포함한 대형 광구임. 포스코인터내셔널은 탐사에 성공 시 LNG를 국내로 도입하는 것과 PHE와 협력하여 탄소포집저장(carbon capture and storage, CCS) 사업까지 연계하는 것을 검토 중임.
- **(원유 정제설비)** Balikpapan 정유공장 프로젝트는 인도네시아 수도 자카르타에서 북동쪽으로 약 1,000km 떨어진 보르네오 섬 동칼리만탄 주에 위치한 Balikpapan 정유공장의 정제능력을 26만 b/sd*에서 36만 b/sd로 확대하는 동시에 유로5 표준을 충족하기 위해 기존 정유 설비를 고도화하는 사업임.
- * barrel per stream day는 석유정제 설비의 능력을 표시하는 단위로, 연간 처리량을 가동 일수로 나눈 것임.



- 동 프로젝트는 인도네시아 정부가 수립한 '인도네시아 정유 개발 마스터플랜(RDMP)'의 일환으로, Pertamina는 2026년까지 인도네시아의 정유설비 신설과 현대화 프로젝트를 추진 중임
- 현대엔지니어링은 2019년 9월 현지 건설사와 컨소시엄을 구성해 사업을 수주하였으며(사업비 39.7억 달러), 2020년 1월과 9월 1·2차 추가공사를 수주하였음(황화수설비·수소생산설비, 수소첨가분해시설, 사업비 3.7억 달러). 동 프로젝트는 현대엔지니어링의 단일 플랜트 사업으로는 사상 최대 규모임.

[표 6] 인도네시아 Balikpapan 정유공장 프로젝트 개요

구분	내용
발주처	PT. Pertamina
위치	Balikpapan, East Kalimantan
공사기간	2018. 12 ~ 2023. 07
공사규모	- 상압증류시설 증설 : 200,000 → 300,000 BPS/일 - 수첨분해시설 증설 : 55,000 → 60,000 BPS/일 - 중질유축분해시설 : 90,000 BPS/일 - 수첨탈황시설 : 80,000 BPS/일 x 2유닛 - 기타 원유 및 중간/부산물 처리시설 - 부두, 건축물 등 포함한 기반시설

자료: 현대엔지니어링

- **(기본설계용역)** 2021년 12월 현대엔지니어링과 삼성엔지니어링은 Pertamina가 발주한 'TPPI 올레핀 콤플렉스 프로젝트'의 EPC 연계 기본설계용역(FEED) 계약을 체결함. 현대엔지니어링 컨소시엄에는 이탈리아의 에너지 및 인프라 선도 기업인 Saipem과 인도네시아 현지 업체들이 참여했으며, 삼성엔지니어링 컨소시엄에는 프랑스 TechnipFMC와 인도네시아 Tripatra가 참여함.
- 동 프로젝트는 연산 100만 톤 규모의 나프타 분해시설(NCC)을 통해 연산 70만 톤의 고밀도 폴리에틸렌(HDPE)과 선형 저밀도 폴리에틸렌(LLDPE), 연산 30만 톤의 저밀도 폴리에틸렌(LDPE), 연산 60만 톤의 폴리프로필렌(PP)을 생산할 수 있는 인도네시아 최대 규모의 석유화학 플랜트를 건설하는 것임.

[그림 10] TPPI 올레핀 석유화학단지



자료: 현대엔지니어링



- **(석유화학단지 조성사업)** 라인(LOTTE Indonesia New Ethylene, LINE) 프로젝트는 롯데케미칼이 인도네시아 Banten 주에 나프타 분해시설을 건설하는 초대형 석유화학단지 조성사업으로, 총공사비 39억 달러(약 5.1조 원)임.
 - 동 프로젝트는 연간 100만 톤의 에틸렌, 52만 톤의 프로필렌, 25만 톤의 폴리프로필렌, 14만 톤의 부타디엔 등을 생산하는 초대형 석유화학단지 조성사업으로, 현대엔지니어링과 롯데건설이 시공사로 참여하고 있음.
 - 현대엔지니어링은 에틸렌과 프로필렌을 생산하는 나프타 분해 플랜트(총사업비 7억 6,000만 달러)를 롯데건설은 생산 시설과 유틸리티 기반항만시설 등을 포함한 EPC를 수행함(총사업비 16억 달러).
 - **(기본여신약정 체결)** 2019년 7월 한국수출입은행은 서울에서 개최된 '한-인도네시아 정유·석유화학산업 상생협력포럼'에서 인도네시아 Pertamina와 15억 달러 규모의 기본여신약정(FA)*을 체결함.
- * 기본여신약정은 우리 기업 수주를 촉진하기 위해 향후 다수 프로젝트 발주가 예상되는 주요 발주처와 선제적으로 체결하는 한도방식 금융약정으로, 공통 금융조건을 미리 합의하여 향후 우리 기업의 수출거래 등에 대한 신속한 금융지원이 가능함. 한도 금액과 지원 절차 등 조건을 사전에 확정된 뒤 우리 기업의 해외사업 수주, 합작투자 등 개별 지원 대상 거래에 대해 금융지원을 신속히 제공하는 방식임.

2. 말레이시아

말레이시아 석유·천연가스 산업 현황

- 말레이시아는 동남아 2위의 산유국이자 세계 5위의 LNG 수출국임. 말레이시아는 장기적인 에너지 안보를 위해 심해 프로젝트 개발에 집중하고 있어 원유·가스 업스트림 투자에 매력적인 국가로 평가받고 있음.
- EIA에 따르면 2021년 기준 말레이시아의 원유 확인매장량은 36억 배럴이며, 가스 확인매장량은 1.2조 m³로 추정됨. 말레이시아 원유 매장량 중 약 38%는 Sabah 지역의 연안과 심해 지역에 위치함. 천연가스의 경우 매장량의 약 54%가 Sarawak 연안 지역에 분포되어 있음.

[표 7] 말레이시아의 원유·석유 정제품 생산 및 소비량 추이(천 배럴/일)

구분	2021	2022 ^o	2023 ^f	2024 ^f	2025 ^f	2026 ^f	2027 ^f
원유, NGPL, 기타액체	593.8	587.4	593.0	604.0	639.1	640.2	641.4
석유 정제품 생산	703.1	719.4	791.4	842.8	863.9	872.5	881.2
석유 정제품 및 에탄올 소비	701.6	737.1	763.6	779.9	795.1	809.9	823.5

자료: JODI; BMI

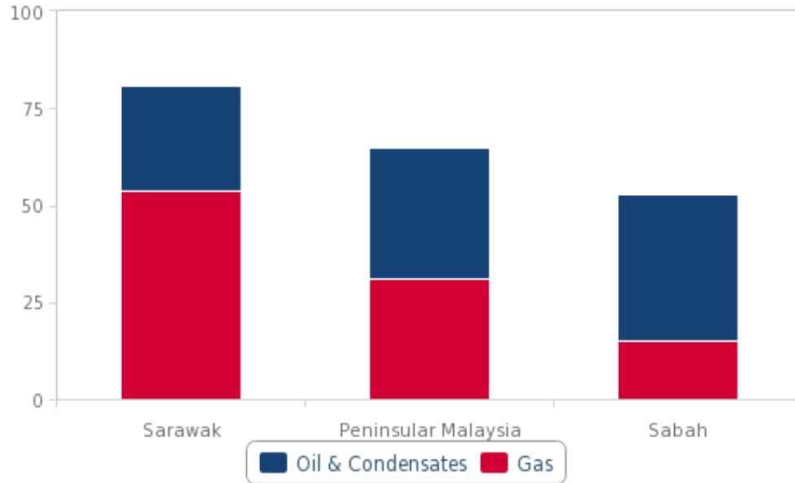
[표 8] 말레이시아의 원유·가스 확인매장량

구분	2021	2022 ^o	2023 ^f	2024 ^f	2025 ^f	2026 ^f	2027 ^f
원유 매장량, mn bbl	3,600.0	3,585.3	3,537.9	3,505.7	3,450.1	3,413.5	3,355.8
가스 확인매장량, bcm	1,189.3	1,170.5	1,148.3	1,123.1	1,093.0	1,057.9	1,017.3

자료: EIA; BMI

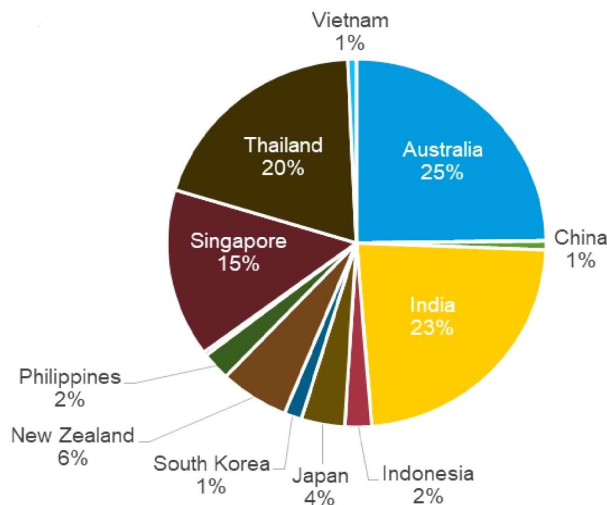


[그림 11] 말레이시아 원유·가스 매장량 분포



자료: Malaysia Energy Information Hub, BMI

[그림 12] 2019년 말레이시아 원유 및 콘덴세이트* 주요 수출국



주) * 천연가스 채굴 시 부산물로 생산되는 휘발성 액체 탄화수소임.
자료: EIA; Global Trade Tracker

- 말레이시아에 매장된 원유는 고급유로 평가되는데, Sabah 및 Sarawak 지역의 해저유전에서 생산되는 'Tapis' 원유의 경우 싱가포르에서 원유 가격의 벤치마크로 사용되고 있으며 세계에서 가장 고가의 원유로 거래됨.*
*Tapis 원유 가격은 벤치마크 원유인 브렌트유나 WTI(서부텍사스중질유)에 비해 상당히 높은 가격에 거래되는데, 이는 Tapis 원유가 브렌트유나 WTI보다 고부가 가치 제품을 생산하는 데 사용되는 고급 경질유이기 때문임.
- 말레이시아 심해 지역에는 최대 70억 배럴 규모의 미발견 탄화수소 자원이 매장된 것으로 추정됨.
- 말레이시아의 국영 석유·천연가스 기업인 Petronas는 국내의 모든 원유와 천연가스의 탐사 및 생산 활동에 대한 독점적인 소유권을 보유하고 있음. 현재 말레이시아에서 사업을 영위하는 대표적인 다국적 기업으로는 Shell, ExxonMobil, and ConocoPhillips 등이 있으며, 말레이시아에 진출한 우리 기업으로는 포스코인터내셔널과 SK이노베이션 자원개발 자회사인 SK어스온 등이 있음.

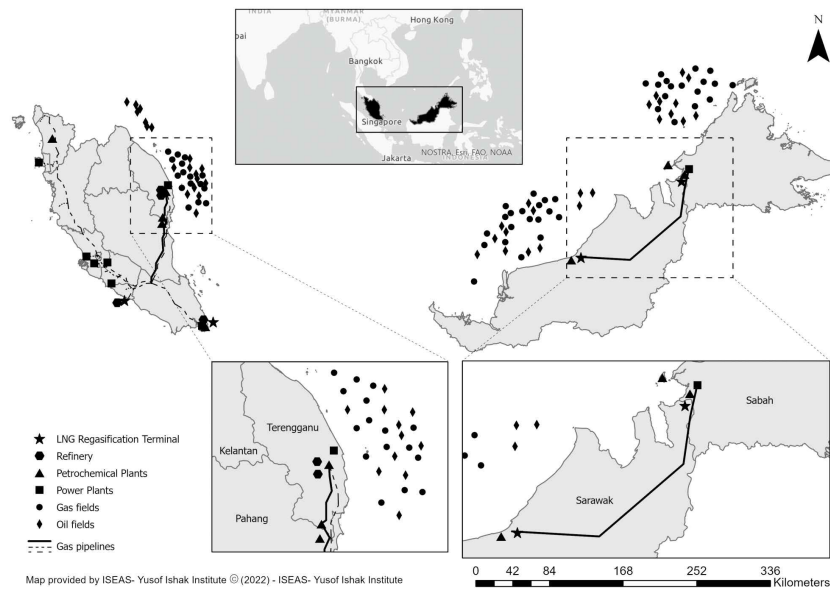


[표 9] 말레이시아의 주요 유전 및 선도 기업

주요 유전	선도 기업
Gumusut-Kakap, Malikai, Bokor, F28, East Piatu, Angsi, Samarang, SK 309 & SK 311, Guntong, Kikeh	Petroleum Nasional Bhd, Shell plc, ConocoPhillips, Exxon Mobil Corp, PTT Public Co Ltd, Jadestone Energy Inc, Petroleum Sarawak Bhd, PT Pertamina (Persero), Hibiscus Petroleum Bhd, Mubadala Investment Co, EnQuest Plc

자료: GlobalData

[그림 13] 말레이시아의 원유·가스 광구 분포도



자료: ISEAS Yusof Ishak Institute

- 지난 20년 동안 정제시설 확충에 대규모 자금을 투자한 말레이시아는 현재 석유제품 수요의 대부분을 국내 공급으로 충족하고 있음. 말레이시아에는 7개 정유시설이 있으며, 일일 정제능력은 약 88만 배럴임.
- 말레이시아는 LNG와 발전소의 가스 공급을 늘리기 위한 가스 프로젝트 개발에 집중하고 있어 원유 산업보다는 천연가스 산업의 성장 잠재력이 높음. 장기적인 관점에서 새로운 광구 개발로 인한 생산량 증가로 말레이시아의 천연가스 산업의 성장 가능성이 큼.
- EIU에 따르면 말레이시아의 천연가스 생산량은 2023년부터 2032년까지 연평균 2.7% 증가할 전망이며, 천연가스 총 생산량은 2023년 760만 m³에서 2032년에는 970만 m³까지 증가할 전망이다.
- 2021년 말레이시아는 세계 LNG 수출의 5위에 해당하는 95억 1,000만 달러를 수출했으며, LNG는 말레이시아의 동년 수출항목 중 네 번째로 큰 비중을 차지했음.
- 말레이시아 LNG의 주요 수입국으로는 일본(42억 3천만 달러), 중국(30억 9천만 달러), 한국(15억 2천만 달러), 태국(4억 2천 1백만 달러), 대만(1억 1천만 달러) 등이 있음. 2021년 우리나라는 말레이시아로부터 391만 톤의 LNG를 수입함.



- 2021~25년 동안 말레이시아에서 총 19개의 천연가스 개발 프로젝트가 발주될 예정이며, 이 중 Kasawari, Jerun, B14는 2025년 국내 천연가스 생산량의 약 50%를 차지할 것으로 예상됨. GlobalData에 따르면 2021~25년 가동을 시작할 것으로 예상되는 천연가스 개발 프로젝트를 통해 말레이시아는 2025년 전 세계 천연가스 생산의 약 12%(87억 m³)를 점유할 것으로 예상됨.

[표 10] 2021년 우리나라의 국가별 LNG 도입실적(만 톤)

국가	카타르	호주	미국	오만	말레이시아	기타	합계
수입량	1,146	946	848	441	391	821	4,593

자료: e-나라지표

[표 11] 주요 천연가스 광구 및 선도 기업

가스 광구	선도 기업
Pegaga, MLNG PSC, Keabangan Cluster, North Malay Basin Project, NC3, Block H Gas Development Project, Kasawari, SK10, SK 309 & SK 311, Jerun, Bakong, Telok	Petroleum Nasional Bhd, Shell plc, Mubadala Investment Co, PTT Public Co Ltd, Exxon Mobil Corp, Hess Corp, OMV AG, Sapura Energy Bhd, ConocoPhillips

자료: GlobalData

- 말레이시아는 해외의존도가 높은 정유 부문의 자체 역량을 키우기 위해 경제 개조 프로그램 (Economic Transformation Program)의 일환으로 2013년 RAPID 프로젝트를 추진해서 2018년 완공함.
- RAPID는 'Refinery and Petrochemical Integrated Development'를 의미하며 말레이시아가 진행 중인 270억 달러 규모의 Pengerang Integrated Complex(PIC)*의 핵심으로, 말레이시아 남부 지역의 Johor 주에 정유시설 및 대규모 석유화학단지를 건설하는 프로젝트임. PIC 프로젝트는 RAPID 프로젝트 외에도 6개의 관련 시설 건설을 포함하고 있음. RAPID 프로젝트는 유로 4와 유로 5를 모두 충족하는 가솔린과 디젤을 생산하도록 설계되었으며, 연간 770만 톤의 다양한 석유화학제품 생산을 목표로 함.
- * PIC 프로젝트 자체는 더 큰 규모의 Pengerang Integrated Petroleum Complex (PIPC) 프로젝트의 일부분임. PIC는 Petronas의 단일 부지 투자 중 최대 규모임.

말레이시아 석유·천연가스 투자 현황

- **(광구 개발: M524)** 2021년 8월 포스코인터내셔널은 국제 입찰을 통해 Petronas로부터 말레이 반도 동부 해상에 위치한 PM524 광구 탐사권을 낙찰받고, Petronas Carigali Sdn Bhd(Petronas가 지분을 100% 소유한 자회사)와 PSC를 체결함. 포스코인터내셔널이 지분 80%, Petronas가 나머지 20%를 보유하고 운영권은 포스코인터내셔널이 보유함.
- 동 계약을 통해 포스코인터내셔널은 광구 운영권 포함 4년의 탐사 기간과 24년의 개발 및 생산기간을 보장받음. 2021년 포스코인터내셔널은 광구 탐사작업을 위해 현지법인(POSCO International E&P MALAYSIA SDN. BHD)을 설립했으며, 가스전 탐사에 성공 시 인근 지역으로 개발을 확장하는 것을 고려하고 있음.
- PM524 광구는 말레이 반도 동쪽 해상의 수심 50~80m의 천해 지역이며, 면적은 4,738km²임.



- 포스코인터내셔널은 말레이시아와 CCS 사업도 추진하고 있는데, Petronas, Petros(Sarawak 주정부가 소유한 석유·천연가스공사), 포스코홀딩스와 함께 한국에서 포집한 이산화탄소를 말레이시아의 염대수층*과 고갈된 해상 가스전에 저장하는 사업모델을 개발하고 있음.
- * 염분이 포함되어 수자원으로서 가치가 없는 지하수층
- 포스코인터내셔널은 미얀마에 집중된 에너지사업 포트폴리오를 인도네시아, 말레이시아, 호주 등으로 확장하고, 중장기적으로는 천연가스를 기반으로 하는 블루수소 및 그린수소 생산까지 에너지 사업의 가치사슬을 확대할 계획임.

[그림 13] PM524 광구



자료: 포스코인터내셔널

[그림 14] CCS와 천연가스 탐사 프로세스의 유사성



자료: 포스코인터내셔널

- **(광구 개발: SK427)** 2021년 말레이시아 광구 입찰에 참여한 SK어스온은 사라왁 지역 해상에 소재한 SK427 광구의 지분 85%를 낙찰받아 광구의 탐사, 개발, 생산을 책임지고 수행할 수 있는 운영권을 획득함.
- 2022년 4월 SK어스온은 Petronas 및 Petros와 PSC를 체결함. SK어스온과 Petronas는 현재 광구 탐사를 진행하고 있으며, 향후 4년 간의 탐사 결과에 따라 개발 및 생산 여부가 결정됨. SK427 광구는 인근 지역에서 중·대규모 원유 부존이 연이어 확인되면서 탐사 유망도가 높은 지역으로 평가됨.



[그림 15] 말레이시아 SK427 광구



자료: SK이노베이션

- **(탄소 포집 및 저장 프로젝트)** 2022년 8월 국내 6개사(삼성엔지니어링·SK에너지·SK어스온·삼성중공업·롯데케미칼·GS에너지)와 Petronas사는 한국-말레이시아 간 탄소 포집·운송·저장 사업인 셰퍼드 CCS 프로젝트(Shepherd CCS Project) 개발 공동협력에 대한 업무협약(MOU)을 체결함.
- 동 프로젝트는 국내 산업단지에서 발생한 이산화탄소를 포집 → 국내 허브(Hub)에 집결 → 말레이시아로 이송 → 저장하는 사업임. 참여사들은 말레이시아 현지 저장소 탐색부터 국내 탄소의 포집 → 이송 → 저장에 이르는 CCS 가치사슬의 전주기를 개발할 예정임.
- 동 프로젝트는 국가온실가스감축목표(NDC) 달성과 기업별 탄소 감축을 위해서 2030년 이전부터 실제적인 탄소 포집과 저장이 이뤄져야 한다는 우리 기업의 공감대, 말레이시아가 제공하는 세계적 규모의 탄소 저장 공간, 그리고 지리적 근접성을 고려하여 추진되고 있음.
- 참여기업들은 개별 기업의 기술력과 전문성을 최대한 고려하여 사업 개발 및 주관은 삼성엔지니어링, 탄소 이송은 삼성중공업, 탄소 포집은 롯데케미칼·GS에너지·SK에너지, 저장소 선정은 SK어스온과 Petronas에게 각각 역할을 분담함.
- 타당성 조사 대상 지역은 SK어스온이 최근 운영권을 획득한 SK427 광구 인접 지역으로 SK어스온은 업스트림 사업과 CCS 사업 간 연계를 통한 시너지 창출을 기대하고 있음.



[그림 16] 한-말레이시아 탄소 포집·저장 이동 경로



자료: SK이노베이션

3. 베트남

베트남 석유·천연가스 산업 현황

- BP Statistical Review of World Energy에 따르면 2020년 연말 기준 베트남의 석유 매장량은 동남아에서 가장 큰 규모인 44억 배럴로 전 세계 석유 매장량의 0.3%를 차지함. 아울러 FitchConnect에 따르면 베트남의 가스 매장량은 2021년 기준 0.6조 m³로 동남아에서 인도네시아와 말레이시아 다음으로 큰 규모임.

[표 12] 베트남의 원유·가스 확인매장량

구분	2021	2022 ^o	2023 ^f	2024 ^f	2025 ^f	2026 ^f	2027 ^f
원유 매장량, mn bbl	4,400.0	4,331.8	4,265.6	4,201.4	4,139.8	4,080.6	4,024.4
가스 확인매장량, bcm	699.7	684.8	677.3	662.2	654.2	636.9	625.9

자료: EIA; Fitch Solutions

[표 13] 베트남의 원유·가스 생산량 추이

구분	2021	2022 ^o	2023 ^f	2024 ^f	2025 ^f	2026 ^f	2027 ^f
원유·NGPL·기타액체 생산량*	197.7	200.5	189.3	184.0	177.2	170.7	162.8
가스 생산량**	8.8	9.0	9.1	9.2	9.5	11.6	12.9

주) *단위: 000b/d, **bcm

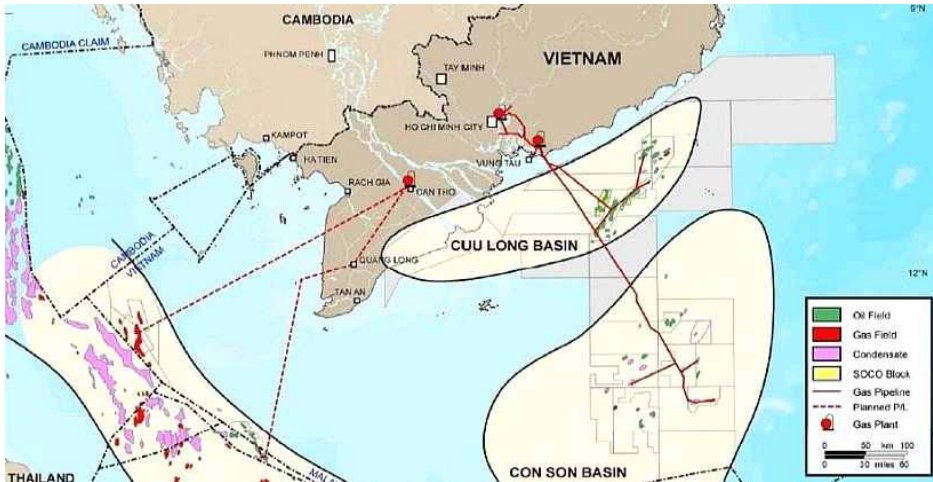
자료: General Statistics Office, EIA, Fitch Solutions

- 베트남의 유전 및 가스전 대부분은 베트남 남부의 Ba Ria-Vung Tau성 근해에 있는 Cuu Long 분지와 Nam Con Son 분지에 분포되어 있음.



- 원유 매장량이 풍부한 Cuu Long 분지에는 베트남 최대의 Bach Ho 유전이 있으며, 가스 매장량이 풍부한 Nam Con Son 분지에는 베트남 가스 수요의 65%를 공급하는 Lan Tay/Lan Do 가스전과 Hai Thach/Moc Tinh 가스전이 있음.

[그림 17] Cuu Long 분지



자료: Energy Global News

- 2022년 11월 베트남 국회는 1993년에 제정된 석유법을 개정함으로써 외국인 투자자에게 우호적인 투자 환경을 제공하고 원유-가스 개발을 활성화할 수 있는 기반을 조성했으나, 기존의 유전 노후화로 인한 생산량 감소로 향후 수년 동안 베트남의 원유 생산량은 감소세를 지속할 것으로 전망됨.
- 채굴이 30년 이상 지속되고 있는 Bach Ho 광구의 경우 노후화로 2005년을 기점으로 생산량이 줄어들기 시작했으나, 베트남은 2004년 이후 원유 생산량을 크게 늘릴 새 광구를 개발하지 못하고 있음.
- 2021년 기준 베트남은 310만 톤의 원유를 수출했으나, 국내 수요를 다 충족할 수 없어 1천만 톤을 수입해야 했음(국내 생산량은 수요의 70% 수준). 베트남은 2018년 국내 최대 정유시설인 Nghi Son 건설 후 원유 순수입국으로 전환했는데, 이는 상대적으로 저렴한 원유를 수입 후 정제 과정을 거쳐 고부가가치의 석유제품을 수출하기 위함임.

[그림 18] 베트남의 원유 수출 및 수입 동향(백만 톤)



주) 초록색 선은 수출량, 파란색 선은 수입량

자료: VN Express



- 베트남은 풍부한 가스 매장량에도 불구하고 가스전의 노후화와 업스트림에 대한 투자 저조로 가스 생산량이 감소하고 있음.
- 베트남의 석유·천연가스 산업은 산업무역부의 관리 감독하에 국영 석유·천연가스 그룹 PetroVietnam (PVN)이 독점하고 있음.
- PVN은 베트남 국내 원유·가스 탐사 및 개발 활동과 관련한 국가 관리기능을 수행하는 한편, 투자자로서 베트남 국내외 탐광·개발 활동에 참여하고 있음. PVN은 석유·천연가스의 탐사·개발 및 생산 활동을 포괄하는 업스트림 부문에 집중하고 있으며, 자회사를 통해 다운스트림 부문에도 참여하고 있음.
- PVN의 자회사로는 Binh Son 정유·석유화학(BSR), 베트남가스공사(PV Gas), 베트남석유공사(PV Oil) 등이 있음.
- 베트남에는 현재 2개(Dung Quat, Nghi Son)의 정유시설이 운영되고 있음. Dung Quat의 경우 정제능력이 14.8만 b/d이나 2028년까지 17만 b/d로 확장할 계획을 세우고 있음. 베트남 최대의 정유시설인 Nghi Son 정유(Nghi Son Refinery and Petrochemical LLC)는 정제능력이 20만 b/d이며, 연간 670만 톤의 가솔린과 디젤을 포함하여 총 1,000만 톤의 석유제품을 생산함.
- 2022년 3월 베트남 정부는 20만 b/d의 정제능력을 갖춘 세 번째 정유시설을 남부 지역인 Ba Ria-Vung Tau성의 Long Son 정유산업단지(Long son Petroleum Industrial Zone)에 건설한다는 계획을 발표했다.
- 한편, 베트남 정부는 신재생에너지 확대와 2050년까지 탄소중립을 달성하기 위한 에너지 전환 과정에서 석탄 자원의 의존도를 줄이려는 방편으로 천연가스 사용을 일시적으로 확대할 계획임.
- 2023년 5월 승인된 베트남 국가 전력개발계획(PDP VIII)에 따르면, 베트남 정부는 에너지 믹스에서 천연가스(LNG 포함)의 비율을 현재 14.7%에서 2030년까지 24.8%로 확대할 계획임.
- 베트남의 대표적인 가스전으로는 Song Hong 분지에 있는 Ken Bau 및 Ca Voi Xanh 광구가 있으며, 두 광구 모두 현재 개발이 진행 중으로 생산까지 수년의 시간이 소요될 것으로 예상됨.
- 베트남에는 40개 이상의 다국적 기업이 업스트림, 미드스트림, 다운스트림 부문에서 사업 활동을 영위하고 있으며, 이중 업스트림 부문에 참여하고 있는 대표적 기업으로 Chevron-ExxonMobil(미국), KNOC(한국), Gazprom(러시아), Petronas(말레이시아), PTTEP(태국), Talisman(구 캐나다, 현 스페인), TotalEnergies(프랑스) 등이 있음.

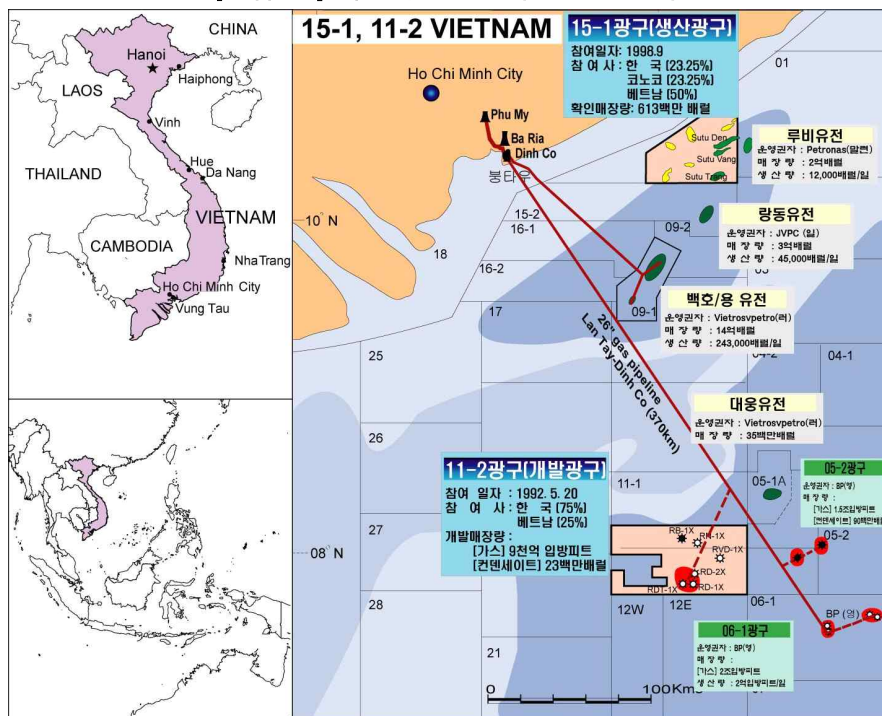
베트남 석유·천연가스 투자 현황

- **(광구 개발: 11-2)** 1992년 한국석유공사(KNOC)는 국내 7개 기업(LG, 대성, 대우, 삼성, 삼환, 쌍용)과 컨소시엄을 구성해서 베트남 남부 해상 Nam Con Son 분지에 있는 11-1광구 탐사권을 취득했으며, 동년 5월 PetroVietnam과 PSC를 체결함.
- 이후 천연가스 발견(Rong Doi/Rong Doi Tay)에 성공하여 약 9,000억 m³의 매장량을 확보하였으며, 2003년 3월 11-2광구의 상업적 발견을 선언하고 2006년 12월부터 가스 생산을 시작함. 2022년 12월 기준 생산량은 대략 46.1mmscfd(million standard cubic feet per day, 광구 전체 생산량)임.



- 동 광구는 한국석유공사가 해외에서 처음으로 운영권자로 참여하여 탐사부터 개발과 생산까지 직접 운영한 최초의 해외 광구라는 점에서 큰 의미가 있으나, 2017년부터 생산량이 급감해 의무공급 패널티*를 지급하면서 손해가 발생하고 있음.
- 2005년 한국석유공사는 베트남 정부와 11-2광구 천연가스 매매계약을 체결하여 2006년 11월 말부터 23년 동안 PVN에 일일 평균 1.3억 ft³ 이상의 천연가스를 공급하기로 합의함. 동 계약은 의무 공급량을 지정해 공급량이 부족할 경우 패널티를 지급하는 조항을 포함하고 있음.
- 베트남의 11-2광구 개발은 해외자원개발 리스크 중 기술적 리스크의 한 단면을 보여줌. 기술적 리스크는 탐사 단계에서 원유 존재 여부 및 매장량 문제, 개발·생산 단계에서의 개발가능성 및 기술적 한계, 그리고 예상치 못한 생산량 감소 등을 포함하는데, 베트남의 사례는 예상치 못한 생산량 감소 문제와 자원 개발 시 계약조건의 중요성을 시사함.
- **(광구 개발: 15-1, 15-1/05)** 1998년 한국석유공사와 SK가 PVN, 미국의 ConocoPhillips, 프랑스의 Geopetrol과 공동으로 국제 입찰에 참여해 15-1광구 탐사권을 획득했으며, 5년간 탐사 및 개발을 진행한 후 2003년 10월부터 15-1광구 내의 수투덴(Su Tu Den) 유전에서 원유를 생산하기 시작함.
- 현재 Su Tu Den, Su Tu Vang, Su Tu Nau 및 Su Tu Trang에 있는 72개의 생산정을 통해 하루 약 4만 9천(광구 전체) 배럴의 원유 및 가스가 생산됨.
- 15-1광구의 지분구조는 한국석유공사 14.25%, SK 9%, PetroVietnam 50%, ConocoPhillips 23.25%, Geopetrol 3.5%임.

[그림 19] 베트남 11-2광구와 15-1광구



자료: 한국석유공사



- 2007년 SK이노베이션은 15-1광구와 함께 Cuu Long 분지 내에 있는 15-1/05광구에 대해 베트남 정부와 광권 계약을 체결하고, 2015년 동 광구에서 상업성 있는 원유 부존량을 확인하였으며, 2019년 3월 시추를 시작함.
- 15-1/05광구의 지분구조는 SK이노베이션 25%, 미국 유전 기업 Murphy 40%, PVEP 35%임.
- **(Dung Quat 지하 석유비축기지 사업)** 2020년 3월 한국해외인프라도시개발지원공사(KIND)는 한국석유공사, 코람코자산운용, LT삼보 등 우리 기업 및 한국·베트남 합작회사인 PVOS(PetroVietnam Oil Stockpile)와 함께 베트남 Dung Quat 지하 석유비축기지 사업 추진을 위한 공동개발협약(JDA)을 체결하였음.
- 한국석유공사는 기술지원 및 준공 후 운영(O&M), 코람코자산운용은 사업 개발과 자금 조달 업무, LT삼보는 설계조달시공(EPC), 기술지원, 지분 투자, KIND는 사업개발 지원과 재무적 투자자로 각각 참여하고 있음.
- 동 프로젝트는 100만 m³ 규모의 베트남 최대 지하 석유비축 인프라를 구축하는 사업으로, 총사업비는 2억 5,000만 달러임.
- **(LNG 관련 인프라 시설)** 2019년 11월 GS에너지는 베트남 투자회사인 VinaCapital과 전략적 제휴를 맺고 베트남 남부 지역의 Long An에 3GW 규모의 초대형 LNG 복합화력발전소를 건설 및 운영하는 계획을 발표함. 동 프로젝트의 총사업비는 3조 5,000억 원 규모임.
- 2021년 8월 한화에너지, 한국남부발전, 한국가스공사는 베트남 T&T와 컨소시엄*을 구성해 Quang Tri 성 정부가 추진하는 Hai Lang LNG 발전 프로젝트를 수주함.
- * 지분구조는 팀코리아가 60%(각 회사 20%)를 보유하고 나머지 40%를 T&T가 보유함.
- 동 프로젝트는 Quang Tri성 동남경제특구의 120만 m² 부지에 1.5GW급 가스복합발전소 및 LNG 터미널을 건설·운영하는 사업으로 총사업비는, 약 2조 5,000억 원이며 2026~27년에 상업 가동을 목표로 하고 있음.

4. 미얀마

미얀마의 석유 및 가스 산업 현황

- 미얀마는 세계에서 가장 오래된 산유국 중 하나이자 세계 주요 천연가스 수출국임. EIA와 Fitch Solution의 보고서에 따르면 2021년 기준 미얀마의 확인된 원유 매장량은 1억 배럴이며, 천연가스 매장량은 6,500억 m³임.
- 2021년 2월 발생한 군부 쿠데타로 미얀마 석유·천연가스 업스트림 산업의 전망이 계속 악화하고 있음. 군부 쿠데타 이후 TotalEnergies와 Chevron를 비롯하여 미얀마 석유·천연가스 개발에 참여했던 글로벌 기업의 대규모 이탈이 이어지고 있음.



- 국영기업인 미얀마석유·천연가스공사(Myanmar Oil and Gas Enterprise, MOGE)는 석유 및 가스전 운영의 독점적 권한을 가지고 있으며, 천연가스 수출을 통해 국가 재정수입 증대에 기여하고 있음.
- 2021년 10월 기준 MOGE는 53개의 내륙 광구와 51개의 해상 광구를 보유하고 있으며, 이 중 25개의 내륙 광구와 31개의 해상 광구는 외국기업의 투자를 받아 운영 중임.

[표 14] 미얀마의 석유·천연가스 확인매장량

구분	2021	2022 ^e	2023 ^f	2024 ^f	2025 ^f	2026 ^f	2027 ^f
석유 매장량, mn bbl	100.0	97.3	94.8	92.4	90.0	87.7	85.4
가스 확인매장량, bcm	650.0	645.4	641.5	638.1	635.1	632.3	629.7

자료: EIA; BMI

[그림 20] 미얀마-중국 간 가스관 및 송유관



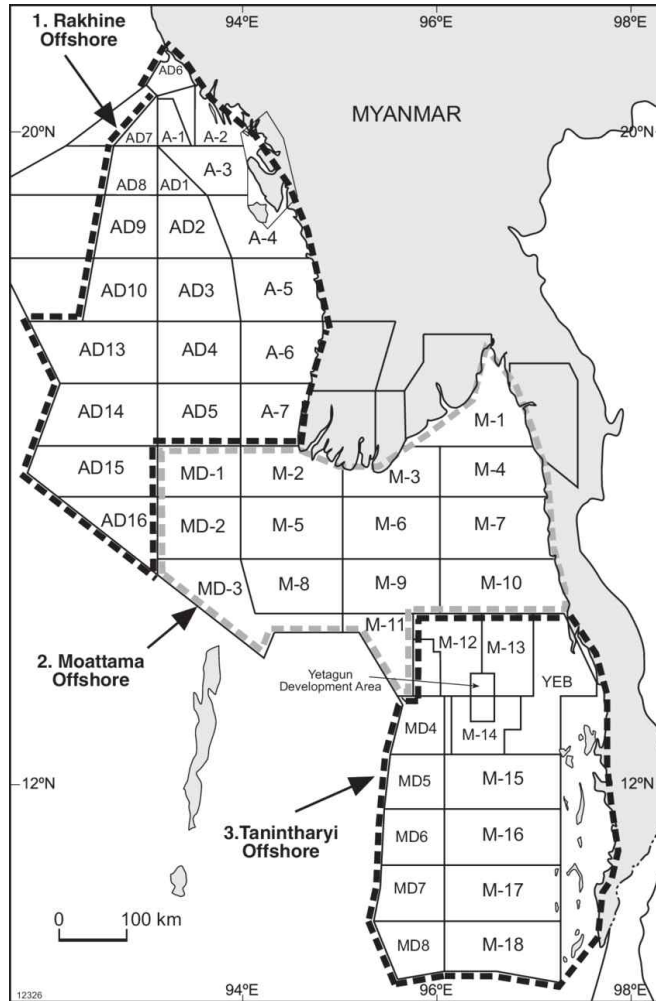
자료: BRI Monitor

- 미얀마 정부는 미얀마 서부 해안에서 생산된 원유·가스와 중동을 포함한 기타 산유국에서 조달한 에너지 자원을 중국에 수출하기 위해 미얀마-중국 간 송유관과 가스관을 건설했음.
- 중국-미얀마 연결 가스관은 2013년 7월, 송유관은 2014년 8월 각각 완공되었으며, 가스관은 2013년 10월, 송유관은 2017년 10월부터 각각 운영을 시작함. 송유관과 가스관 모두 미얀마 서부 해안의 벵갈만 Kyaukphyu 부근에서 시작해 미얀마 내륙지역과 중국 윈난(雲南)성까지 연결되며, 미얀마를 지나 는 구간은 가스관 793km, 송유관 771km임.
- Nikkei Asia의 보도에 따르면 미얀마는 자국에서 생산되는 천연가스의 60~70%를 파이프라인을 통해 태국과 중국으로 수출하고 있으며, 이는 미얀마 전체 수출액의 약 20%를 차지함.



- 미얀마의 주요 가스전들은 Yadana, Yetagun, Shwe(Shwe-Shw Phyu·Mya), Zawtika(Zawtika, Kakonna, Gawthaka) 등임.

[그림 21] 미얀마 원유·가스 광구 지도



자료: Ridd and Racey

- 1983년에 발견된 Yadana 가스전은 광구 M5/M6에 위치하며 미얀마 천연가스 수출의 약 40%를 차지하고 있으나 광구 노후화로 생산량이 감소하고 있음.
- M12/M13/M14의 경계선에 있는 Yetagun 가스전은 1992년에 발견되었으며, 최근 군부 쿠데타 후 다국적 기업이 사업 철수를 결정하면서 어려움을 겪고 있음.
- Shewe 광구는 A1/A3 경계선에 군집한 일련의 광구들(Shwe-Shwe Phyu·Mya)로서 2003년에서 2006년 사이에 발견되었음. 이곳에서 생산된 천연가스 대부분은 중국으로 수출되며 일부분은 내수용으로 공급되고 있음.
- Zawtika 프로젝트는 M9와 M11 사이에 세 개의 광구(Zawtika, Kakonna, Gawthaka)를 개발하는 사업으로, 이들 광구는 모두 2007년에 발견되었으며 2014년부터 가스 생산을 시작함.



미얀마 석유·천연가스 투자 현황

- **(광구 개발: Shwe)** 대우인터내셔널(현 포스코인터내셔널)은 2000년 미얀마 서부 해상 A-1광구 PSC를 체결한 후, 2004년 Shwe, 2005년 Shwe Phyu, 2006년 A-3광구의 Mya 가스전을 차례로 발견함.
- Shwe 프로젝트는 국내 민간기업이 해외에서 개발한 최대 규모의 자원개발 사업으로, 약 13년의 노력 끝에 2013년 6월 첫 가스 생산을 시작함.
- 미얀마 해상 A-1광구 및 A-3광구의 천연가스 생산과 해상 파이프라인 운송사업의 참여기업 지분구조는 포스코인터내셔널 51%, ONGC(인도국영석유회사) 17%, MOGE 15%, GAIL(인도국영가스회사) 8.5%, 한국가스공사(KOGAS) 8.5%로 구성됨.
- Shwe, Shwe Phyu, Mya 가스전에서 생산된 가스는 생산지에서 중국 국경까지 가로지르는 793km 길이의 육상 가스관을 통해 미얀마와 중국에 일일 평균 5억m³의 물량을 공급함.
- 한편 2013년 현대중공업의 조선 지주사인 한국조선해양은 Shwe 가스전 1단계 사업에서 가스생산플랫폼 시공사로 선정되어 4만 톤급 해상 가스플랫폼 1기, 해저 생산설비, 총 길이 126.5km의 해저 파이프라인, 육상 터미널 및 육상기지 공사를 수주했음.
- 아울러 2020년 12월 한국조선해양은 Shwe 가스전 3단계 사업*인 저류층의 저압가스 생산을 위한 대형 저압가스 압축 해상 플랫폼(large low-pressure compression offshore platform) 건설 사업을 수주하였음.
- 3단계 사업은 가스전의 누적 생산에 따라 압력이 낮아진 저류층(원유나 천연가스가 지하에 모여 쌓인 층)에서 가스를 추가로 회수하는 설비를 구축하는 것으로 한국조선해양은 공사의 모든 공정을 일괄도급방식(Engineering, Procurement, Construction, Installation, Commissioning, EPCIC)으로 수행함.



IV. 시사점

자원개발의 패러다임 전환: 개발 중심에서 안보 중심으로

- 세계 에너지 시장의 근본적인 패러다임이 변함에 따라 우리나라 해외 자원개발의 중장기적 정책 수립에 대한 사회적 요구가 높아지고 있음.
- 대부분의 자원을 수입에 의존하고 있는 우리나라는 안정적인 에너지 공급을 위해 수동적인 에너지 확보를 넘어 해외 자원개발을 통한 적극적인 공급원 확보가 필요한 상황임. 자원개발의 패러다임이 개발 중심에서 경제안보 중심으로 전환함에 따라 지정학적 리스크가 높은 중동 지역의 에너지 의존도를 줄이고 새로운 에너지 공급처 확보와 자원 수급의 다변화를 위해 동남아 자원개발에 적극적으로 참여할 필요성이 제기됨.

자원개발을 위한 기술과 자본이 필요한 동남아 국가들

- 동남아 주요 자원 부국들은 석유·천연가스 등 부존자원이 풍부하나 기술 및 자본 부족, 2010년대 초반 이후 오랜 시간 지속된 저유가로 인한 새로운 광구 개발의 지연, 기존 광구의 노후화로 인한 매장량 고갈 등으로 인해 상업적으로 활용 가능한 자원이 빠르게 감소하고 있음.
- 석유·천연가스 생산량의 감소와는 대조적으로 산업화, 도시화, 인구 증가 등으로 동 지역의 에너지 수요가 급증해 인도네시아, 말레이시아, 베트남, 미얀마 등 동남아 자원 부국은 자원 수출국에서 순수입국으로 전환됨.
- 최근 동남아 국가들은 자국 내 에너지 수요의 급증과 세계 에너지 공급망의 불안정성에 대비해 새로운 유전 및 가스전 개발에 박차를 가하고 있음. 이는 동 지역에서의 자원개발 경험이 풍부한 우리 기업에게 프로젝트 참여 기회를 제공할 것으로 기대됨.
- 동남아는 탐사, 생산, 관리, 운영 등 우리 기업이 해외 자원개발의 전 분야에 다각적으로 진출한 지역으로, 기업 차원에서 에너지 자원확보를 위한 경쟁력을 확보했을 뿐만 아니라 국가 차원에서 우리나라와 해당 국가들 간의 우호적인 관계를 구축하고 있음.
- 2020년 5월 산업통상자원부가 발표한 제6차 해외 자원개발 기본계획(2020~29)에 따르면 우리나라의 동남아 지역 자원개발 전략의 핵심은 개발 '성공률 제고'이며, 2022년 7월에 발표된 윤석열 정부의 에너지정책은 석유와 가스 자원과 관련하여 중동 의존도를 완화하기 위해 '수입선 다변화'를 강조하고 있음.
- 한편 최근 동남아의 새로운 자원개발 프로젝트가 주로 심해에서 이루어짐에 따라 기술 난이도 및 작업위험이 증대하고 있음. 따라서 해저 자원 탐사를 위한 3D·4D 물리탐사연구선 건조, CCS 연계 유·가스전 개발 기술 등 민간 수요를 토대로 현장 문제 해결형 기술 개발 및 인력 양성, 유전·가스전의 공정 자동화, 원격제어 등을 위한 디지털 오일필드, 스마트마이닝 등 ICT 기술 연계 서비스 산업의 육성이 필요함.



우리 기업의 투자 및 진출 가능성

- 탄소배출 감축 노력으로 인도네시아와 베트남에서 LNG 수입이 증가할 것으로 예상되며, 관련된 LNG 인프라 시설의 확충이 수반될 것으로 전망됨.
- 2022년 11월 인도네시아 해양투자조정장관은 2030년까지 일일 평균 원유 생산량을 100만 배럴, 천연가스 생산량을 120억 ft^3 으로 늘리고, 석유·천연가스법 개정을 통해 탐사와 개발을 적극적으로 지원하겠다고 밝힘.
- 인도네시아 정부 출연 연구기관인 LEMIGAS는 '인도네시아는 군도 국가여서 자국 내 천연가스 공급이 LNG 형태로 이뤄지는 것이 적합하지만 기술 부족으로 LNG 형태의 운송이 잘 이뤄지지 않고 있다고 판단'하고 한국과의 기술협력 필요성을 제안함.
- 베트남 정부는 제8차 국가전력개발계획(PDP8)에서 2030년까지 전체 전력의 25%(37,000MW)를 LNG로 확충하겠다고 밝힘. 2023년 7월 베트남 정부가 승인한 2021~30년 국가 석유·천연가스 저장고 인프라 계획은 석유·천연가스의 전략적 비축, 생산 비축, 상업 비축, 그리고 운송 및 유통을 포함한 비축 인프라 시스템 개발을 포함하고 있음.
- 말레이시아는 해저 자원개발에 집중하고 있으며, 해저 파이프라인 건설에 힘입어 천연가스는 견조한 성장세를 보일 것으로 예상됨. 아울러 말레이시아 정부와 Petronas는 말레이시아를 CCS의 지역 허브로 만들려는 계획을 세우고 있음.

동남아 자원개발의 성공과 실패 사례 활용

- 동남아에서 우리 기업의 자원개발 경험은 해외 자원개발 역사의 성공 및 실패 사례를 잘 함축하여 보여주고 있음.
- 인도네시아 Madura 유전 개발은 우리나라가 처음으로 해외 유전개발에 참여한 사례이고, 미얀마의 Shwe 가스전의 매장량은 국내 자원개발업체가 발견한 최대 규모이며, 베트남의 A-11 광구 개발은 한국석유공사가 해외에서 처음으로 탐사 사업부터 개발과 생산까지 운영권자로 직접 참여한 최초의 광구라는 점에서 큰 의미가 있음.
- 그러나 동남아 자원개발은 성공 사례와 함께 후발 기업에게 중요한 교훈을 제공하는 실패 사례를 포함하고 있음. 인도네시아 Madura 유전 개발 실패는 해외 자원개발 초창기 우리 기업의 기술적 한계와 개발생산 단계에서의 예상치 못한 생산량 감소, 베트남의 A-11광구는 개발생산 단계에서의 예상치 못한 생산량 감소와 계약 체결조건의 중요성, 그리고 미얀마 Shwe 가스전은 해외 자원개발에서의 전형적인 정치적 리스크의 중요성을 시사함.
- 석유·천연가스에 대한 해외 자원개발은 장기적 안목과 전문성을 기반으로 접근해야 하므로 기술 개발, 지속적인 인력 양성, 주요 산유국과의 국제적 협력을 도모해야 함. 해외 자원개발은 투자 대상국의 거시적 투자 환경, 파트너 및 운영권자의 기술적 개발 능력, 개발 광구의 접근성 및 인프라 구축 상황, 경제적 타당성 등에 대한 면밀한 검토가 필요함.



[참고문헌]

[한글 자료]

- 관계부처합동. 2022. "새정부 에너지정책 방향(안)"
산업통상자원부. 2020. "자원개발 기본계획('20~'29) 확정." 보도자료
에너지경제연구원. 2017. '민간 자원개발의 합리적 지원제도 구축 방안 연구.' 기본연구보고서 17-15.
에너지 포커스. 2006. "한-베트남 에너지 협력을 기대하며(석유개발을 중심으로)."
포스코인터내셔널. 홈페이지. <https://www.poscointl.com/kor/>
한국무역협회. 2022. "천연가스 부국 인도네시아, 한국기업에 '손짓'...기술협력 필요." 종합무역뉴스.
한국석유공사. 2005. 석유공사, 베트남 11-2광구 가스전개발을 위한 정부보증계약 및 수송계약 서명." 보도자료
현대엔지니어링 홈페이지. <https://www.hec.co.kr/ko>
GS 칼텍스. 2022. "글로벌 석유 수급 위기 속 정제설비 능력, 한국에겐 기회의 해!"
SK 이노베이션 홈페이지. <https://skinnonews.com/>

[외국어 자료]

- Anert. 2022. "Energy Industry in Myanmar."
Anert. 2022. "Energy Industry in Indonesia."
Anert. 2022. "Energy Industry in Vietnam."
ASEAN Center for Energy. 2023. "Outlook on ASEAN Energy 2023."
Australian Trade and Investment Commission. 2023. "Export Markets-Vietnam: Oil and Gas to Vietnam."
BRI Monitor. 2021. "Myanmar-china Oil and Gas Pipeline Projects."
EIA. 2021. "Country Analysis Executive Summary: Indonesia."
EIU Viewpoint. 2023. "Malaysia: Energy Report: Oil and Gas."
EIU Viewpoint. 2023. "Indonesia: Energy Report: Oil and Gas."
EIU Viewpoint. 2023. "Vietnam: Energy Report: Oil and Gas."
Energy Voice. 2021. "Malaysia to Lead Global New-Build Offshore Gas Projects."
Fitch Solution. 2023. "Malaysia Oil & Gas Report Includes 10-year Forecast to 2032."
Fitch Solution. 2023. "Myanmar Oil & Gas Report Includes 10-year Forecast to 2032."
Fitch Solution. 2023. "Indonesia Oil & Gas Report Includes 10-year Forecast to 2032."
Fitch Solution. 2023. "Vietnam Oil & Gas Report Includes 10-year Forecast to 2032."
IEA. 2022. 'Southeast Asia Energy Outlook 2022.'
Istituto Affari Internazionali. 2021. "Natural Gas in South-east Asia: Key Trends and Long-term Outlook."
Ridd, M. F. and Racey, A. 2015. "Onshore Petroleum Geology of Myanmar: Central Burma Depression."
Sandhi Governance Institute. 2021. "Belt and Road Monitoring Project: Myanmar-China Oil and Gas Pipeline Projects."
VN Express. 2022. "Vietnam a Big Oil Exporter, but Even Bigger Importer."