Department of Mineral Fuels
MINISTRY OF ENERGY

GO Green Digital

รายงานประจำปี 2566
Annual Report 2023

Department of Mineral Fuels

MINISTRY OF ENERGY

Vision

วิสัยทัศน์

**บริหารจัดการกิจการปิโตรเลียมและแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ
เพื่อสร้างและรักษาความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ
อย่างมีประสิทธิภาพ มีความปลอดภัย และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม**

To manage petroleum and mineral fuel resources to bolster and maintain national energy security in an efficient, safe and environmentally friendly manner.

Mission

พันธกิจ

ส่งเสริมให้มีการสำรวจ ผลิต และบริหารจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ
แบบบูรณาการ โดยใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัย และมุ่งสู่สังคมคาร์บอนต่ำ

To promote integrated exploration, production,
and management of mineral fuel resources by using
advanced technology and moving toward a low carbon society.

Organization Culture

วัฒนธรรมองค์กร

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทำงานประสานประโยชน์
มุ่งมั่น เต็มใจ โปร่งใส และรับผิดชอบ

The Department of Mineral Fuels (DMF)
coordinates all parties' interests with
commitment, willingness, transparency,
and responsibility.

สารบัญ
Contents

สารจากอธิบดี
Message from the Director General

คณะผู้บริหาร
Executives

ข้อมูลน่ารู้ 2566
At a Glance 2023

การเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมครั้งที่ 24 บริเวณทะเลอ่าวไทย
24th Bidding Round for Petroleum Exploration and Production in the Gulf of Thailand

เทคโนโลยีการดักจับและการกักเก็บคาร์บอน
Carbon Capture and Storage (CCS) Technology

โครงการพัฒนาระบบดิจิทัลเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียม ในส่วนของการตรวจสอบการผลิต ขนส่ง เก็บรักษา และ ขายหรือจัดจำหน่าย
Digital system development for higher efficiency in the oversight of petroleum production, transport, storage, and sale or distribution

Part 5
การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Safety and Environmental Oversight
108

Part 6
พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียและความร่วมมือระหว่างประเทศ
Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA) and International Cooperation
118

Part 7
การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Production Sharing Contract Management
128

Part 8
การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Petroleum Data and Information Management
142

Part 1
ภาพรวมกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
DMF Overview
32

Part 2
สถานการณ์ปิโตรเลียม
Petroleum Overview
54

Part 3
สัมปทานปิโตรเลียมและรายได้รัฐ
Concessions and State Revenue
58

Part 4
การลงทุนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Petroleum Operation Investment
76

Part 9
กิจกรรมเพื่อสังคมและการสร้างเครือข่าย
Social Activities and Networking
150

Part 10
ผลการดำเนินงาน/งบการเงิน
Financial Statement / Performance Outcome
154

Part 11
ภาคผนวก
Appendices
178

วรากร พรหโมบล
Warakorn Brahmopala

อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director General

สารจากอธิบดี
Message from the Director General

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะผู้กำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียม มีความมุ่งมั่นในการแสวงหาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทั้งในประเทศ และพื้นที่พัฒนาร่วมกับประเทศเพื่อนบ้าน พร้อมทั้งศึกษาพัฒนาการดำเนินงานโดยใช้นวัตกรรมและเทคโนโลยีมาประยุกต์ใช้ในการกำกับดูแลผู้ดำเนินงาน เพื่อให้ทันต่อสถานการณ์โลกที่เปลี่ยนแปลงไป และสอดรับกับนโยบายของรัฐบาล

ปี 2566 เป็นปีที่หลายภาคส่วนตื่นตัวเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศเป็นอย่างมาก เห็นได้จากนโยบายรัฐบาลที่มีเป้าหมายให้ประเทศไทยเป็นสังคมคาร์บอนต่ำ กำหนดไว้ในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2566 - 2570) โดยเฉพาะการส่งเสริมเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน หรือ CCUS ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีหน้าที่กำกับดูแลกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้จัดทำโครงการศึกษาศักยภาพในการนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาใช้ประโยชน์ในการเพิ่มอัตราการผลิตไฮโดรคาร์บอนจากชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม และการอัดกลับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับกักเก็บถาวรในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่ไม่มีการไหลเชิงพาณิชย์ และโครงการกำหนดหลักเกณฑ์และแนวทางในการกำกับดูแลด้านเทคโนโลยี CCUS ในชั้นหินทางธรณีวิทยาของประเทศไทย เพื่อให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี 2593 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2608

นอกจากนั้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติยังได้ยกระดับการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมโดยใช้ระบบดิจิทัลในส่วนการผลิต เก็บรักษา ขนส่ง ขาย หรือจำหน่ายปิโตรเลียม เพื่อให้เกิดการกำกับดูแลและการตรวจสอบติดตามเป็นไปอย่างรัดกุม สามารถเข้าถึงข้อมูลแบบ Real Time สร้างความเชื่อมั่นต่อการกำกับดูแลและรักษาทรัพยากรปิโตรเลียมของชาติให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยในปี 2566 ได้จัดทำโครงการนำร่องนำระบบดิจิทัลมาใช้ในแหล่งผลิตปิโตรเลียมบนบกทุกแหล่ง และจะขยายผลในปีถัดไปให้มีการใช้ระบบดิจิทัลในแหล่งปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทยด้วย

การดำเนินงานที่สำคัญตามภารกิจกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศให้เป็นไปอย่างต่อเนื่อง จากปี 2565 ที่ได้เปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 บริเวณอ่าวไทย จำนวน 3 แปลงสำรวจ ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ซึ่งมีผลตอบรับการยื่นขอสิทธิเป็นที่น่าพอใจ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ดำเนินการตามขั้นตอน และนำเสนอคณะรัฐมนตรีเพื่อให้ความเห็นชอบการให้สิทธิทั้ง 3 แปลงสำรวจดังกล่าว และดำเนินการจัดให้มีการลงนามในสัญญาทั้ง 3 แปลงสำรวจ เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2566 ซึ่งความสำเร็จนี้คาดว่าจะเกิดการลงทุนในช่วงระยะเวลาการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมอย่างน้อย 6,800 ล้านบาท และหากมีการค้นพบแหล่งปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ก็จะเป็นแหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าและเป็นประโยชน์ต่ออุตสาหกรรมปิโตรเคมี อันจะสร้างความมั่นคงทางพลังงานและต่อยอดอุตสาหกรรมภายในประเทศอย่างต่อเนื่อง

สำหรับการจัดหาปิโตรเลียมและจัดเก็บรายได้ให้แก่รัฐในปี 2566 ภายใต้ระบบสัมปทานและระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต สามารถจัดหาก๊าซธรรมชาติได้ 0.72 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต คอนเดนเสท 23.04 ล้านบาร์เรล น้ำมันดิบ 26.41 ล้านบาร์เรล

The year 2023 brought increased attention from numerous sectors to the subject of climate change, as evidenced from the government policy that aims to transform Thailand into a low-carbon society. The policy, already incorporated in the 13th National Economic and Social Development Plan (2023-2027), officially recognizes the promotion of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technology. As the state agency overseeing petroleum exploration and production, the Department of Mineral Fuels (DMF) initiated a project on the use of carbon dioxide for boosting hydrocarbon production from reservoir rocks and injection of carbon dioxide into reservoir rocks earlier discovered with no commercial flow of petroleum for secure storage, and a project to establish criteria and guidelines for supervision of the application of CCUS technology in Thailand's geological formations. These initiatives are in intended to support the nation's attainment of carbon neutrality by the year 2050 and net zero emissions by 2065.

In order to achieve more stringent supervision and monitoring of petroleum operations with real-time access to data, DMF has brought in a digital system to facilitate petroleum production, storage, transport, sale, and distribution. The system helps enhance confidence in the oversight and protection of petroleum resources for maximum benefit of the nation. Implementation of the digital system took place at all onshore operating sites in a pilot project during 2023, with expansion to offshore sites in the Gulf of Thailand planned for the coming year.

As the launch of 24th bidding round for petroleum exploration and production rights under the petroleum sharing contract system in three blocks in the Gulf of Thailand in 2022 showed satisfactory results with a number of applications submitted, DMF proceeded to seek cabinet endorsement of the rights granted to successful applicants. A contract signing ceremony was subsequently held on May 30, 2023. It is anticipated that the achievement will bring about an investment of at least Baht 6.8 billion over the exploration and field development period. Petroleum, if discovered in commercial volumes, will not only become another source of fuel for power generation but will also benefit the petrochemical industry, contributing to the country's

และ LPG 59 ล้านกิโลกรัม คิดเป็นรายได้ทั้งหมด 63,828 ล้านบาท และมีการจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมโดยกรมสรรพากร จำนวน 48,965 ล้านบาท รวมทั้งยังมีการจัดเก็บรายได้จากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย จำนวน 11,923 ล้านบาท รวมเป็นเงินที่นำส่งเป็นรายได้แผ่นดินประมาณ 124,700 ล้านบาท นอกจากนี้มีการจัดสรรค่าภาคหลวงจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นจำนวนรวม 2,730 ล้านบาทอีกด้วย

นับตั้งแต่ประเทศไทยได้มีการประกอบกิจการปิโตรเลียมภายในประเทศ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะผู้กำกับดูแล มีความมุ่งมั่นในการแสวงหาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติทั้งในประเทศ และพื้นที่พัฒนาร่วมกับประเทศเพื่อนบ้าน พร้อมทั้งศึกษา พัฒนาการดำเนินงานโดยใช้นวัตกรรมและเทคโนโลยีมาประยุกต์ใช้ในการกำกับดูแลผู้ดำเนินงาน เพื่อให้ทันต่อสถานการณ์โลกที่เปลี่ยนแปลงไป และสอดรับกับนโยบายของรัฐบาล รวมถึงเพิ่มประสิทธิภาพการกำกับดูแลกิจการการสำรวจปิโตรเลียมให้ทันสมัย สามารถเข้าถึงและตรวจสอบการดำเนินงานของผู้ประกอบการได้รวดเร็ว และมีความโปร่งใส เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและความปลอดภัยในการทำงานของเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

การดำเนินงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จะประสบความสำเร็จได้ต้องได้รับความร่วมมือจากหลายภาคส่วน ในโอกาสนี้กระผมขอขอบคุณผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียม หน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งภาครัฐ และเอกชน รวมถึงประชาชนที่ได้ให้การสนับสนุน และให้ความเห็นอันเป็นประโยชน์ต่อการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียม ทำให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติดำเนินงานได้อย่างต่อเนื่อง มีประสิทธิภาพ เกิดการพัฒนาวิธีการบริหารแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ ให้เกิดประโยชน์ต่อประเทศชาติอย่างสูงสุด

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
ทำงาน ประสานประโยชน์
มุ่งมั่น เต็มใจ โปร่งใส และรับผิดชอบ

The Department of Mineral Fuels (DMF) coordinates all parties' interests with commitment, willingness, transparency, and responsibility.

greater energy security and providing continuous support for domestic industrial expansion.

Regarding petroleum supply and state revenues earned during 2023 under both concession and production sharing contract regimes, procurement of natural gas amounted to 0.72 trillion cubic feet, condensate 23.04 million barrels, crude oil 26.41 million barrels, and LPG 59 million kilograms, generating a combined income of Baht 63.828 billion to the State. Meanwhile, Baht 48.965 billion was collected by the Revenue Department in the form of petroleum income tax along with Baht 11.923 billion generated by the JDA. In total, Baht 124.7 billion was remitted to the State treasury. Separately, a total royalty fee of Baht 2.730 billion was collected from petroleum operations and distributed to local administrative bodies.

Since Thailand embarked on petroleum operations, DMF, as the overseeing agency, has been committed to the quest for natural fuel sources both indigenously and in joint development areas with neighboring countries. Over the years of development, the agency has adopted innovations and technologies to keep up with the changing global situations and to respond to government policies. Innovations and technological advancements have enabled DMF to remain abreast of modern petroleum operations, allowing the agency to gain access to operators' processes for timely monitoring to ensure transparency and efficiency, also to ensure safety of DMF personnel on duty.

As the accomplishment of DMF missions greatly depends on the collaboration of various sectors, I would like to express my gratitude to petroleum operators and various agencies, both in the public and private sectors, as well as the people sector for their encouragement and their voices that benefit the oversight of petroleum operations, resulting in an efficient and uninterrupted flow of DMF operations. This has led to the development of strategies for managing indigenous petroleum resources with an ultimate goal of providing highest possible values to the country.

คณะผู้บริหาร
Executives

วรากร พรหโมบล
Warakorn Brahmopala

อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director General

พูลพัฒน์ ลีสมบัติไพบูลย์
Poonpat Leesombatpiboon

รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Deputy Director General

ศุภลักษณ์ พาฬอนุรักษ์
Supalak Parn-anurak

รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Deputy Director General

คณะผู้บริหาร
Executives

สิรี นาสกุล
Siree Nasakul

ผู้อำนวยการกองบริหารสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม
Director of Petroleum Concession and Contract Management Division

วิศรุต ตั้งสุนทรขัณฑ์
Witsarut Tungsunthornkhan

ผู้อำนวยการกองเทคโนโลยีการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Director of Petroleum Technology and Operations Supervision Division

ศุภวิชญ์ ใจงาม
Supawit Chaingam

ผู้อำนวยการกองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director of Mineral Fuels Management Division

อนุชิต ลิ้มสุวัฒน์
Anuchit Limsuwat

ผู้อำนวยการศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร
Director of Information and Communication Technology Center

จิตติมา มัณฑะจิตร
Jittima Mantajit

ผู้อำนวยการกองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ
Director of International Petroleum Management Division

อรอนงค์ นันทเอกพงศ์
Onanong Nantaekkapong

ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน
Director of Strategy and Planning Division

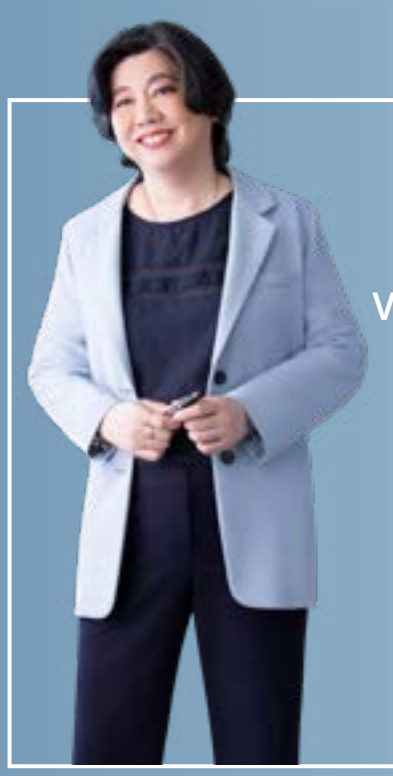
คณะผู้บริหาร
Executives

กำพล กำเนิดศิริ
Kumphon Kumnerdsiri

ผู้อำนวยการกองความปลอดภัย
และสิ่งแวดล้อมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director of Safety
and Environment Division

พิพัฒน์ จิรพงศ์พิพัฒน์
Pipat Jirapongpipat

ปฏิบัติหน้าที่ ผู้อำนวยการ
กองสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Acting Director, Production
Sharing Contract Division



วิภาวัณย์ ว่องวีรชัยเดชา
Vipawan Wongverachaidacha

เลขานุการกรม
Secretary of the Department

สิริอร งามสมภาค
Siriorn Ngamsompark

หัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบบริหาร
Chief of Public Sector
Development Group

ข้อมูลน่ารู้ 2566
At a Glance 2023

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ Gas Plan 2018

- ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคเศรษฐกิจต่างๆ
  Promotion of natural gas consumption in various economic sector
- เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติ
  Acceleration of natural gas E&P
- พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ
  Development of natural gas infrastructure
- ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ
  Promote competition in the gas business

สิ่งแวดล้อม Environment

- การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
  Safety and Environmental Oversight
- โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย
  Environmental Monitoring Program in Petroleum Operations in the Gulf of Thailand

กิจกรรมเพื่อสังคม CSR

- โครงการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
  Projects to Bolster Confidence, Trust and Greater Engagement of the People to Accommodate E&P Project Development
  1) กิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี
     Maintenance of networks through a tripartite taskforce
  2) กิจกรรมรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียม
     Maintenance of Petroleum Support Networks
- กิจกรรมเพื่อสังคมปลูกป่าชายเลน “FOREST for LIFE”
  FOREST for LIFE, mangrove reforestation

สัมปทานปิโตรเลียม
Petroleum Concessions

จำนวนสัมปทาน : 34 สัมปทาน
Number of Concessions : 34

14	20
บนบก Onshore	ทะเลอ่าวไทย Offshore

จำนวนแปลงสำรวจ : 47 แปลงสำรวจ
Number of Exploration Blocks : 47

16	31
บนบก Onshore	ทะเลอ่าวไทย Offshore

ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Production Sharing Contracts (PSC)

จำนวนสัญญา : 5 สัญญา
Number of Contracts : 5

0 บนบก Onshore

5 ทะเลอ่าวไทย Offshore

จำนวนแปลงสำรวจ : 5 แปลงสำรวจ
Number of Exploration Blocks : 5

0 บนบก Onshore

5 ทะเลอ่าวไทย Offshore

ปริมาณสำรอง
Reserves

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ สิ้นปี 2566 (P1)

Proved reserves at end of 2023 (P1)

111.99
ล้านบาร์เรล
MMbbl

น้ำมันดิบ
Crude Oil

127.89
ล้านบาร์เรล
MMbbl

ก๊าซธรรมชาติเหลว
Condensate

4.58
ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต
Tcf

ก๊าซธรรมชาติ
Natural Gas

การเจาะหลุม
Drilling

หลุมสำรวจ : 19 หลุม
Exploration/Appraisal wells : 19

4
บนบก
Onshore

พบปิโตรเลียม 3 หลุม
(3 successful)

15
ทะเลอ่าวไทย
Offshore

พบปิโตรเลียม 13 หลุม
(13 successful)

หลุมผลิตปิโตรเลียม : 606 หลุม
Production wells : 606

109
บนบก
Onshore

497
ทะเลอ่าวไทย
Offshore

การผลิต
Production

25.48
ล้านบาร์เรล/ปี
MMbbl/y

น้ำมันดิบ
Crude Oil

24.35
ล้านบาร์เรล/ปี
MMbbl/y

ก๊าซธรรมชาติเหลว
Condensate

787.22
พันล้านลูกบาศก์ฟุต/ปี
Bcf/y

ก๊าซธรรมชาติ
Natural Gas

รายได้รัฐ (ระบบสัมปทาน)
Government Revenue (Concession)

ค่าภาคหลวง : 22,054 ล้านบาท
Royalty : 22,054 million baht

เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ : 3,810 ล้านบาท
SRB : 3,810 million baht

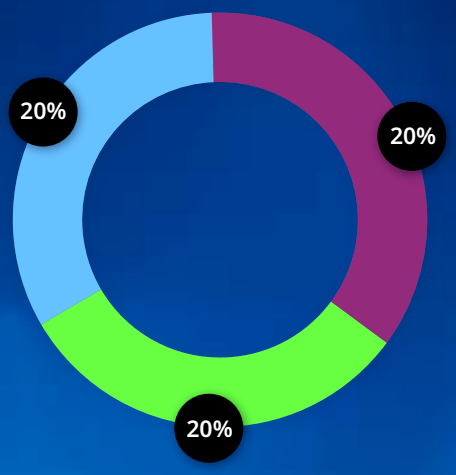
ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต : 3,654 ล้านบาท
Production Period Renewal Benefits : 3,654 million baht

รายได้รัฐ (ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต)
Government Revenue (PSC)

ค่าภาคหลวง : 9,097 ล้านบาท
Royalty : 9,097 million baht

ส่วนแบ่งกำไร : 25,213 ล้านบาท
Profit Sharing : 25,213 million baht

การจัดสรรค่าภาคหลวง
Royalty Allocation



จัดสรรให้ อบต. ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม (ร้อยละ 20) : 865 ล้านบาท
20% allocated to TAOs in producing areas : 865 million baht

จัดสรรให้ อบต. ทั่วประเทศ และเทศบาลต่างๆ (ร้อยละ 20) : 865 ล้านบาท
20% allocated to TAOs and other municipalities nationwide : 865 million baht

จัดสรรให้ อบจ. ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม (ร้อยละ 20) : 865 ล้านบาท
20% allocated to PAOs in producing areas : 865 million baht

รายได้รัฐ (พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย)
Government Revenue (MTJA)

11,923

ล้านบาท
million baht

ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม
Petroleum Income Tax

48,965

ล้านบาท
million baht

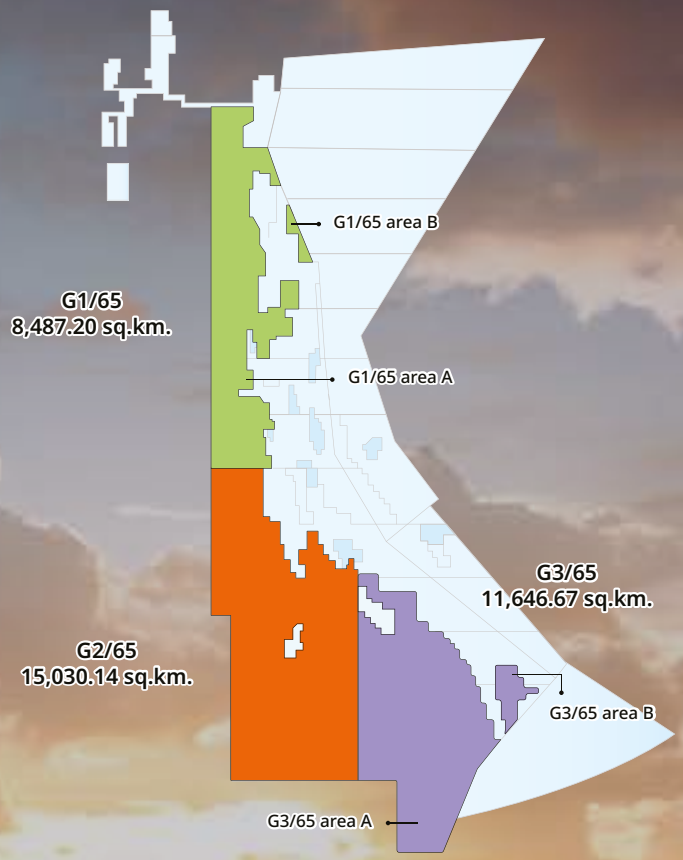
24th Bidding Round for Petroleum Exploration and Production in the Gulf of Thailand

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีภารกิจเกี่ยวกับการส่งเสริมสนับสนุนและเร่งรัดการจัดหาพลังงาน โดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ จัดทำแผนการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว(Liquefied Natural Gas)ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล และส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้านและประเทศอื่น

เพื่อให้การดำเนินงานตามภารกิจ อำนาจและหน้าที่ในการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศเป็นไปอย่างต่อเนื่องกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ทำการศึกษาข้อมูลและประเมินหาศักยภาพปิโตรเลียมในประเทศและพบว่าบริเวณทะเลอ่าวไทยยังมีศักยภาพปิโตรเลียมที่จะกำหนดเป็นพื้นที่แปลงสำรวจได้ดังนั้นกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงดำเนินการเพื่อให้มีการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 บริเวณทะเลอ่าวไทยจำนวน 3 แปลงได้แก่

1) แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 มีพื้นที่ 8,487.20 ตารางกิโลเมตร แบ่งเป็น 2 พื้นที่ คือ พื้นที่ A (8,298.49 ตารางกิโลเมตร) และพื้นที่ B (188.71 ตารางกิโลเมตร)
2) แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 มีพื้นที่ 15,030.14 ตารางกิโลเมตร
3) แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65 มีพื้นที่ 11,646.67 ตารางกิโลเมตร แบ่งเป็น 2 พื้นที่ คือ พื้นที่ A (11,028.22 ตารางกิโลเมตร)และพื้นที่ B (618.45 ตารางกิโลเมตร)

การเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 บริเวณทะเลอ่าวไทย



แปลงสำรวจในทะเล
อ่าวไทยหมายเลข **G1/65**

8,487.20

ตารางกิโลเมตร sq.km.

แปลงสำรวจในทะเล
อ่าวไทยหมายเลข **G2/65**

15,030.14

ตารางกิโลเมตร sq.km.

แปลงสำรวจในทะเล
อ่าวไทยหมายเลข **G3/65**

11,646.67

ตารางกิโลเมตร sq.km.

Department of Mineral Fuels takes responsibility for promotion and acceleration of energy supply by providing support and encouragement for development of indigenous natural fuel resources. To ensure the nation's energy security, DMF formulates a comprehensive national plan on natural fuel supply, oversees the management of liquefied natural gas (LNG), supports alternative energy, promotes imports of coal for power generation that meets international standards, and collaborates with neighboring countries and other countries on exploration and development of fuel sources.

To successfully perform its duties and responsibilities to achieve uninterrupted fuel supply from indigenous sources, DMF undertook studies to acquire useful data for assessment of indigenous petroleum and found that the Gulf of Thailand can still be designated as a petroleum exploration area. The agency, therefore, launched the 24th bidding round for petroleum exploration and production in the Gulf of Thailand. The three blocks opened for the bidding are: 1) Block G1/65, spanning a total area of 8,487.20 sq.km., comprising Zone A (8,298.49 sq.km.) and Zone B (188.71 sq.km.); 2) Block G2/65, spanning 15,030.14 sq.km.; and 3) Block G3/65, spanning 11,646.67 sq.km., comprising Zone A (11,028.22 sq.km.) and Zone B (618.45 sq.km.).

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ศึกษาข้อมูลและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของแปลง G1/65 แปลง G2/65 และแปลง G3/65 โดยอาศัยข้อมูลหลุมเจาะและข้อมูลการวัดคลื่นไหวสะเทือน พบว่าแต่ละแปลงมีปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมเบื้องต้น โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1) แปลง G1/65 ครอบคลุมพื้นที่บางส่วนของแอ่งปัตตานี พื้นที่บางส่วนของพื้นที่ A เคยเป็นส่วนหนึ่งของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 ได้รับอนุมัติให้กำหนดพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมจามจุรีใต้ แต่ภายหลังได้คืนพื้นที่ผลิตดังกล่าวทั้งหมด เนื่องจากไม่สามารถเริ่มการผลิตปิโตรเลียมภายในระยะเวลาที่กำหนด

2) แปลง G2/65 ครอบคลุมพื้นที่แอ่งปัตตานีตอนใต้ โดยด้านตะวันออกของแปลงสำรวจอยู่ติดกับแหล่งผลิตและพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมที่สำคัญ ได้แก่ แหล่งไพลิน พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมมรกต พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมอุบล (แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27) และอยู่ล้อมรอบพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมวาสนา (แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G10/48)

3) แปลง G3/65 ครอบคลุมพื้นที่บางส่วนของแอ่งมาเลย์เหนือ และอยู่ติดกับพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมหลายแห่ง ได้แก่ พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมบงกช (แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 17) และอยู่ล้อมรอบพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมนงเยาว์ (แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G11/48)

การกำหนดรูปแบบในการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการกำหนดรูปแบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 G2/65 และ G3/65 โดยพิจารณาจากข้อมูลด้านปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมร่วมกับข้อกำหนดด้านกฎหมายตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560 (มาตรา 23 และมาตรา 53/1) และ ตามประกาศคณะกรรมการปิโตรเลียม เรื่อง หลักเกณฑ์และวิธีการกำหนดพื้นที่ที่จะดำเนินการสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในรูปแบบของสัมปทาน สัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือสัญญาจ้างบริการ ลงวันที่ 19 ตุลาคม พ.ศ. 2560 และลงวันที่ 18 มีนาคม พ.ศ. 2563 ออกตามความมาตรา 23 วรรคสี่แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 แก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560 จึงกำหนดการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 สำหรับแปลงสำรวจทั้ง 3 แปลงดังกล่าว ในรูปแบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

ผลการยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24

ภายหลังจากที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเปิดให้สามารถยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 บริเวณทะเลอ่าวไทย จำนวน 3 แปลง ได้มีบริษัทที่สนใจยื่นข้อเสนอเพื่อรับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยดังกล่าว โดยท้ายที่สุดมีบริษัทที่ได้รับคัดเลือกให้เป็นผู้ชนะการประมูลใน

DMF, using the available drilling and seismic data, made assessment of Block G1/65, Block G2/65, Block G3/65 to see their petroleum potential and found each block with initial volumes of petroleum, detailed below:

1) Block G1/65 – The block covers some parts of Pattana Basin, with Zone A once belonged to the offshore Block B8/32. The block was earlier granted a production licence as South Jamjuree Field but the entire production area was relinquished because petroleum production could not start on schedule.

2) Block G2/65 – The block covers the southern part of Pattani Basin. To the east of the block lie major petroleum production fields, including Pailin Field, Morakot petroleum production area, and Ubon petroleum production area (Block B12/27). The block, moreover, circles the Wassana petroleum production field (Block G10/48).

3) Block G3/65 – The block covers some parts of Northern Malay Basin and lies adjacent to various petroleum production areas, namely Bongkot (blocks 15, 16, and 17). The block, moreover, circles the Nong Yao petroleum production area (Block G11/48).

Forms of petroleum exploration and production rights

Considering existing data concerning petroleum volumes together with requirements under the Petroleum Act, B.E. 2514 and its amendment no. 7, B.E. 2560 (Section 23 and Section 53/1) as well as announcements of the Petroleum Committee on criteria and method for defining areas for petroleum exploration and production in the form of concession, production sharing contract, or service contract dated October 19, 2017 and March 18, 2020 issued under Section 23, Paragraph Four of the Petroleum Act, B.E. 2514 amended by the Petroleum Act (no.7), B.E. 2560, DMF agreed to grant petroleum exploration and production rights for offshore blocks G1/65, G2/65, and G3/65 in the Gulf of Thailand in the 24th bidding in the form of production sharing contract.

Bidding results

Following the opening for the 24th bidding round for petroleum exploration and production rights for three blocks in the Gulf of Thailand, a number of companies showed their interest and submitted their applications. Two companies were finally selected, namely PTTEP Energy Development Co., Ltd., winning the rights for

การยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย ครั้งที่ 24 จำนวน 2 บริษัท ได้แก่ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด เป็นผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 และ G3/65 และบริษัทเชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 โดยมีการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตทั้ง 3 แปลง เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2566 และมีผลใช้บังคับตั้งแต่ 1 มิถุนายน 2566 เป็นต้นไป ผู้รับสัญญาจะได้รับสิทธิในการสำรวจปิโตรเลียมเป็นระยะเวลา 6 ปี (สามารถขอต่อระยะเวลาสำรวจได้อีก 3 ปี) และหากสำรวจพบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์จะสามารถผลิตปิโตรเลียมได้เป็นระยะเวลา 20 ปี (สามารถขอต่อระยะเวลาผลิตได้อีก 10 ปี) ซึ่งจากการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ ดังกล่าว รัฐจะได้รับผลประโยชน์ในรูปแบบของค่าตอบแทนการลงนาม เงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียมในประเทศไทย และอื่น ๆ เป็นเงินประมาณ 380 ล้านบาท รวมถึงหากมีการสำรวจพบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ รัฐจะได้รับผลประโยชน์เพิ่มเติมในรูปของค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และส่วนแบ่งจากปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไรอีกด้วย

ภาพรวมการลงทุนในอนาคต

จากแผนการดำเนินงานล่าสุดของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตทั้ง 3 แปลง คาดว่าจะส่งผลให้เกิดการลงทุนในด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม ตลอดช่วงระยะเวลาการสำรวจปิโตรเลียม 6 ปี คิดเป็นเงินมูลค่าประมาณ 6,800 ล้านบาท ซึ่งหากมีการสำรวจพบปิโตรเลียม จะก่อให้เกิดการต่อยอดการลงทุนในอุตสาหกรรมปิโตรเลียมในประเทศ และขับเคลื่อนการเจริญเติบโตให้กับธุรกิจต่อเนื่องอื่น ๆ อีกเป็นจำนวนมาก อาทิ ธุรกิจเกี่ยวกับการสร้างแท่นผลิตปิโตรเลียม ธุรกิจร้านอาหาร โรงแรม รวมถึงภาคขนส่งอีกด้วย ทำให้เกิดการจ้างงานและสร้างรายได้แก่ท้องถิ่น รวมถึงการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศในภาพรวม อีกทั้ง ยังช่วยลดการนำเข้าและเป็นส่วนหนึ่งในการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานอย่างต่อเนื่อง

Block G1/65 and Block G3/65, and Chevron Offshore (Thailand) Co., Ltd. for Block G2/65. The contracts for these three offshore blocks were signed on May 30, 2023 and took effect as of June 1, 2023 onwards. The production sharing contractors are entitled for their petroleum exploration rights for six years (with a three-year extension, if requested). If commercial volumes of petroleum could be discovered, production will be licenced for 20 years (with a 10-year extension, if requested). The rights for petroleum exploration and production granted will bring about benefit for the government worth altogether around Baht 380 million in the form of signing bonus, financial support for petroleum development in Thailand, and others. With commercial volumes of petroleum, the government will receive additional benefits in the form of royalty, petroleum income tax, and the shared profit.

Future investment

According to the PSC contractors' latest operating plans for the three blocks, an investment of around Baht 6.8 billion in petroleum exploration and development could be expected over the period of six years. If petroleum is discovered, investment will be expanded in the country's petroleum industry, which will further drive the growth of many other related industries, such as petroleum platform construction business, hotels and restaurants, and transport. These businesses will consequently generate employment and income for local people. The investment will essentially contribute to the country's overall economic development while simultaneously lowering imports, thereby continuously enhancing energy security.

Carbon Capture and Storage Technology

เทคโนโลยีการดักจับและการกักเก็บคาร์บอน

เทคโนโลยีการดักจับและการกักเก็บคาร์บอน ด้วยประชาคมโลกต่างตระหนักถึงการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศที่ได้รับผลกระทบอันเนื่องมาจากการสะสมตัวของก๊าซเรือนกระจกที่ถูกปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศอย่างต่อเนื่องเป็นปริมาณมาก จึงกำหนดให้มีการประชุมผู้นำรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Conference of Parties: COP) ครั้งที่ 26 ณ เมืองกลาสโกว์ ประเทศสก๊อตแลนด์ สหราชอาณาจักร โดยมีวัตถุประสงค์หลักที่สำคัญ ได้แก่ 1) ทำอย่างไรให้ทุกประเทศสมาชิกยกระดับเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพื่อให้อุณหภูมิของโลกต่ำกว่า 2 องศาเซลเซียส และเข้าใกล้หรือถึง 1.5 องศาเซลเซียส 2) การปรับตัวเพื่อรองรับผลกระทบจากอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นและภัยพิบัติทางธรรมชาติที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่จะยิ่งทวีความรุนแรงมากขึ้น และ 3) กลไกการสนับสนุนทางการเงิน เทคโนโลยีและองค์ความรู้ต่าง ๆ ที่จะต้องมีการเปลี่ยนผ่านกันระหว่างประเทศพัฒนาแล้วกับประเทศกำลังพัฒนา

Carbon Capture and Storage: CCS As the world community is becoming aware of climate change, made happen by accumulation of greenhouse gases that have been released into the atmosphere in large volumes, the 26 Conference of Parties (COP26) was held in Glasglow, Scotland, the United Kingdom. Key objectives of COP26 included 1) how member countries will raise their GHG emission targets to keep global warming below 2 degrees and to keep 1.5 degrees Celsius within reach; 2) adaptation to effects of the increased temperature and natural disasters associated with climate change that are becoming more dreadful; and 3) financial support mechanism, technology, and knowledge that have to be shared between developed and developing countries.

โดยการประชุมครั้งนี้กำหนดให้แต่ละประเทศต้องเพิ่มเป้าหมายที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศให้ท้าทายยิ่งขึ้น ซึ่งประเทศไทยโดยพลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรีในขณะนั้น ได้ให้ถ้อยแถลงต่อที่ประชุมนี้ว่าประเทศไทยพร้อมที่จะบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี พ.ศ. 2593 และการบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net-Zero Greenhouse Gas Emission) ภายในปี พ.ศ. 2608

โดยนโยบายที่เกี่ยวข้องได้ถูกกำหนดไว้ในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 พ.ศ. 2566 - 2570 ของสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ เป้าหมายที่ 3 หมุดหมายที่ 10 “ไทยมีเศรษฐกิจหมุนเวียนและสังคมคาร์บอนต่ำ” กลยุทธ์ย่อยที่ 4.4 ส่งเสริมเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Utilization and Storage: CCUS) และมีหน่วยงานภาครัฐและภาคเอกชนให้การสนองรับนโยบายเร่งดำเนินการตามแผนการดำเนินงาน เช่น สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้จัดทำแผนยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศ (Long Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy: LT-LEDS) ซึ่งระบุว่าเทคโนโลยี CCUS จะต้องเข้ามามีบทบาทสำคัญภายในปี พ.ศ. 2583 เพื่อให้บรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี พ.ศ. 2593 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero GHG Emission) ภายในปี พ.ศ. 2608 พร้อมกันนี้คณะกรรมการนโยบายการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ที่มีพลเอกประวิตร วงษ์สุวรรณ เป็นประธาน ได้ลงนามจัดตั้งคณะอนุกรรมการการเปลี่ยนสภาพภูมิอากาศด้านการขับเคลื่อนการลดก๊าซเรือนกระจกจากการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอนของประเทศ เมื่อวันที่ 21 เมษายน พ.ศ. 2565 โดยมีรองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นประธาน มีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงานเป็นอนุกรรมการและเลขานุการ และมีสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และองค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก (มหาชน) เป็นอนุกรรมการและผู้ช่วยเลขานุการ เพื่อการขับเคลื่อนการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี CCUS ของประเทศให้เกิดขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม โดยการดำเนินการเชิงเทคนิคและกฎหมายมีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นหน่วยงานรับผิดชอบหลัก การดำเนินการด้านยุทธศาสตร์และนโยบายภาพรวมในการที่จะนำเทคโนโลยี มาประยุกต์ใช้ในช่วงเวลาที่เหมาะสม มีสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเป็นหน่วยงานรับผิดชอบหลัก และการดำเนินการด้านศึกษาการกำหนดค่าอัตราคิดลดที่เหมาะสม สำหรับใช้ในการประเมิน

The conference called for each country to raise their climate change targets to a more challenging level. For Thailand, Gen. Prayuth Chan-O-Cha, the then prime minister, made a statement to the conference that Thailand aims to achieve carbon neutrality by 2050 and net zero green house gas emissions by 2065.

Policies in this regard have been incorporated into the 13th National Economic and Social Development Plan (2023-2027). The plan’s Target 3, Milestone 10, says ‘Thailand has circular economy and is a low-carbon society’ while sub-strategy 4.4 promotes carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technology. Various organizations in both public and private sectors have responded to the policy with prompt actions taken accordingly. The Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning devised its Long-Term Low Greenhouse Gas Emissions Development Strategy (LT-LEDS), which recognizes that the CCUS technology must play a crucial role by the year 2040 if carbon neutrality and net zero GHG emission targets are to be achieved by 2050 and 2065, respectively. The National Committee on Climate Change Policy (NCCC), chaired by Gen. Prawit Wongsuwan, agreed on April 21, 2022 to set up the Climate Change Subcommittee on Driving Greenhouse Gas Reduction through Application of the CCUS Technology. The subcommittee is chaired by deputy prime minister and minister of energy with DMF serving as a subcommittee member and secretary while the Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning, Ministry of Natural Resources and the Environment, together with the Greenhouse Gas Management Organization (TGO) serving as committee members and assistant secretaries. The subcommittee was assigned to materialize the application of CCUS technology, in both technical and legal aspects and in a concrete way, with DMF serving as the major responsible party. The Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning will take responsibilities for the overall strategies and policies to ensure that the technology will be put into practice at the right time. Meanwhile, TGO was assigned to conduct a study and come up with a suggestion on suitable reduction level to be used for assessment of GHG reduction potential.

ศักยภาพการลดก๊าซเรือนกระจก มีองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) เป็นหน่วยงานรับผิดชอบ

การดำเนินงานด้านเทคโนโลยี CCS

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีภารกิจการบริหารจัดการด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยการกำกับดูแลกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในชั้นหินใต้ดินที่ระดับความลึกมากกว่า 1,000 เมตร มีความพร้อมด้านความรู้ความเข้าใจและประสบการณ์มากกว่า 50 ปี ในการบริหารจัดการปิโตรเลียม (ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ) รวมถึงการจัดการน้ำทิ้งจากกระบวนการผลิต (Discharged Water) ที่นำไปกักเก็บในชั้นหินธรณีวิทยา (Geological Formation) ที่อยู่ระดับลึกมากกว่า 1,000 เมตร ได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัยต่อประชาชนและสิ่งแวดล้อม โดยดำเนินการภายใต้มาตรการในการกำกับดูแล การตรวจสอบ และการติดตามที่ได้รับการยอมรับในระดับสากล

นอกจากนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกำลังดำเนินการศึกษาศักยภาพในการนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาใช้ประโยชน์ในการเพิ่มผลการผลิตไฮโดรคาร์บอนจากชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม (Enhanced Hydrocarbon Recovery: EHR) และการอัดกลับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ สำหรับกักเก็บถาวร (Permanent Storage) ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่ไม่มีการไหลเชิงพาณิชย์ ซึ่งมีรูปแบบและวิธีการใกล้เคียงกับกระบวนการอัดน้ำกลับลงในชั้นหินระดับลึกใต้ดินดังกล่าว รวมถึงการศึกษาเพื่อจัดทำร่างระเบียบและกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานและพัฒนาเทคโนโลยี CCUS ในชั้นหินทางธรณีวิทยาของประเทศไทยภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และส่งเสริมสนับสนุนภาคเอกชนในการดำเนินการด้านเทคโนโลยี CCUS พร้อมทั้งสนับสนุนภารกิจและการดำเนินการตามหน้าที่และอำนาจที่กระทรวงพลังงานได้รับมอบหมายได้อย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ ดังนี้

1. โครงการศึกษาศักยภาพการกักเก็บคาร์บอน (CCS) ในชั้นหินธรณีวิทยา ของประเทศไทย บริเวณพื้นที่อ่าวไทยตอนบน (North Gulf of Thailand: NGOT) และบริเวณพื้นที่แอ่งลำปาง จังหวัดลำปาง โดยสรุปดังนี้

1.1) พื้นที่อ่าวไทยตอนบนมีระยะเวลาดำเนินโครงการ 5 ปี (พ.ศ. 2566 – พ.ศ. 2571) โดยงบประมาณที่จะใช้ดำเนินโครงการ 700 ล้านบาท พื้นที่ศึกษาทั้งหมด 30,000 ตารางกิโลเมตร และได้ร่วมลงนามในบันทึกความร่วมมือว่าด้วยการเป็นหุ้นส่วนด้านเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอน (CCUS) ระหว่างกระทรวงพลังงานแห่งราชอาณาจักรไทยโดยรองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานนายสุพัฒนพงษ์ พันธ์มีเชาว์ และกระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรม ประเทศญี่ปุ่น โดย H.E.Mr. NISHIMURA Yasutoshi, Minister of Economy, Trade and Industry of Japan กระทรวงพลังงานไทยกับกระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรม ประเทศญี่ปุ่น

CCS Technology implementation

DMF is the agency with a mission on mineral fuel management, overseeing exploration and production activities of petroleum reserves that lie deeper than 1,000 meters underground. The agency is readily equipped with knowledge, understanding, and over 50 years of experience in petroleum management (natural gas and crude oil), as well as secure storage of discharged water in geological formations at over 1,000 meters underground that is efficient and safe for humans and the environment. DMF has executed its operations, oversight, inspection, and monitoring in accordance with internationally recognized standards.

Moreover, DMF is undertaking a study on enhanced hydrocarbon recovery (HER) and permanent storage of hydrocarbon in petroleum reservoirs found with uneconomic flow rate of petroleum, similar to the water injection method. In parallel, DMF is arranging for draft laws and regulations on operations and development of CCUS technology for application in the geological formations in Thailand under the Petroleum Act, B.E 2514 while giving support for operations concerning CCUS technology in the private sector. DMF consistently supports the Ministry of Energy and executes its duties and responsibilities assigned by the ministry with its utmost efficiency, detailed below:

1. The project to study the potential of CCS technology in geological formations around the Northern Gulf of Thailand and Lampang Basin, as summarized below:

1.1) The Northern Gulf of Thailand – Under a budget of Baht 700 million, the study is carried out in a five-year project (2023-2028) covering an entire area of 3,000 sq.km. A memorandum of cooperation on the CCUS technology was signed with a special intention on technology partnership between Thailand's Ministry of Energy by Mr. Supattanapong Punmeechaow, Deputy Prime Minister and Minister of Energy, and Japan's Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) by H.E. Mr. Nishimura Yasutoshi, Japan's Ministry of Economy, Trade and Industry (METI).

1.2) Lampang Basin – A five-year project (2023-2028) is caried out under a budget of Baht 612 million, which DMF sought funding from Japan's Minister of Economy, Trade and Industry (METI). DMF joined the

1.2) พื้นที่แอ่งลำปาง จังหวัดลำปาง โครงการมีระยะเวลาดำเนินงาน 5 ปี (พ.ศ. 2566 – พ.ศ. 2571) งบประมาณที่จะใช้ดำเนินโครงการ 612 ล้านบาท โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติขอรับการสนับสนุนทุนจากกระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรม ประเทศญี่ปุ่น (Minister of Economy, Trade and Industry: METI) ฝ่ายไทยโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะดำเนินการร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และกรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม เพื่อศึกษาศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์บริเวณพื้นที่แอ่งลำปาง จังหวัดลำปาง ปัจจุบันกำลังอยู่ในระหว่างการพิจารณาความร่วมมือระหว่างกระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรม ประเทศญี่ปุ่นและกระทรวงพลังงานไทย

ผลที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินงานทั้ง 2 โครงการ คือพื้นที่บริเวณอ่าวไทยตอนบน และบริเวณพื้นที่แอ่งลำปาง จังหวัดลำปาง จะมีพื้นที่ที่มีศักยภาพในการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์บริเวณใดบ้าง เป็นปริมาณเท่าไร

2. โครงการกำหนดหลักเกณฑ์และแนวทางในการกำกับดูแลด้านเทคโนโลยี CCUS ในชั้นหินทางธรณีวิทยา ของประเทศไทย

จากผลการดำเนินงานศึกษาด้านกฎระเบียบข้อบังคับ และกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยี CCUS ในชั้นหินธรณีวิทยา ภายใต้ความร่วมมือหน่วยงานในประเทศ ศูนย์วิจัยกฎหมายและการพัฒนา คณะนิติศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และหน่วยงานต่างประเทศ The Commercial Law Development Program (CLDP) พบว่าประเทศไทยยังไม่มีหน่วยงานรับผิดชอบและไม่มีกฎหมายกำกับดูแลกิจการ CCUS ดังนั้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้จัดจ้างที่ปรึกษาดำเนินโครงการกำหนดหลักเกณฑ์และแนวทางในการกำกับดูแลด้านเทคโนโลยี CCUS ในชั้นหินธรณีวิทยาของประเทศ ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 เพื่อส่งเสริมการอัดคาร์บอนไดออกไซด์เพื่อกักเก็บในชั้นหินธรณีวิทยาอย่างมีประสิทธิภาพ

นอกจากมิติสิ่งแวดล้อมที่คนไทยจะได้ประโยชน์จากโครงการ CCS ที่สร้างงานและรายได้ด้วยตัวโครงการเองแล้ว ยังสามารถต่อยอดธุรกิจพลังงานสะอาดที่มีอยู่ในปัจจุบัน โดยนำเทคโนโลยี CCS มาใช้กับโรงไฟฟ้าชีวมวลรวมไปถึงการต่อยอดสินค้าและบริการที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% (RE100) เช่น ปูนซีเมนต์สีเขียว ศูนย์เก็บข้อมูลสีเขียว (Green Data Center) ซึ่งโครงการ CCS ยังสามารถต่อยอดธุรกิจพลังงานสะอาดในอนาคตได้อีกด้วย เช่น ผลิตไฮโดรเจนโดยใช้ก๊าซธรรมชาติควบคู่กับเทคโนโลยี CCS อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเทคโนโลยี CCS ยังไม่เคยนำมาใช้ในประเทศไทย การขับเคลื่อนเทคโนโลยี CCS ในภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ ของประเทศ จำเป็นต้องอาศัยองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องหลายมิติ เช่น ด้านนโยบาย ด้านกฎหมาย ปัจจัยส่งเสริมการลงทุน การพัฒนาบุคลากรและการสร้างระบบนิเวศน์ให้ครบทั้งห่วงโซ่คุณค่า ดังนั้น การส่งเสริมจากภาครัฐและองค์กรที่เกี่ยวข้อง ควบคู่ไปกับมาตรการส่งเสริม

Electricity Generating of Thailand (EGAT), Defence Energy Department, Ministry of Defence, in a study on hydrocarbon capture in the area around Lampang Basin, Lampang Province. Currently, cooperation between Japan's METI and Thailand's Ministry of Energy is being considered.

Expected outcome of both projects - the Northern Gulf and Lampang Basin - includes the number and location of potential sites for carbon capture and storage as well as the amount of carbon dioxide that can be stored.

2. Project to establish criteria and guidelines for overseeing the application of CCUS technology in Thailand's geological formations

Under the collaboration with a local agency, namely the Research Centre for Law and Development, Faculty of Laws, Chulalongkorn University, and a foreign agency, namely the Commercial Law Development Program (CLDP), results of the study on laws and regulations concerning the application of CCUS technology in geological formations pointed out that Thailand still lacks a host agency who will take direct responsibilities for the matter while also lacking laws to regulate CCUS-related activities. DMF, therefore, hired a consultant to carry out a study concerning regulations and guidelines for overseeing the application of CCUS technology in indigenous geological formations based on the Petroleum Act, B.E. 2514 in an attempt to promote injection of carbon dioxide into rock formations for efficient and secure storage.

In addition to the environmental dimension, as well as job and income creation that the Thai society will benefit from the CCS project, business entities currently dealing with clean energy will see opportunities for expansion by applying the CCS technology to biomass power plants, as well as environment-friendly projects and goods and services manufactured from 100% renewable energy (RE100), such as green cement and green data center. The CCS project will, moreover, benefit expansion of future businesses concerning clean energy, for example, production of hydrogen from natural gas in combination with CCS technology. But as the CCS technology has never been used in Thailand, driving the CCS technology in several industrial sectors will need support in various dimensions, including policies,

อื่น ๆ และที่สำคัญคือความรู้และความเข้าใจของสังคม จึงมีส่วนสำคัญที่จะช่วยสนับสนุนให้การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นไปได้จริงและมีประสิทธิภาพ สอดคล้องกับเป้าหมายของประเทศไทยที่ได้ประกาศเจตนารมณ์ไว้

laws, investment promotion, personnel development, and ecosystem throughout the value chain. Therefore, assistance provided by the government and associated organizations along with promotional measures, and particularly, knowledge and understanding by the society, will play a pivotal role in achieving GHG reduction in a tangible and effective manner in line with the country's goal earlier announced.

Digital System

development for higher efficiency in the oversight of petroleum production, transport, storage, and sale or distribution

โครงการพัฒนาระบบดิจิทัลเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมในส่วนของการตรวจสอบการผลิต ขนส่ง เก็บรักษา และ ขายหรือจำหน่าย

ปัจจุบันการขนส่งปิโตรเลียมของแหล่งปิโตรเลียมบนบกจะขนส่งโดยรถไฟและรถบรรทุกเพื่อขนส่งปิโตรเลียมไปขายยังโรงกลั่นน้ำมัน ส่วนการซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแหล่งปิโตรเลียมในทะเลจะทำการซื้อขายผ่านมาตรวัดการซื้อขายที่ติดตั้งอยู่บนแท่นผลิตกลางหรือแท่นกระบวนการผลิต (Central Processing Platform, CPP) และการซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันดิบจะทำการซื้อขายผ่านมาตรวัดการซื้อขายที่ติดตั้งอยู่บนเรือกักเก็บปิโตรเลียม (Floating Storage Offloading, FSO) หรือ เรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียม (Floating Production Storage Offloading, FPSO) ซึ่งผู้รับสัมปทานจะส่งรายงานการผลิตและการขายปิโตรเลียมประจำวันมาให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และมีพนักงานเจ้าหน้าที่คอยตรวจสอบรายงานเป็นประจำทุกวัน

Currently, petroleum transport from onshore fields for sale to the refinery is typically carried out by train or truck tankers. Sale of natural gas produced from offshore fields, meanwhile, is made through a metering system installed on the central processing platform (CPP), and sale of condensate and crude oil is made through another metering system installed on the floating storage offloading unit (FSO) or on the floating production storage offloading unit (FPSO). Concessionaires are required to submit a daily report of petroleum production and sale to DMF for verification also on a daily basis.

เพื่อให้การดำเนินงานและการกำกับดูแลกิจการปิโตรเลียมในประเทศไทย โดยเฉพาะในส่วนของการผลิต เก็บรักษา ขนส่ง ขาย หรือจำหน่ายปิโตรเลียม เป็นไปอย่างรัดกุมและสามารถตรวจสอบได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมทั้งเพื่อให้เกิดความโปร่งใส สร้างความเชื่อมั่นต่อการกำกับดูแล และรักษาผลประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติของประเทศ ในปี พ.ศ. 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะหน่วยงานกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียม จึงได้พัฒนา "ระบบดิจิทัลเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียม" โดยมีเป้าหมายในการพัฒนาระบบฐานข้อมูลการผลิตปิโตรเลียมและระบบสนับสนุนการตรวจสอบการซื้อขายปิโตรเลียม เพื่อควบคุมข้อมูลการผลิตและขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานหรือผู้รับสัญญาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมแบบ Real time โดยได้เริ่มดำเนินการในแหล่งผลิตปิโตรเลียมบนบกทุกแหล่ง เป็นโครงการนำร่องในรอบปีงบประมาณ พ.ศ. 2566

โครงการดังกล่าว ได้ช่วยพัฒนาเครื่องมือในการตรวจสอบข้อมูลการผลิต กักเก็บ ขนส่ง ซื้อขายปิโตรเลียมที่ผลิตในประเทศให้ทันสมัย สนับสนุนการปฏิบัติงานของพนักงานเจ้าหน้าที่โดยใช้ระบบดิจิทัลหรือโปรแกรมในการตรวจสอบและติดตามการซื้อขายปิโตรเลียมที่ผลิตในประเทศ และเพิ่มช่องทางในการเข้าถึงข้อมูลการผลิตและขายปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานหรือผู้รับสัญญาประจำวัน อีกทั้งยังช่วยสร้างความเชื่อมั่นความเข้าใจ ในการปรุงปรับวิธีการตรวจสอบขนส่ง เก็บรักษา และขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียม แก่หน่วยงานภายนอก และประชาชนทั่วไป รวมถึงสร้างช่องทางในการประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนเข้าถึงข้อมูลการผลิต กักเก็บ ขนส่ง ซื้อขายปิโตรเลียมที่ผลิตในประเทศได้อีกทางหนึ่ง

ในปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์เพื่อพัฒนาระบบสนับสนุนการตรวจสอบการซื้อขายปิโตรเลียม (CCTV) ณ แหล่งปิโตรเลียมบนบก จำนวน 7 แหล่ง ได้แก่ แหล่งสินภูฮ่อม (จังหวัดขอนแก่น) แหล่งวิเชียรบุรี (จังหวัดเพชรบูรณ์) แหล่งสิริกิติ์ (จังหวัดกำแพงเพชร) แหล่งบึงหญ้า บึงม่วง (จังหวัดสุโขทัย) แหล่งบูรพา (จังหวัดสุโขทัย) แหล่ง L53 (จังหวัดนครปฐมและสุพรรณบุรี) และแหล่งอู่ทอง (จังหวัดสุพรรณบุรี)จากการพัฒนาระบบดิจิทัลทำให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสามารถเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลระบบฐานข้อมูลการผลิตปิโตรเลียม ระบบรายงานข้อมูลออนไลน์และรายงานสำหรับผู้บริหาร และระบบสนับสนุนการติดตามการซื้อขายปิโตรเลียมบนบกผ่านระบบดิจิทัล รวมถึงการติดตามด้วยกล้อง CCTV แบบ Real time เพื่อตรวจสอบภายในพื้นที่ปฏิบัติงาน

ในปีงบประมาณ 2567 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีแผนจะดำเนินการพัฒนาขยายขอบเขตการดำเนินงานในการตรวจสอบการปรับเทียบมาตรวัดซื้อขายปิโตรเลียมและสามารถเข้าร่วม

To ensure that operations and oversight of petroleum affairs in Thailand, particularly in the areas of production, storage, transport, sale or distribution, can be made more efficient and examinable with assured transparency to win trust of the oversight work and to protect the nation's natural resources, DMF, as the state agency overseeing petroleum affairs, developed 'the digital system for higher efficiency in petroleum operation oversight' in 2023. Through development of a petroleum production database system and a system to facilitate verification of petroleum sale, DMF aims to have real-time control of data concerning petroleum production and sale made by concessionaires and contractor of production sharing contracts. Operations in this regard have already started under a pilot project at all onshore petroleum fields during the fiscal year 2023.

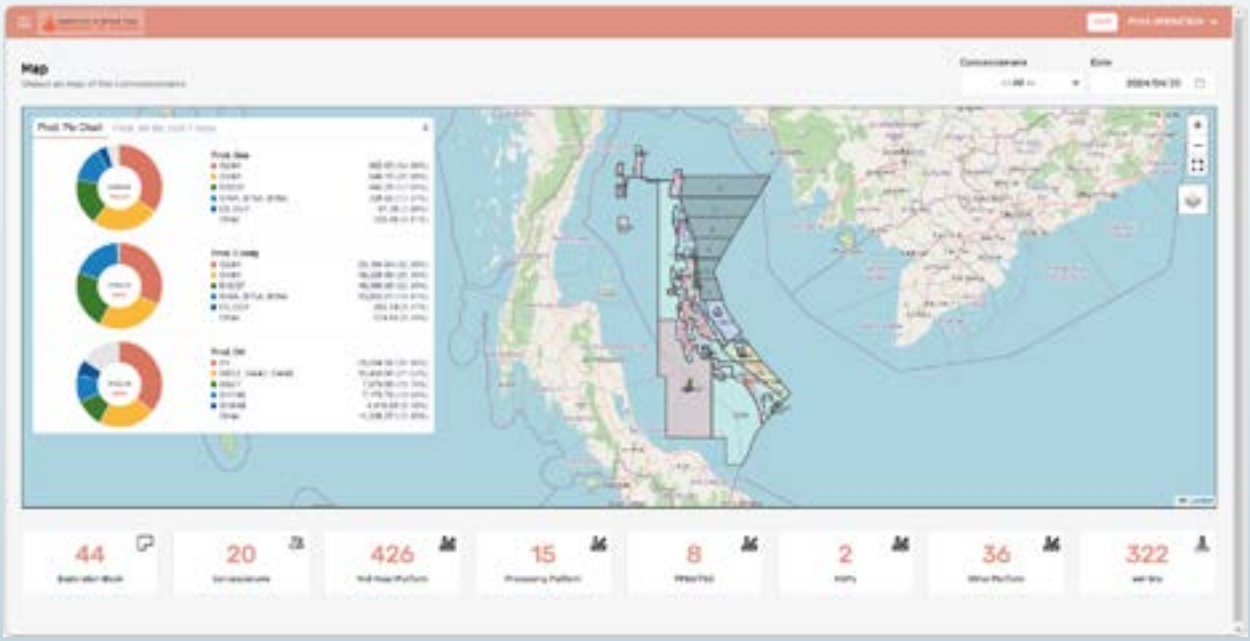
The project has contributed to the development of modern equipment for verification of production, storage, transport, and sale of petroleum produced in Thailand. The digital system and the specially designed program also help enhance DMF staff performance when they check and track petroleum sales. It provides a wider access to concessionaires' or PSC contractors' data concerning their daily petroleum production and sale. Most of all, the digital system builds up confidence and understanding about the need for an improved system for verifying petroleum transport, storage, and sale or distribution among outside agencies and the public. It serves as another channel for publicizing data concerning production, storage, transport and sale of indigenously produced petroleum to the public.

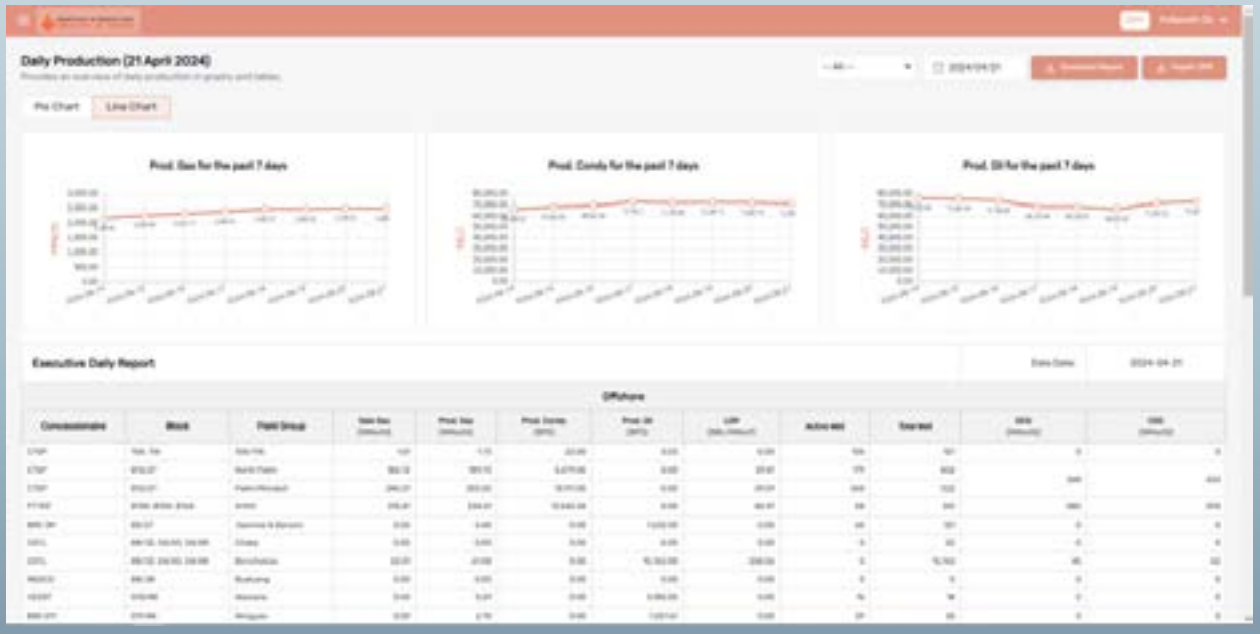
In 2023, DMF started to install the CCTV system for monitoring petroleum sales at seven onshore fields, namely Phu Hom Field (Khon Kaen), Wichian Buri Field (Phetchabun), Sirikit Field (Kamphaeng Phet), Bung Ya Field and Bung Muang Field (Sukhothai), Burapa Field (Sukhothai), L53 Field (Nakhon Pathom and Suphan Buri), and U-Thong Field (Suphan Buri).

Development of the digital system has helped raise DMF staff efficiency in their monitoring of the petroleum production database system, the online data reporting system for executives, and the supportive digital system for keeping track of petroleum sales at onshore sites, as well as the real-time CCTV for observing on-site operations.

เป็นพยานผ่านระบบออนไลน์ได้ รวมทั้งการติดตามการขนถ่ายก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันดิบแหล่งปิโตรเลียมในทะเล ซึ่งความสำเร็จของการจัดทำโครงการในระยะนี้ จะทำให้กำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมในส่วนของการตรวจสอบการผลิต ขนส่ง เก็บรักษา และ ขายหรือจำหน่าย มีความสมบูรณ์แบบ สามารถเข้าถึงและตรวจสอบการดำเนินงานของผู้ประกอบการได้รวดเร็ว และมีความโปร่งใส เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและความปลอดภัยในการทำงานของเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทั้งเป็นการลดการใช้ทรัพยากรบุคคล และงบประมาณในการเดินทางไปยังสถานที่ประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่ต่างจังหวัดหรือพื้นที่นอกชายฝั่ง

In 2024, DMF plans to further expand its scope of work involving calibration of petroleum sale metering, which will enable DMF to witness the operations through the online system. System improvement will also enhance monitoring of condensate and crude oil transport at offshore production sites. The success of the project will take oversight of petroleum operations in the areas of verification of production, transport, storage, and sale or distribution to perfection. DMF will have the ability to swiftly access and examine operations with transparency, resulting in enhanced work efficiency and safety for DMF, while reducing its dependence on humans and expenses needed for traveling to distant petroleum operating sites or offshore locations.





1 DMF Overview

ภาพรวมกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1.1 อำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย
Legal Authority

กฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2562 กำหนดให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีภารกิจเกี่ยวกับการส่งเสริม สนับสนุน และเร่งรัดการจัดหาพลังงาน โดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ จัดทำแผนการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล และส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้าน และประเทศอื่น โดยให้มีหน้าที่และอำนาจดังต่อไปนี้

1. บริหารจัดการการให้สัญญาหรือสัมปทานปิโตรเลียม การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่ง การขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม รวมถึงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม
2. กำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม
3. วิเคราะห์ วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรองและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ
4. ศึกษาและเสนอแนะแนวทางการนำเข้าและการซื้อขายก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG)
5. ศึกษาและส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก และศึกษาและส่งเสริมการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล
6. กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานการดำเนินงาน อาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมเกี่ยวกับงานเชื้อเพลิงธรรมชาติ
7. พิจารณาสิทธิ ประสาน และอำนวยความสะดวกแก่ผู้ประกอบการให้เป็นไปตามกฎหมาย และข้อผูกพันต่อรัฐ รวมทั้งจัดเก็บค่าภาคหลวงและผลประโยชน์อื่นใดจากปิโตรเลียม
8. ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วม พื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้านและประเทศอื่น

Under the Ministerial Regulation on the organisation of the Department of Mineral Fuels, Ministry of Energy B.E. 2562 (2019), the department is charged with the promotion, support, and acceleration of national energy supply through: promotion and acceleration of exploration and development of indigenous fuel resources, formulation of plans for such supply for national energy security, management of liquefied natural gas (LNG), promotion of alternative energy consumption as well as that of imported coal for power generation on a par with international standards, and promotion of cooperation in mineral fuel resource exploration and development with neighboring and other countries, with the following authorities:

1. Manage the granting of petroleum concessions or contracts for the exploration, production, storage, transport, sale and distribution, including decommissioning of installations used in petroleum operations.
2. Define approaches for procurement, development, and management of petroleum resources.
3. Analyze, research, and assess reserves potential and volumes, and develop mineral fuel resources.
4. Investigate and recommend approaches for natural gas and LNG import and sale.
5. Investigate and promote consumption of alternative energy as well as imported coal for power generation on a par with international standards.
6. Define and oversee standards for occupational health, safety, and environment in relation to petroleum operations.
7. Review rights, coordinate, and facilitate operators under the law and obligations to the State, and collect royalty payments as well as other benefits.
8. Coordinate cooperation in the exploration and development of mineral fuel resources

9. บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ
10. ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นหน้าที่และอำนาจของกรมหรือตามที่รัฐมนตรี หรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

ให้มีการแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดังต่อไปนี้

1. สำนักงานเลขานุการกรม
2. กองความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
3. กองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ
4. กองเทคโนโลยีการประกอบกิจการปิโตรเลียม
5. กองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ
6. กองบริหารสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม
7. กองยุทธศาสตร์และแผนงาน
8. ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร

ให้มีกลุ่มตรวจสอบภายใน และกลุ่มพัฒนาระบบบริหาร ซึ่งรับผิดชอบงานขึ้นตรงต่ออธิบดี นอกจากนี้ได้มีการจัดตั้งกองภายในคือ กองสัญญาแบ่งปันผลผลิต เพื่อดำเนินการกำกับดูแลการบริหารสัญญาตามระบบบริหารจัดการปิโตรเลียมรูปแบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)

in joint development areas and overlapping aeas with neighboring and other countries.

9. Manage information and data for petroleum and other mineral fuels.
10. Perform other duties under the law or as assigned by the Minister of Energy or the Cabinet.

To achieve its objectives, DMF is made up of:

1. Secretariat of the Department
2. Safety and Environment Division
3. Mineral Fuels Management Division
4. Petroleum Technology and Operations Supervision Division
5. International Petroleum Management Division
6. Petroleum Concession and Contract Management Division
7. Strategy and Planning Division
8. Information and Communication Technology Center

There will be two groups – Internal Audit Group and Public Sector Development Group - which report directly to the Director General. Furthermore, a new division has been established, namely the Production Sharing Contract Division to supervise the management of contracts under a petroleum management system, the Production Sharing Contract (PSC).

1.2 นโยบายและยุทธศาสตร์ด้านพลังงาน
Energy Policy and Strategies

คำแถลงนโยบายของคณะรัฐมนตรี นายเศรษฐา ทวีสิน นายกรัฐมนตรี แถลงต่อรัฐสภาเมื่อวันที่ 11 กันยายน 2566 นโยบายด้านพลังงานที่เป็นนโยบายเร่งด่วนคือ การลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชน อันเป็นปัจจัยสำคัญในการดำรงชีวิตและเศรษฐกิจ รัฐบาลจะสนับสนุนให้เกิดการบริหารจัดการราคาพลังงานทั้งค่าไฟฟ้า ค่าก๊าซหุงต้ม และค่าน้ำมันเชื้อเพลิงให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมในทันที นอกจากนี้รัฐบาลจะปรับเปลี่ยนโครงสร้างการใช้พลังงานของประเทศโดยวางแผนความต้องการและสนับสนุนการจัดหาแหล่งพลังงานอย่างเหมาะสม ส่งเสริมการผลิตและการใช้พลังงานสะอาดและพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้สอดคล้องกับแนวทางการพัฒนาเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน เร่งเจรจาการใช้พลังงานในพื้นที่อ้างสิทธิกับประเทศข้างเคียงและสำรวจแหล่งพลังงานเพิ่มเติม รวมถึงการสนับสนุนให้เกิดการจัดหาแหล่งพลังงานใหม่ ๆ ภายใต้กลไกตลาด เพื่อให้มั่นใจว่าประเทศไทยจะมีความมั่นคงทางพลังงานที่จะขับเคลื่อนประเทศต่อไป

กระทรวงพลังงานกำหนดแผนการดำเนินงานในปี 2566 มุ่งสู่พลังงานสะอาดเพื่อตอบโจทย์สังคมคาร์บอนต่ำ แบ่งเป็น 4 มิติ ประกอบด้วย มิติที่ 1 สร้างความมั่นคงสู่สังคมคาร์บอนต่ำ มิติที่ 2 เสริมสร้างเศรษฐกิจ มิติที่ 3 ลดความเหลื่อมล้ำและสร้างคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้น และมิติที่ 4 การพัฒนาองค์กรเพื่อให้บริการ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี ค.ศ. 2050 (พ.ศ. 2593) และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ในปี ค.ศ. 2065 (พ.ศ. 2608)

กระทรวงพลังงาน ดำเนินการจัดทำกรอบแผนพลังงานชาติ ซึ่งได้กำหนดแนวนโยบายภาคพลังงาน โดยมีเป้าหมายสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาด และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ ภายในปี ค.ศ. 2065-2070 เพื่อสร้างศักยภาพการแข่งขันและการลงทุนของผู้ประกอบการไทย ให้สามารถปรับตัวสู่การลงทุนเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำตามทิศทางโลกตลอดจนใช้ประโยชน์จากการลงทุนในนวัตกรรมใหม่เพื่อสร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจสอดคล้องกับยุทธศาสตร์การขับเคลื่อนนโยบายการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งจะมีผลต่อทิศทางการพัฒนาพลังงานที่สำคัญโดยรวมทั้ง 5 แผนไว้ด้วยกัน ประกอบด้วย 1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) 2) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) 3) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) 4) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan) และ 5) แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan) คาดว่าจะเสร็จภายในปี 2567 แผนพลังงานชาติจึงเปรียบเสมือนแผนที่ที่จะกำหนดทิศทาง

According to the policy statement given by Prime Minister Sretta Thavisin to the Parliament on September 11, 2023, one urgent energy policy was the reduction of energy cost, a factor with essential impact on people's living and the economy. The government vowed to take immediate actions to keep all sorts of energy costs, i.e. electricity, cooking gas, and petrol, at a suitable level. It, moreover, would reshape the country's energy consumption structure with a plan on demand management and energy supply from suitable sources, promote production and consumption of clean and renewable energy in line with the sustainable economic and environmental development, and accelerate negotiations with neighboring countries on energy production from overlapping claimed areas in parallel with exploration for additional energy sources. Energy procurement from new sources based on market mechanisms would also be promoted to ensure energy security for moving the country forward.

The Ministry of Energy, in its work plan for 2023, set its sights on clean energy to promote a low-carbon society. The work plan was mapped out in four dimensions. Dimension 1: To foster energy security towards a low-carbon society; Dimension 2: To strengthen the economy; Dimension 3: To reduce inequality while building a better life quality; and Dimension 4: Organizational development with emphasis on providing services. All of these will lead the country towards achieving carbon neutrality by 2050 and net zero greenhouse gas emissions target by 2065.

The Ministry of Energy drew up the National Energy Plan defining policy for energy sector with an aim to move Thailand forward to clean energy while minimizing carbon dioxide emissions to achieve net zero GHG emissions by 2065-2070. The National Energy Plan aims to raise the competitive edge and investment of Thai operators while encouraging them to invest in the low-carbon economy in keeping with the global trends. The Plan, in addition, aims to make use of investment in innovation for enhancing economic values in line

ให้นโยบายด้านพลังงานของประเทศขับเคลื่อนไปอย่างมีเป้าหมาย และเกิดการพัฒนาพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมอย่างยั่งยืน

สำหรับการส่งเสริมอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นหน่วยงานผู้รับผิดชอบหลักนั้น กระทรวงพลังงานได้เล็งเห็นความสำคัญ โดยได้บรรจุการดำเนินการดังกล่าวเป็นหนึ่งในมาตรการขับเคลื่อนที่สำคัญภายใต้แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศในราคาที่เป็นธรรม รวมทั้งบริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม โดยคำนึงถึงความสมดุลสิ่งแวดล้อม รวมทั้งมีการดำเนินการต่าง ๆ ที่สำคัญ ดังนี้

• กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำกับดูแลการดำเนินงานช่วงเปลี่ยนผ่านแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกชแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 16 และ 17 จากระบบสัมปทานไปสู่ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 เมื่อวันที่ 7-8 มีนาคม 2566 เป็นไปอย่างราบรื่น สามารถดำเนินงานอย่างต่อเนื่องทันทีทุกขั้นตอนพร้อมเดินหน้าการผลิตก๊าซธรรมชาติให้บรรลุเป้าหมาย เพื่อรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ ซึ่งจะช่วยสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศอย่างต่อเนื่อง

• การลงนามสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย ครั้งที่ 24 จำนวน 3 แปลง (G1/65, G2/65 และ G3/65) ระหว่างกระทรวงพลังงานกับบริษัทผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2566 ซึ่งเป็นไปตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2566 ที่ได้อนุมัติให้บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ปตท.สผ.อีดี) เป็นผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 และ G3/65 ขนาดพื้นที่รวม 20,133.87 ตารางกิโลเมตร และบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 ขนาดพื้นที่ 15,030.14 ตารางกิโลเมตร

• กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติร่วมกับศูนย์บริการวิชาการแห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ทำการศึกษาและประเมินผลสัมฤทธิ์ของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม ตลอดจนกฎหมายลำดับรองที่เกี่ยวข้อง พบว่าบางหมวด บางมาตราอาจไม่สอดคล้องกับสภาพสังคม และสภาพการดำเนินงานในปัจจุบัน รวมถึงแนวโน้มความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีที่เกิดขึ้น และยังมีอุปสรรคในการดำเนินงาน เนื่องจากข้อกำหนดต่าง ๆ จึงนำมาสู่การแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่..) พ.ศ. ... ดังกล่าว (สาระสำคัญคือ ทำให้การผลิตที่ดำเนินการอยู่แล้วสามารถดำเนินการต่อไปอย่างต่อเนื่อง

with the GHG emissions reduction strategy, which will influence energy development direction. The five plans, consisting of the Power Development Plan (PDP), Alternative Energy Development Plan (AEDP), Energy Efficiency Plan (EEP), Gas Plan, and Oil Plan, are to be integrated into one National Energy Plan and expected for completion by 2024. The Plan is therefore a roadmap defining national energy policies on efficient energy development to achieve sustainable economic and social development.

As for the promotion of the petroleum exploration and production, DMF's prime mission, the ministry recognizes its importance and has included it as one of its key driving measures under the Gas Plan 2018 (2018-2037) to ensure sufficient natural gas supply that meets domestic demand at fair prices and to manage secure and efficient infrastructural systems to sustain economic and social development with due regard to environmental equilibrium. Key actions taken included:

• Managing the smooth transition of Bongkot Field (offshore blocks 16 and 17 in the Gulf of Thailand) from the concession regime to the production sharing contract (PSC) regime, renamed as Block G2/61, during March 7-8, 2023, resulting in seamless changeover and continuity of natural gas production that meets the target to satisfy domestic demand and benefits the nation's energy security.

• Signing the production sharing contracts for three exploration blocks in the Gulf of Thailand, namely G1/65, G2/65, and G3/65, between the Ministry of Energy and the contractors on May 30, 2023, following the resolution of the cabinet on March 7, 2023. PTTEP Energy Development Company Limited (PTTEP ED) was granted a production sharing contract to operate offshore blocks G1/65 and G3/65 in the Gulf of Thailand covering a total area of 20,133.87 sq.km., and Chevron Offshore (Thailand) Company Limited another contract to operate the offshore Block G2/65 also in the Gulf of Thailand covering a total area of 15,030.14 sq.km.

• DMF, in collaboration with Chula Unisearch of Chulalongkorn University, undertook a study to assess the effectiveness of the Petroleum Act, B.E. 2514 and its amendments as well as subsequent secondary legislation. The study found that some divisions and sections did not keep up with current social conditions,

เพื่อประโยชน์ด้านความมั่นคงทางพลังงานอย่างยั่งยืน) และจัดทำโครงการประเมินผลการบังคับใช้กฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมเพื่อความมั่นคงด้านการจัดหาพลังงาน โดยเปิดรับฟังความคิดเห็นต่อพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม รวมถึงกฎหมายลำดับรองที่เกี่ยวข้องผ่านระบบกลางทางกฎหมาย (18 พฤษภาคม - 26 มิถุนายน 2566) และเว็บไซต์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (16 สิงหาคม - 14 กันยายน 2566) เพื่อเปิดช่องทางให้ประชาชนทั่วไปแสดงความคิดเห็นได้ และจัดการประชุมเพื่อรับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียและผู้ที่อาจได้รับผลกระทบอันเนื่องจากพระราชบัญญัติปิโตรเลียมฯ และกฎหมายลำดับรองอื่นที่เกี่ยวข้อง ที่กรุงเทพฯ (18 พฤษภาคม 2566 และ 22 สิงหาคม 2566) และที่ขอนแก่น (22 พฤษภาคม 2566 และ 31 สิงหาคม 2566) โดยปัจจุบัน อยู่ระหว่างการพิจารณาในรายละเอียดของร่างพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่..) พ.ศ. ... ที่ผ่านการรับฟังความคิดเห็น เพื่อที่จะดำเนินการเสนอร่างกฎหมายตามขั้นตอนทางกฎหมายต่อไป

• กระทรวงพลังงานและกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ร่วมประชุมคณะอนุกรรมการการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศด้านการขับเคลื่อนการลดก๊าซเรือนกระจกจากการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อการดักจับ การใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอนของประเทศ (CCUS) เมื่อวันที่ 30 มิถุนายน 2566 เพื่อเร่งรัดติดตามความคืบหน้าการดำเนินงานด้านเทคโนโลยี CCUS ของประเทศ โดยมีรองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นประธาน มีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นอนุกรรมการและเลขานุการ โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นหน่วยงานหลักในการดำเนินการเชิงเทคนิคและกฎหมาย ซึ่งมีการดำเนินงานที่สำคัญคือ การศึกษาศักยภาพการกักเก็บคาร์บอน (CCS) ในชั้นหินธรณีวิทยา (Geological Formation) ของประเทศไทย บริเวณพื้นที่อ่าวไทยตอนบน (Northern Gulf of Thailand: NGOT) และบริเวณพื้นที่แอ่งลำปาง จังหวัดลำปาง และการศึกษาความเป็นไปได้ทางกฎหมายในการกำกับดูแลกิจการเทคโนโลยี CCUS ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม ตลอดจนกฎหมายลำดับรองที่เกี่ยวข้อง

• โครงการระบบดิจิทัลเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียม เพื่อให้การดำเนินงานและการกำกับดูแลกิจการปิโตรเลียมในประเทศไทย โดยเฉพาะในส่วนของการผลิต เก็บรักษา ขนส่ง ขาย หรือจำหน่ายปิโตรเลียม เป็นไปอย่างรัดกุมและสามารถตรวจสอบได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมทั้งเพื่อให้เกิดความโปร่งใส สร้างความน่าเชื่อถือต่อการกำกับดูแล และรักษาผลประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติของประเทศ โดยได้เริ่มดำเนินการในแหล่งผลิตปิโตรเลียมบนบกทุกแหล่งตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2566 เป็นต้นมา สำหรับการนำระบบดิจิทัลมาใช้กับแหล่งผลิตปิโตรเลียมในทะเล จะอยู่ในแผนการดำเนินงานในระยะต่อไป โดยคาดว่าจะสามารถใช้ระบบดิจิทัลในการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมทั่วประเทศทั้งแหล่งบนบกและในทะเลได้ภายในปี 2567

business practice, and technology trends and existing regulations had also caused several difficulties. All of these have led to the amendment of the Petroleum Act (No. ..), B.E... (The essence is to enable continuity of the operations to ensure sustainable energy security.) Meanwhile, another project is to be carried out to assess enforcement of laws on petroleum to enhance energy supply security. Opinions and comments from the public concerning the Petroleum Act, B.E. 2514, and its amendments as well as subsequent laws were collected through the legal central system (May 18-June 26, 2023), and DMF website (August 16-September 14, 2023). Engagement sessions with stakeholders and those with possible impact from the Petroleum Act and subsequent laws were held in Bangkok (May 18, 2023, and August 22, 2023), and in Khon Kaen (May 22, 2023, and August 31, 2023). Details of the draft Petroleum Act (No. ..), B.E..., after public opinions and comments, are now under consideration prior to submission under legislative process.

• The Ministry of Energy and DMF participated in the Subcommittee on Greenhouse Gas Reduction Using the Carbon Capture, Utilization, and Storage Technology (CCUS) on June 30, 2023, to follow up progress of the application of CCUS technology in Thailand. The event was chaired by the Deputy Prime Minister and Minister of Energy, with DMF as a subcommittee member and secretary. DMF, as the key agency responsible for technical and legal processes, was assigned a major task to take a study on CCS potential in geological formation in the Northern Gulf of Thailand (NGOT) and in Lampang Basin, Lampang Province, and a legal feasibility study on CCUS monitoring under the Petroleum Act, B.E. 2514 and its amendments as well as subsequent secondary legislation.

• The digital project to raise efficiency of petroleum operations oversight and make production, storage, transport, sale, and distribution of petroleum more controllable and examinable for higher monitoring transparency and trustworthiness with benefits from the country's natural resources protected was launched at all onshore petroleum sites on October 1, 2023. Full-scale digitalization at both offshore and onshore sites is expected in 2024.

• กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับรางวัล **องค์กรเกียรติยศ** เพื่อยกย่องเชิดชูเกียรติ องค์กรภาครัฐ ภาคเอกชน และภาคประชาสังคม ที่บริหารงานโดยยึดหลักคุณธรรม จริยธรรม เป็นองค์กรที่เสริมสร้างคนดี คนเก่ง คนกล้า และโอกาสสู่สังคม เพื่อพัฒนาชาติไทยอย่างยั่งยืน เมื่อวันที่ 4 เมษายน 2566 ณ อาคารรัฐสภา กรุงเทพมหานคร ทั้งนี้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับรางวัลดังกล่าวจากการจัดโครงการจิตอาสาภาคประชาชน มุ่งผลสัมฤทธิ์ "กิจกรรมการจัดทำซั้งกอ สร้างบ้านให้ปลาเพื่อส่งเสริมอาชีพและพัฒนาคุณภาพชีวิตกลุ่มประมง" ในพื้นที่จังหวัดชุมพร ซึ่งนับเป็นการส่งเสริมโอกาสในการประกอบอาชีพ และพัฒนาคุณภาพชีวิตให้กับภาคประชาชน เพื่อพัฒนาสังคมในภาพรวมต่อไปตามแนวคิดหลักของรางวัลดังกล่าว

กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนปฏิบัติราชการระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2566-2570) ของกระทรวงพลังงาน ที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี แผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ แผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน นโยบายของคณะรัฐมนตรีที่แถลงต่อรัฐสภา แผนพลังงานชาติ และแผนอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เป็นกรอบในการปฏิบัติราชการของหน่วยงานในสังกัดกระทรวงพลังงาน โดยมีประเด็นด้านพลังงานเป็นส่วนขับเคลื่อนที่สำคัญ ซึ่งจะนำไปสู่การปฏิบัติเพื่อให้ประเทศไทยบรรลุวิสัยทัศน์ "ประเทศไทยมีความมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน เป็นประเทศที่พัฒนาแล้ว ด้วยการพัฒนาตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียง" โดยมีเป้าหมายการพัฒนาประเทศในภาพรวม คือ ประเทศชาติมั่นคง ประชาชนมีความสุข เศรษฐกิจพัฒนาอย่างต่อเนื่อง สังคมเป็นธรรม ฐานทรัพยากรธรรมชาติยั่งยืน โดยมีประเด็นการพัฒนา 6 ยุทธศาสตร์ ซึ่งกระทรวงพลังงานมีส่วนขับเคลื่อนในยุทธศาสตร์ที่ 2 ด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน และยุทธศาสตร์ที่ 5 ด้านการสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 1	การสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน
แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 2	การกำกับดูแล ราคา และการสร้างการแข่งขัน เพิ่มประสิทธิภาพ
แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 3	การสร้างความยั่งยืนและเข้าถึงประชาชน
แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 4	การสร้างความโปร่งใส เป็นองค์กรที่มีธรรมาภิบาล ให้สังคมเชื่อถือ

• DMF received an **'Honorable Organization Award'** which is given to organizations in public, private, and people sectors in recognition of their performance in adherence to integrity and ethics principles, while providing opportunities for good and courageous talents to take part in the nation's sustainable development. The award was presented at the Parliament on April 4, 2023. DMF was considered for the award from its volunteer project that benefits the people sector called 'the fish cage for career development and better life quality of fishing groups project' in Chumphon Province. This result-oriented project conforms to the concept of the award.

The Ministry of Energy devised its five-year (2023-2027) Action Plan in alignment with the 20-year National Strategy, a master plan under such strategy, the National Economic and Social Development Plan, the National Energy Reform Plan, the Cabinet's policy stated to Parliament, the National Energy Plan, and other applicable plans. The Action Plan, driven by energy issues, provides a framework for all units under the Ministry of Energy that will lead to implementation to achieve the vision for Thailand's security, prosperity, and sustainability to support its developed-country status through the Self-Sufficiency Economy philosophy. The ultimate goal of the country's development envisions national security, people's happiness, continuous economic development, fair society, and sustainable natural resource bases. Among the Plan's six strategies for development, the Ministry of Energy is tasked to drive Strategy 2 which involves raising competitiveness, and Strategy 5 which aims for growth on the quality of life that is friendly to the environment. The Action Plan features the following key action plans:

Action Plan 1:	Establishment of energy security
Action Plan 2:	Regulations on energy prices, promotion of competition, efficiency improvement
Action Plan 3:	Establishment of sustainability and public access
Action Plan 4:	Establishment of transparency and an entity of good governance for public credibility

DMF is the ministry's arm with a major role in promoting and accelerating energy supply through promotion and acceleration of the exploration and

ในส่วนของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงาน ซึ่งเป็นหน่วยงานหลักที่มีภารกิจเกี่ยวกับการส่งเสริมสนับสนุน และเร่งรัดการจัดหาพลังงาน โดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ จัดทำแผนการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล และส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้านและประเทศอื่น

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการทบทวน ปรับปรุงแผนและจัดทำแผนปฏิบัติราชการระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2566-2570) ซึ่งประกอบด้วยวิสัยทัศน์ พันธกิจ ภารกิจ และอำนาจหน้าที่ ที่สอดคล้องกับการดำเนินงานของกระทรวงพลังงาน ในด้านการเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานและการส่งเสริมการพัฒนา ผลิต และใช้พลังงานควบคู่ไปกับการดูแลสิ่งแวดล้อม เพื่อให้การดำเนินงานการปฏิบัติราชการของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สามารถสอดรับและเป็นไปในทิศทางเดียวกับกระทรวง ดังนี้

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 1 สร้างความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศ และต่างประเทศ

เป้าประสงค์ : ประเทศมีความมั่นคงด้านพลังงานและสามารถตอบสนองความต้องการเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างยั่งยืน

แนวทางการพัฒนา มีดังนี้

• การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมและขีดความสามารถการจัดหาปิโตรเลียมจากแหล่งภายในประเทศ เช่น การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมพื้นที่บนบก บริเวณภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จำนวน 9 แปลง

• เร่งรัดให้มีการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ เช่น การเตรียมความพร้อมเพื่อให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมครั้งที่ 25 บริเวณภาคกลางและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

• ส่งเสริมและกำกับดูแลการสำรวจและพัฒนาพื้นที่ในแปลงสำรวจปิโตรเลียมปัจจุบัน เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบปริมาณสำรองปิโตรเลียม เช่น การพิจารณาคำขอต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27 (แหล่งไพลิน) และ B8/38 (แหล่งบัวหลวง) การบูรณาการร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อการเข้าใช้พื้นที่ การเร่งรัดการลงทุนเพื่อเพิ่มอัตราการผลิต

• ส่งเสริมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมให้เป็นไปอย่างต่อเนื่อง และการแก้ไขปัญหาพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อน

development of indigenous mineral fuels, formulation of mineral fuel supply plans for national energy security, management of liquefied natural gas (LNG), advocacy of alternative mineral fuels, advocacy of imported coal for international-standard power generation, and promotion of cooperation with neighboring countries and other countries on exploration and development of natural fuel sources.

DMF reviewed its five-year Action Plan (2023-2027), which consisted of vision, mission, responsibility, and authority to ensure alignment with the ministry's role to promote national energy security as well as energy development, production, and consumption in parallel with environmental care. The effort has kept DMF's performance compatible with the ministry's direction, as elaborated below.

Action Plan 1: Establish and maintain security of mineral fuel supply from indigenous and overseas sources

Goals: National energy security, with ability to meet mineral fuel demand in a sustainable way

Development approaches:

• Evaluating petroleum potential and capability in securing petroleum supply from indigenous sources, as seen in projects on current petroleum reserve assessment in preparation of the new bidding round for the right to explore and produce petroleum for 9 blocks onshore in the central and northeastern Thailand.

• Accelerating new E&P bidding rounds to increase the opportunity in discovering new deposits, as seen in the preparation of the 25th bidding round for petroleum blocks in the Central and Northeast regions.

• Promoting and overseeing exploration and development of current exploration blocks to increase the probability of discovering new petroleum reserves, as seen in the consideration for extension of the production period for Block B12/27 (Pailin Field) and B8/38 (Bualuang Field) in the Gulf of Thailand, coordination with related agencies to provide access to petroleum fields, and acceleration of investment in raising production rates.

• Promoting exploration and production in joint development areas and resolving continental-shelf overlapping areas with neighboring countries, as seen in

กับประเทศเพื่อนบ้าน เช่น โครงการติดตาม ตรวจสอบ การบริหารจัดการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โครงการประชุมหารือเพื่อแก้ไขปัญหาพื้นที่อ้างสิทธิไหล่ทวีปทับซ้อน ไทย-กัมพูชา

• ส่งเสริมและผลักดันให้ภาคเอกชนเข้าไปลงทุนสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในต่างประเทศให้เพิ่มขึ้น รวมทั้งเสริมสร้างความสัมพันธ์ระหว่างประเทศ เพื่อเพิ่มความเชื่อมั่นระหว่างกัน เช่น รายงานสรุปผลการดำเนินงานเพื่อส่งเสริมและสร้างโอกาสในการลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• เตรียมความพร้อมในการบริหารจัดการสัมปทานและสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่จะสิ้นอายุ เช่น การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่จะสิ้นอายุสัญญาในปี 2572 ของแปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 2 ส่งเสริมการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้มีความปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และการจัดการก๊าซเรือนกระจก

เป้าประสงค์ : การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศมีความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ชุมชนและมีความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน

แนวทางการพัฒนา มีดังนี้

• การบริหารจัดการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียมให้เป็นไปตามหลักวิศวกรรม และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการจัดทำและพัฒนาฐานข้อมูลเพื่อติดตามการรื้อถอนตามแผนงานที่ได้รับความเห็นชอบจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

• พัฒนาองค์ความรู้และจัดทำแนวทางปฏิบัติที่ช่วยยกระดับด้านการป้องกันและบรรเทาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย

• กระตุ้นและเสริมสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการมุ่งเน้นการพัฒนาระบบบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกิจกรรมเชิงป้องกัน

• ส่งเสริมการดักจับ การกักเก็บ และการใช้ประโยชน์ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในกิจการปิโตรเลียมและในภาคอุตสาหกรรมอื่น ๆ เช่น โครงการศึกษาและประเมินศักยภาพการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในบริเวณพื้นที่อ่าวไทยตอนบน โครงการกำหนดหลักเกณฑ์และแนวทางการดำเนินงานและพัฒนาเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และกักเก็บคาร์บอนของประเทศไทย

the project to monitor, examine, and manage petroleum exploration and production in the MTJDA and the project to hold discussions to resolve issues concerning the continental-shelf overlapping claimed areas between Thailand and Cambodia.

• Encouraging the private sector to invest more in E&P operations abroad and strengthening international relations for greater mutual trust, as seen in the performance report on actions taken to promote investment in petroleum exploration and production.

• Getting prepared for managing concessions and the production sharing contract nearing their expiry, as seen in the management of the production sharing contract for Block A-18 in MTJDA which is due to expire in 2029.

Action Plan 2: Promote measures for E&P safety, environmental friendliness, and greenhouse gas management

Goals: Domestic E&P business becoming friendly with the environment and communities as well as safe for workers

Development approaches:

• Keeping decommissioning of petroleum installations used in petroleum operations in accordance with engineering principles while ensuring its environmental friendliness, as seen in the project on the development of database used for keeping track of the decommissioning work according to the work plan endorsed by DMF.

• Developing knowledge and setting guidelines for better prevention and mitigation of environmental impacts, such as the project on environmental impact monitoring in the Gulf of Thailand.

• Encouraging operators to continuously focus on better management of occupational health, safety, and the environment in their exploration and production activities, with careful attention to preventive measures.

• Promoting capturing, storage, and utilization of carbon dioxide in the petroleum operations and in other industries, such as the project to study and assess carbon dioxide capturing potential in the upper Gulf of Thailand, the project to lay down criteria and operating guidelines as well as development of CCUS technology in Thailand.

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 3 มุ่งสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูง ในการกำกับกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

เป้าประสงค์ : กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นองค์กรที่มีการกำกับประสาน บริหารจัดการองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส

แนวทางการพัฒนา มีดังนี้

• ปรับโครงสร้างองค์กรเพื่อรองรับภารกิจที่กำหนดในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม เช่น โครงการปรับโครงสร้างองค์กรเพื่อรองรับภารกิจที่กำหนดในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม

• กำกับดูแลการผลิตปิโตรเลียมให้มีการผลิตเป็นไปอย่างต่อเนื่อง และตรวจสอบปริมาณการซื้อขายปิโตรเลียมรวมถึงอุปกรณ์ที่เกี่ยวกับการซื้อขายปิโตรเลียมให้มีประสิทธิภาพตามมาตรฐานสากล เช่น โครงการพัฒนาระบบดิจิทัลเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมในส่วนของการตรวจสอบการผลิต ขนส่ง เก็บรักษาและขายหรือจำหน่าย

• การปรับปรุงและพัฒนากฎหมาย เช่น โครงการประเมินผลการบังคับใช้กฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม เพื่อความมั่นคงด้านการจัดหาพลังงาน

• เพิ่มประสิทธิภาพการประสานงานและการให้บริการโดยทบทวนปรับปรุงมาตรฐานกระบวนการทำงานอย่างเป็นระบบพร้อมพัฒนาระบบและดำเนินการติดตามประเมินผลกระบวนการอย่างต่อเนื่อง เช่น โครงการตรวจสอบบัญชี (Accounting Audit) และการหักคืนต้นทุน (Cost Recovery) ของการประกอบกิจการปิโตรเลียม (PSC Audit Field Work) โครงการตรวจสอบ (Audit) ระบบการจัดเก็บวัสดุอุปกรณ์ที่ได้นำเข้ามาตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 โครงการพัฒนาระบบสำนักงานอิเล็กทรอนิกส์

• ยกระดับและบูรณาการฐานข้อมูลมุ่งสู่การเป็นศูนย์กลางองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศ เช่น การปรับปรุงและพัฒนาเพิ่มเติมระบบงานและระบบข้อมูลสำหรับศูนย์ปฏิบัติการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ การจัดเตรียมชุดข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนที่เปิดเผยแล้ว เพื่อรองรับการจัดจำหน่ายและการจัดทำระบบข้อมูลปิโตรเลียม (ฐานข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมและภาพถ่ายตัวอย่างแท่งหิน) เพื่อสนับสนุนการประเมินศักยภาพและการกำกับบริหารสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โครงการจัดทำและเชื่อมโยงฐานข้อมูลปริมาณสำรอง

• บริหารอัตรากำลังให้มีความเหมาะสมกับภารกิจ โครงสร้างพร้อมทั้งสรรหาและพัฒนาบุคลากรให้มีศักยภาพกับการปฏิบัติงานในตำแหน่ง ควบคู่กับการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร เช่น โครงการพัฒนาบุคลากรเพื่อเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร โครงการสำรวจความต้องการในการสับเปลี่ยนหมุนเวียนงานของบุคลากร

Action Plan 3: Strive to become a high-performance E&P regulator

Goals: DMF commanding efficient and transparent supervision, coordination, and organizational management with efficiency and transparency

Development approaches:

• Restructuring the organization to support missions defined in the Petroleum Act, as seen in the project to restructure the organization to be able to carry out the missions specified in the Petroleum Act.

• Ensuring uninterrupted petroleum production while verifying sales volume of petroleum and related sale-purchase equipment to ensure their conformance with international standards, as seen in the digital development project to raise petroleum oversight efficiency in regard to inspection of production, transport, storage, and sale or distribution.

• Improving and updating laws, as seen in the project to assess effectiveness of petroleum legislation enforcement to ensure energy supply security.

• Raising coordination and service efficiency by revising and systematically improving the standard of DMF's work process, while continuously developing the system and assessing effectiveness of the process, as seen in the projects on accounting audit and cost recovery of the PSC audit field work, and the project to audit inventory of imported equipment under Section 70 of the Petroleum Act, B.E. 2514, as well as the project on electronic office development.

• Upgrading and integrating existing databases with an aim to become a national E&P knowledge hub, as seen in improvement and development of work systems and database system of DMF's operating center, preparation of disclosed seismic data package for sale and preparation of petroleum information system (petroleum drilling database and core sample photos) to facilitate potential assessment and E&P monitoring, and the project to establish and connect petroleum reserves database.

• Managing the workforce that suits organizational missions and structure along with selection and development of personnel with the right professional competence for each position and leadership preparedness as seen in executive training programs and a survey on the need for job rotation.

• เสริมสร้างศักยภาพบุคลากรให้มีสมรรถนะ มีความสามารถตามลักษณะงานที่ปฏิบัติ การเป็นผู้นำและการทำงานร่วมกันเป็นทีม และการถ่ายทอดความรู้เพื่อการพัฒนาองค์กร เช่น โครงการอบรมพัฒนาความรู้ความสามารถให้แก่บุคลากรกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อรองรับการปฏิบัติงานภายใต้ภารกิจหลักและระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต โครงการสร้างเสริมวัฒนธรรมการทำงานร่วมกันและส่งเสริมสัมพันธภาพอันดีระหว่างหน่วยงานภายใน โครงการพัฒนาบุคลากรให้มีความคิดเชิงระบบและมีทักษะด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ

• การพัฒนาองค์กรสู่ความเป็นดิจิทัล (ระบบราชการ 4.0) เช่น แผนปฏิบัติการดิจิทัลกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2566-2570) โครงการจัดทำแผนพัฒนาองค์กรระยะ 5 ปี โครงการจัดการความรู้ภายในองค์กร

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 4 ส่งเสริมสร้างความเชื่อมั่นและความร่วมมือจากทุกภาคส่วนอย่างยั่งยืน

เป้าประสงค์ : เพิ่มการรับรู้ และทัศนคติทางบวกต่อภารกิจในการบริหารจัดการปิโตรเลียม แอลเอ็นจีและถ่านหิน ให้กับประชาชนและภาคส่วนต่าง ๆ

แนวทางการพัฒนา มีดังนี้

• ส่งเสริมการมีส่วนร่วมกับชุมชนและเครือข่าย เพื่อเพิ่มพูนความรู้ และเสริมสร้างความเชื่อมั่นต่อกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เช่น การสร้างการมีส่วนร่วมของประชาชนในพื้นที่ที่มีการผลิตปิโตรเลียม ประกอบด้วย

1. โครงการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชนเพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (กิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี จังหวัดขอนแก่น บุรีรัมย์ ชุมพร และสงขลา/กิจกรรมรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียม จังหวัดอุดรธานี มหาสารคาม และกาฬสินธุ์)

2. กิจกรรมเพื่อสังคมปลูกป่าชายเลน FOREST for LIFE ในพื้นที่จังหวัดระยอง

• เสริมสร้างภาพลักษณ์องค์กร ตอบสนองต่อปัญหาเชิงวิกฤติจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมที่มีผลกระทบต่อสังคม ประสานความร่วมมือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และสร้างความเชื่อมั่นในการทำงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เช่น กิจกรรมโครงการประชาสัมพันธ์สร้างความเข้าใจด้านการบริหารจัดการแหล่งพลังงานของประเทศ

• Raising personnel competence to ensure compatibility with their respective duties and responsibilities with special attention paid to leadership, teamwork, and knowledge transfer to support organizational development, as seen in personnel competence training to prepare DMF staff for core missions and the production sharing contract regime, the project to create a corporate culture that encourages teamwork and good relationships, and training to equip staff with systematic thinking and IT skills.

• Development towards a digital organiztion (Government System 4.0) as seen in DMF's Five-Year Digital Action Plan (2023-2027), the Five-Year Organizational Development Project, and Internal Knowledge Management Project.

Action Plan 4: Enhance sustained confidence and cooperation among all sectors

Goals: Enhancing positive cognition and attitude toward petroleum, LNG, and coal management among the public and other sectors

Development approaches:

• Promoting engagement with communities and petroleum networks to enhance their knowledge and confidence in the E&P business, including projects to encourage public participation in petroleum producing areas, comprising:

1. Project to build up confidence and trust while raising public participation to support E&P development (activities to maintain networks through a tripartite committee in Khon Kaen, Buri Ram, Chumphon and Songkhla, along with activities to maintain such networks in Udon Thani, Maha Sarakham, and Kalasin)

2. CSR project - Forest for Life, the mangrove forest rehabilitation in Rayong

• Strengthening the corporate image and responding to critical problems arising from potential social impacts from E&P activities, coordinating with related agencies, and organizing CSR projects to build trust in DMF's efficient management of the country's energy resources.

ความเป็นมา

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศในราคาที่เป็นธรรม รวมทั้งบริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม โดยคำนึงถึงสมดุลสิ่งแวดล้อม เชื่อมโยงกับยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. 2561-2580 รวมทั้งแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 และแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน มีเป้าหมายการดำเนินงาน 4 ด้าน ดังนี้ (1) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคเศรษฐกิจต่าง ๆ เพื่อลดปัญหามลพิษทางอากาศ (2) เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ พื้นที่พัฒนาร่วม และพื้นที่ทับซ้อน (3) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมและเพียงพอกับความต้องการใช้ในระดับภูมิภาค รวมทั้งใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติอย่างมีประสิทธิภาพ และ (4) ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศไทย

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ร่วมมือกับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการจัดทำร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 rev.1) รวมถึงสภาวการณ์ในปัจจุบัน โดยเฉพาะความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และ 2562 ต่ำกว่าที่เคยประมาณการไว้ใน Gas Plan 2015 และการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศสามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่องภายหลังการได้ผู้ชนะการประมูลกลุ่มแหล่งก๊าซเอราวัณและกลุ่มแหล่งก๊าซบงกชในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) ในปี 2562 ส่งผลให้คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยได้อย่างต่อเนื่องอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

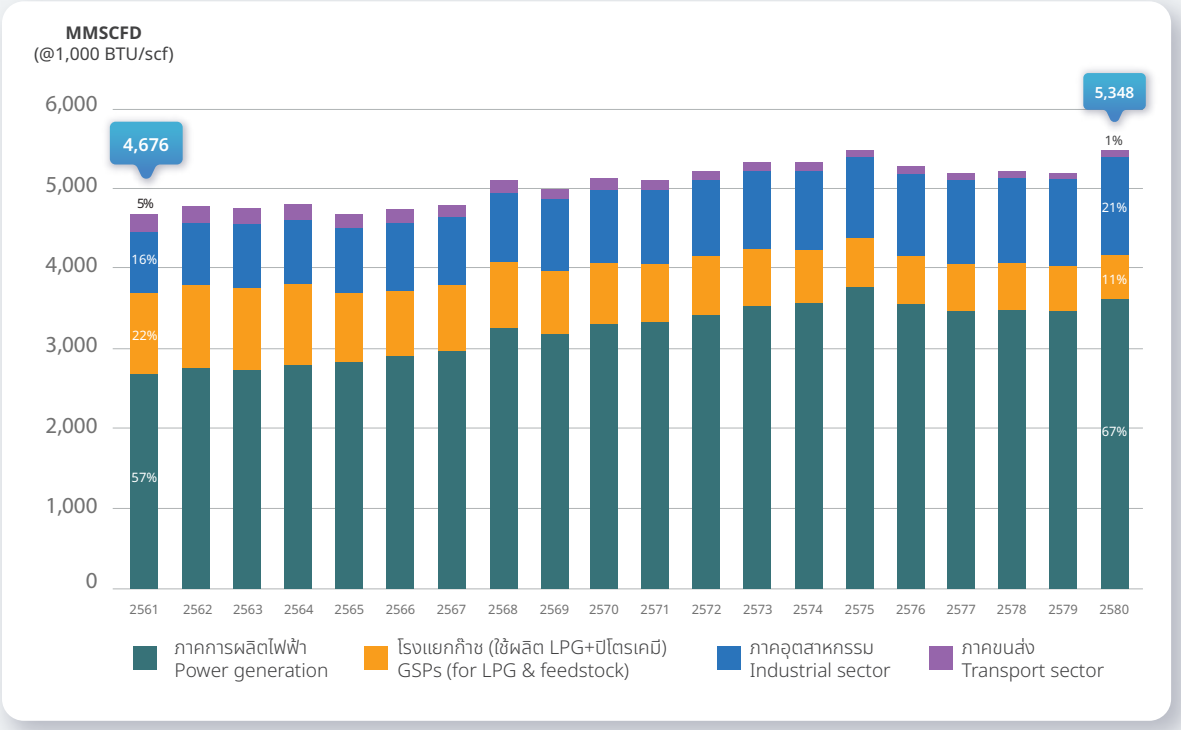
ในการนี้ตาม Gas Plan 2018 คาดว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561-2580 จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.7 ต่อปี จาก 4,676 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2580 ในจำนวนนี้เป็นความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 67 การใช้ในภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 21 การใช้ในโรงแยกก๊าซ (ใช้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวและเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี) ร้อยละ 11 และการใช้ในภาคขนส่ง ร้อยละ 1 แสดงในรูปที่ 1

Background

The main objective of Gas Plan 2018 (spanning 2018-2037) is to secure natural gas supply to meet domestic demand at fair prices and to administer the infrastructural system for security and efficiency in sustaining socio-economic development with due regard to environmental balance and linkage to the National Strategy of 2018-2037, the 12th National Economic and Social Development Plan, and the National Energy Reform Plan. Four goals have been set: 1) promotion of gas consumption in various economic sectors to ease air pollution; 2) acceleration of gas E&P from domestic fields, joint development areas, and overlapping claimed areas; 3) development of proper and sufficient gas infrastructure in response to regional demand in parallel with efficient exploitation of such infrastructure; and 4) promotion of gas business competition for national energy security, prosperity, and sustainability.

In conjunction with the Energy Policy and Planning Office (EPPO) and related agencies, DMF developed a draft Gas Plan 2018 in line with the Power Development Plan (PDP) 2018 rev. 1 and prevailing circumstances, notably the actual gas demand in 2018 and 2019 which fell below the projections of Gas Plan 2015 in parallel with the ongoing gas supply from indigenous sources after bid winners were announced for the Erawan and Bongkot gas fields under the PSC regime in 2019. As a result, DMF now projects a continuing gas output of about 1.5 Bcfd.

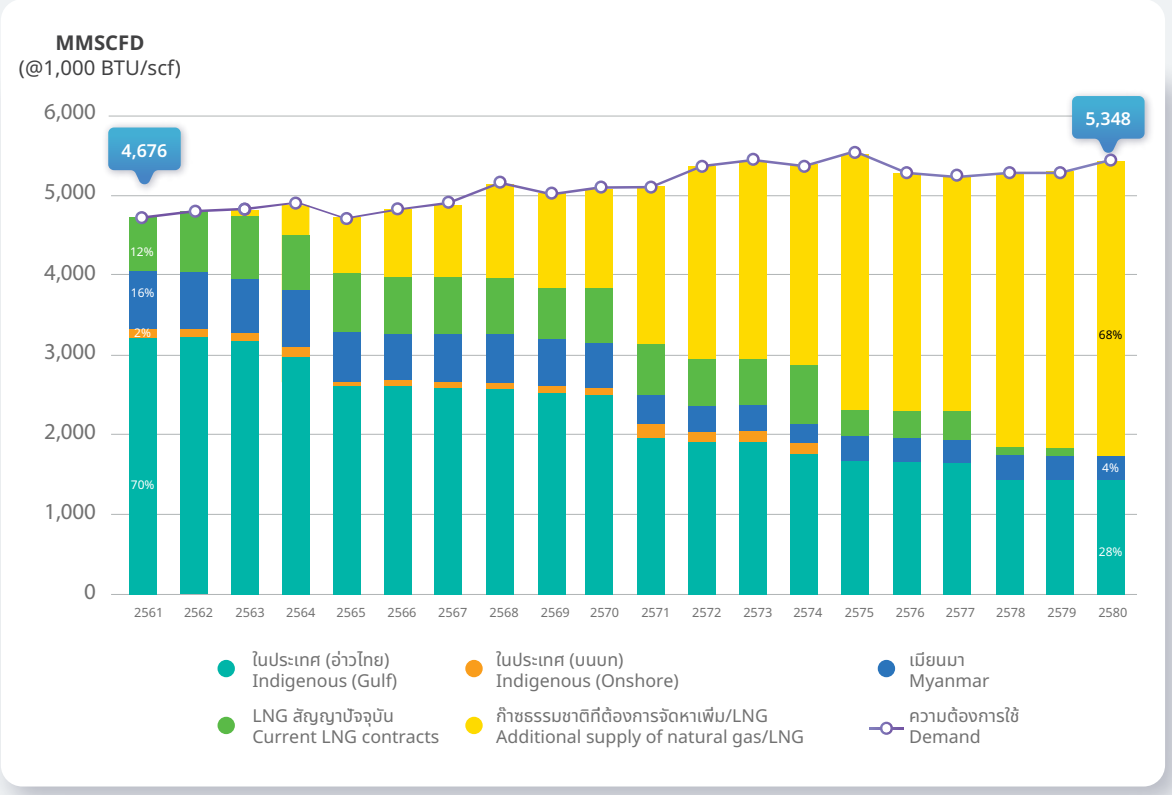
According to Gas Plan 2018, the average gas demand from 2018 to 2037 is expected to rise by 0.7% a year, from 4.676 Bcfd in 2018 to 5.348 Bcfd in 2037. Of this volume, 67% would go to power generation; 21% to the industrial sector; 11% to gas separation plants (for processing into LPG and petrochemical feedstock); and 1% to the transport sector, as shown in Figure 1.



รูปที่ 1 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580
Figure 1: Projected demand for natural gas (2018-2037)

ในส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติตาม Gas Plan 2018 พบว่าแนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561-2580 ประกอบด้วยการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ (อ่าวไทยและพื้นที่บนบก) การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา รวมทั้ง LNG ที่มีสัญญาอยู่ในปัจจุบัน และก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG ที่ต้องจัดหาเพิ่ม ทั้งนี้ คาดว่าในปี 2580 การผลิตจากแหล่งภายในประเทศภายใต้สัญญาที่มีอยู่ในปัจจุบันจะอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็นร้อยละ 28 ของการจัดหาทั้งหมดดังแสดงในรูปที่ 2 ในขณะที่เมื่อเปรียบเทียบการจัดหาก๊าซธรรมชาติกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พบว่าอาจจำเป็นต้องมีการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมในปี 2580 คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 68 ของการจัดหาทั้งหมดเพื่อรองรับความต้องการใช้ของประเทศ

Long-term natural gas supply under Gas Plan 2018 will come from indigenous sources (Gulf of Thailand and onshore areas), import from Myanmar, current LNG contracts, and natural gas/LNG that needs additional procurement. It is projected that in 2037, indigenous outputs under current contracts will stand at about 1.5 Bcfd, or about 28% of total supply, as shown in Figure 2, whereas supply versus demand in the same year indicates that more supply needed to meet domestic demand is expected to account for 68% of the total supply.



รูปที่ 2 ประมาณการการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561–2580
Figure 2: Projected supply of natural gas (2018-2037)

อนึ่ง กระทรวงพลังงานได้จัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นต่อแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (TIEB) ฉบับใหม่ เมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2563 ซึ่งประกอบด้วย 4 แผน ได้แก่ 1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 rev.1) 2) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) 3) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561-2580 (AEDP2018) และ 4) แผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2561-2580 (EEP2018) และได้ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2563 รวมทั้งผ่านการพิจารณาและเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 และคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2563 ตามลำดับ

นอกจากนี้ คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) โดยเป็นการบูรณาการและรวบรวมแผนพลังงานต่าง ๆ ไว้ภายใต้แผนเดียวกัน ซึ่งต่อมาคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) และคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเห็นชอบกรอบแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) เมื่อวันที่ 26 มีนาคม 2564 และวันที่ 4 สิงหาคม 2564 ตามลำดับ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการจัดทำและทบทวนแผนดังกล่าว

The Ministry of Energy organized a public hearing on the new Thailand Integrated Energy Blueprint (TIEB) on February 18, 2020, under which four plans were involved: PDP2018 rev. 1, Gas Plan 2018, AEDP2018, and EEP2018. The Committee on Energy Policy Administration (CEPA) gave its blessings to the new TIEB on February 21, 2020; the National Energy Policy Council (NEPC) on March 19, 2020; and the Cabinet on October 20, 2020.

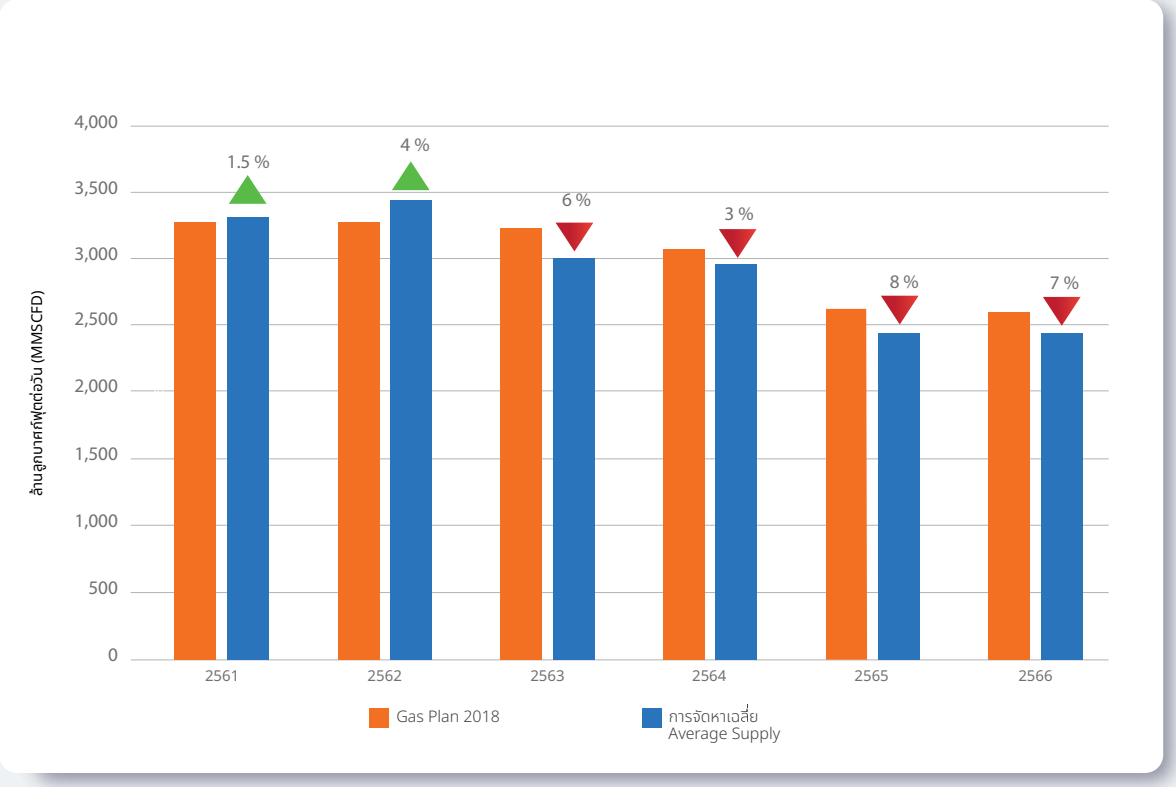
In addition, the Cabinet has assigned the Ministry of Energy to map out a National Energy Plan by integrating various energy plans under a single plan. To this end, CEPA and NEPC gave their blessings to the plan on March 26 and August 4, 2021, respectively. The National Energy Plan is now under review in its preparation process.

ผลการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

การดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ในระหว่างปี 2561-2566 เปรียบเทียบกับแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) พบว่า ในปี 2561-2562 การจัดหาก๊าซในประเทศเป็นไปตามแผน โดยมีปริมาณการจัดหาสูงกว่าแผน Gas Plan 2018 เล็กน้อย (ประมาณร้อยละ 1.5-4) อย่างไรก็ตาม สำหรับปี 2563-2566 พบว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าแผน (ประมาณร้อยละ 3-8) เนื่องจากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลง คาดว่าเป็นผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) รวมถึงมีการขอปรับลดอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติลงและการดำเนินกิจกรรมการรื้อถอนของแหล่งที่อยู่ในช่วงท้ายของสัมปทานปิโตรเลียม อีกทั้งมีการเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานจากระบบสัมปทานไปเป็นระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตของกลุ่มแหล่งก๊าซเอราวัณไปเป็นแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ที่อยู่ระหว่างการเพิ่มกำลังการผลิตให้เป็นไปตามเป้า แสดงดังในรูปที่ 3

Outcomes of gas supply procurement from indigenous sources and MTJDA

Gas supply procurement from indigenous sources and fields in the Malaysia-Thailand JDA from 2018 to 2023 versus Gas Plan 2018 indicated that, for the period, indigenous gas supply for 2018 – 2019 followed the plan, in fact slightly exceeding it (by 1.5-4%). However, for 2020-2023, it was found that gas supply had fallen 3-8% below the plan because of lower gas demand, probably due to Covid-19 and the lower gas calls and decommissioning activities at fields nearing concession expiry, as well as the transition from concession regime to production sharing contract regime of the Erawan field (now offshore Block G1/61) whose production is being accelerated to meet the target, as shown in Figure 3.



รูปที่ 3 การดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ และในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เทียบกับ Gas Plan 2018 ในปี 2561-2566
Figure 3: Natural gas supply from indigenous sources and fields in the MTJDA under Gas Plan 2018 (2018-2023)

1.4 แผนบริหารจัดการ LNG
LNG Management Plan

ที่มา

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับมอบหมายตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 ให้กำกับ ติดตาม รวมถึงบริหาร ดูแลความมั่นคงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งจากอ่าวไทย จากการนำเข้าจากต่างประเทศทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และจากการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) รวมทั้งตามประกาศกฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2562 ให้ศึกษาและเสนอแนะแนวทางจากการนำเข้าและการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ และ LNG เพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้ของประเทศได้อย่างเหมาะสมและทันท่วงทีต่อสถานการณ์ปัจจุบัน สถานการณ์ฉุกเฉิน การหยุดซ่อมบำรุงและการวางแผนในอนาคต

ผลการดำเนินการ

ประเทศไทยเริ่มนำเข้า LNG ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2554 โดยจากการติดตามการดำเนินงานเกี่ยวกับแผนบริหารจัดการ LNG พบว่า

1. ปริมาณการจัดหาและการใช้ LNG เพิ่มสูงขึ้น โดยในปี 2566 มีการจัดหานำเข้า LNG เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 1,455 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยคิดเป็นปริมาณ 10.1 ล้านตัน เพิ่มขึ้นราว 4.9 ล้านตัน จากปริมาณตามสัญญาระยะยาวเดิมที่ 5.2 ล้านตัน หรือเพิ่มขึ้นราว 3.5 ล้านตัน จากปริมาณการนำเข้าในปี 2565 ประมาณ 6.6 ล้านตัน เนื่องจากมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นของประเทศและราคา LNG ในสัญญาตลาดจร (Spot LNG) มีราคาที่ถูกกว่าราคาน้ำมันที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยมีการติดตามสถานการณ์และกำหนดแผนการจัดหานำเข้าอย่างเหมาะสมเพื่อไม่ให้กระทบต่อต้นทุนของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

2. มีการนำเข้า LNG ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตามสัญญาระยะยาว รวม 5.2 ล้านตัน ซึ่งในปัจจุบัน มี 5 สัญญา โดยมีสัญญาระยะยาว ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 6 กรกฎาคม 2565 ซึ่งเป็นสัญญากับบริษัท PTTGL ระยะเวลา 15 ปี (พ.ศ. 2569-2584) ปริมาณ 1 ล้านตันต่อปี โดยจะทำให้ในปี 2569 ประเทศไทยจะมีสัญญาระยะยาวจำนวน 5 สัญญา รวมปริมาณ 6.2 ล้านตันต่อปี ได้แก่

1) สัญญา Qatar ขนาด 2 ล้านตันต่อปี เป็นระยะเวลาสัญญา 20 ปี (พ.ศ. 2558-2578)
2) สัญญา Shell ขนาด 1 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 15 ปี (พ.ศ. 2560-2575)
3) สัญญา BP ขนาด 1 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 20 ปี (พ.ศ. 2560-2580)

Background

DMF was assigned by the National Energy Policy Council (NEPC) on July 31, 2017 to oversee, monitor, and administer the security of gas supply from the Gulf of Thailand, piped gas imports, and LNG imports. Also, under the Ministry of Energy announcement segmenting DMF units of 2021, DMF was assigned to investigate and provide recommendations on the import and purchase of natural gas and LNG to always meet domestic demand in an appropriate and prompt manner, either in current circumstances, emergencies, maintenance shutdowns, or future planning.

Performance Outcomes

Thailand started its LNG import in 2011. Implementation of LNG management plan has been continuously monitored and it was found that:

1. Supply and consumption of LNG rose with an average import of 1,455 MMscf per day in 2023, or 10.1 million tons in total, reflecting an increase of around 4.9 million tons over 5.2 million tons under the existing long-term supply contracts. The import volume rose by 3.5 million tons from 6.6 million tons imported in 2022 due to higher demand for electricity coupled with the spot LNG price that fell below the price of oil used for power generation. The situation has been closely monitored so that the country's LNG import plan is appropriately drawn up to ensure the least effect on the fuel cost for power generation.

2. LNG imports by PTT have totaled 5.2 million tons per year. With the National Energy Policy Council (NEPC) resolution on July 6, 2022, another 15-year agreement with PTTGL (2026-2041) was made for LNG imports of 1 million tons per year. Hence, from 2026, the combined LNG import volume under the current five long-term contracts will account for 6.2 million tons per year, as detailed below:

1) 20-year (2015-2035) Qatar agreement (2 MTPA)
2) 15-year (2017-2032) Shell agreement (1 MTPA)

4) สัญญา Petronas ขนาด 1.2 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 15 ปี (พ.ศ. 2560-2575)

5) สัญญา PTTGL ขนาด 1 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 15 ปี (พ.ศ. 2569-2584)

และได้มีการเปิดให้บุคคลที่สามจัดหานำเข้า Spot LNG โดยตั้งแต่เดือนธันวาคม 2562 ถึงเดือนธันวาคม 2566 มีผู้นำเข้า Spot LNG ทั้งหมด 8 ราย ได้แก่ 1) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) 2) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 3) บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด 4) บริษัท หินกองพาวเวอร์ โฮลดิ้ง จำกัด 5) บริษัท บี.กริม แอลเอ็นจี จำกัด 6) บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) 7) บริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด และ 8) บริษัท ปูนซีเมนต์ไทย จำกัด (มหาชน)

3. การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อรองรับการนำเข้า จัดเก็บและแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศ ปัจจุบันประเทศไทยมี LNG Terminal 2 แห่ง ได้แก่ สถานีกักเก็บ LMPT1 ตั้งอยู่ที่ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง มีความสามารถรองรับ LNG ได้ 11.5 ล้านตันต่อปี และสถานีกักเก็บ LMPT2 ตั้งอยู่ที่บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง มีความสามารถรองรับ LNG ได้ 7.5 ล้านตันต่อปี นอกจากนี้ มีโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง คือ โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง โดยมีความสามารถรองรับ LNG ได้ 10.8 ล้านตันต่อปี ซึ่งคาดว่าจะพร้อมเปิดดำเนินการประมาณปี 2570

ดังนั้น LNG จึงเป็นส่วนสำคัญที่ช่วยสนับสนุนการจัดหาเชื้อเพลิงให้เพียงพอต่อความต้องการใช้และรักษาความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศ ซึ่งต้องมีการติดตามวางแผนและกำหนดแนวทางการบริหารจัดการ รวมทั้งการรักษาสมดุลต่อการส่งเสริมกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้ต้นทุนทางด้านพลังงานของประเทศมีความคุ้มค่ามากที่สุด

3) 20-year (2017-2037) BP agreement (1 MTPA)

4) 15-year (2017-2032) Petronas agreement (1.2 MTPA)

5) 15-year (2026-2041) PTTGL agreement (1 MPTA)

LNG import by third parties was, moreover, opened during December 2019 – December 2023. Eight importers of Spot LNG included: PTT Plc., The Electricity Generating Authority of Thailand, Gulf Energy Development Co., Ltd., Hin Kong Power Holding Co., Ltd., B. Grimm LNG Co., Ltd., EGCO Plc., PTT Global LNG Co., Ltd., and Siam Cement Plc.

3. Infrastructure has been developed to accommodate imports, storage, and gasification of LNG before entering the national gas transmission system. Thailand currently has two LNG terminals: LMPT1 in Mab Ta Phut subdistrict, Muang district, Rayong, with a capacity to receive 11.5 million tons per year of LNG; and LMPT2 in Baan Nong Fab, Mab Ta Phut subdistrict, Muang district, Rayong, designed to receive up to 7.5 million tons per year of LNG. Another LNG terminal is currently under construction in Mab Ta Phut Industrial Port (Phase 3), in the EEC, Rayong, with a 10.8 MTPA gasification capacity. This new LNG terminal is scheduled to become operational in 2027.

LNG indeed represents critical support for adequate supply of natural gas to satisfy domestic demand and to maintain national security of energy supply, thus calling for monitoring, planning, and formulation of a management approach to keep proper balance with the promotion of national petroleum E&P activities for ultimate cost effectiveness of the nation's energy supply.

1.5 แผนบูรณาการงานด้านเชื้อเพลิงถ่านหิน
Integrated Plan for Coal

ความเป็นมา

ด้วย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีภารกิจในการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก โดยการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล โดยในปี พ.ศ. 2560 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ดำเนินโครงการจัดทำประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน (Code of Practice; CoP) และจัดทำแบบรายการตรวจประเมินตนเอง (Self-Checklist) ถัดมาปี พ.ศ. 2561 เริ่มให้คำปรึกษาและติดตามผลประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน ซึ่งได้รับความร่วมมือการดำเนินกิจกรรมผ่านคณะทำงานส่งเสริมสถานประกอบการให้ได้มาตรฐานตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน ที่ประกอบด้วยผู้เชี่ยวชาญที่เกี่ยวข้องกับด้านสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และสุขภาพอนามัยของการดำเนินกิจกรรมภายในสถานประกอบการของหน่วยงานภาครัฐ ได้แก่ 1) กรมเจ้าท่า 2) กรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม 3) กรมโรงงานอุตสาหกรรม 4) กรมอุตสาหกรรมพื้นฐานและการเหมืองแร่ กระทรวงอุตสาหกรรม 5) กรมควบคุมมลพิษ 6) กรมทรัพยากรธรณี กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และ 7) กรมส่งเสริมสวัสดิภาพและคุ้มครองแรงงาน กระทรวงแรงงาน เพื่อให้ผู้ประกอบการถ่านหินและผู้ที่เกี่ยวข้องนำมาประยุกต์ใช้ เพื่อให้เกิดภาพลักษณ์ที่ดีในการนำเข้า/ส่งออกถ่านหินและลดผลกระทบต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อม อีกทั้งเพื่อยกระดับการประกอบกิจการด้านถ่านหิน ให้เป็นที่ยอมรับในสังคม เพื่อให้เกิดความมั่นคงและเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ

ผลการดำเนินงานในปี 2566

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้เข้าร่วมการประชุม “The 21st ASEAN Forum on Coal (AFOC) Council Meeting and its Associated Meetings” ระหว่างวันที่ 8-11 พฤษภาคม 2566 ณ กรุงกัวลาลัมเปอร์ ประเทศมาเลเซีย ภายใต้แผนปฏิบัติการว่าด้วยความร่วมมืออาเซียนสาขาถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (CCT) รวมถึงเทคโนโลยีด้านการดักจับ การใช้ประโยชน์และกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCUS) และเชิญชวนผู้ประกอบการด้านถ่านหินของประเทศไทยส่งผลงานเข้าประกวดโครงการที่มีความเป็นเลิศในด้านต่าง ๆ ของกิจการถ่านหินของประเทศไทยเพื่อส่งเข้าประกวดถ่านหินอาเซียน ประจำปี 2566 (ASEAN Coal Awards 2023) โดยมีผู้ประกอบการด้านถ่านหินของประเทศไทยสนใจส่งผลงานเข้าประกวด รวมทั้งสิ้น จำนวน 6 ผลงาน

Background

As DMF is tasked with promotion of alternative energy, the agency gives support for imports of coal for power generation in par with international standards. In 2017, DMF issued a Code of Practice (CoP) for coal import/export together with a self-checklist form. Then in 2018, DMF started to provide consultation and monitor best practices of coal import/export, with support from a working group consisting of experts in environment, safety, and occupational health in the operating sites and are responsible for promoting site operation standards under the CoP. The experts are from the public sector namely: Marine Department and Land Transport Department, Ministry of Transport, Department of Industrial Works and Department of Primary Industries and Mines, Ministry of Industry, Pollution Control Department and Department of Mineral Resources, Ministry of Natural Resources and Environment, and Department of Labour Protection and Welfare, Ministry of Labour. Coal operators and related parties can apply the CoP to their business operations to create good image for coal import/export, reduce impacts on health and the environment and thus upgrading the coal business standards for better community acceptance, contributing to the country’s energy security and stability.

Performance in 2023

DMF joined ‘The 21st ASEAN Forum on Coal (AFOC) Council Meeting and Its Associated Meetings’ organized during May 8-11, 2023, in Kuala Lumpur, Malaysia, under the ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation on clean coal technologies (CCT) and carbon capture, utilization, and storage technology (CCUS). Coal operators in Thailand were invited to submit their coal projects to compete for project excellence in the ASEAN Coal Awards 2023. Six projects from coal operators in Thailand were submitted for competition in four categories and won three awards, detailed below:

1) Best practices in coal mining category (large scale with a production capacity of over 10 million tons per year)

ใน 4 ประเภทการประกวด โดยประเทศไทยได้รับรางวัล 3 รางวัล ดังนี้

1) ประเภท Best practices in coal mining (ขนาดใหญ่ ซึ่งมีกำลังการผลิตมากกว่า 10 ล้านตันต่อปี) Mae Moh Mine embracing Carbon neutrality การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (เหมืองแม่เมาะ) ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2

2) ประเภท Corporate Social Responsibility (ขนาดใหญ่ ซึ่งมีกำลังการผลิตมากกว่า 10 ล้านตันต่อปี) Mae Moh Mine, CSR for All การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (เหมืองแม่เมาะ) ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2

3) ประเภท Corporate Social Responsibility (ขนาดกลาง ซึ่งมีพนักงานเจ้าหน้าที่ดำเนินการ ตั้งแต่ 500 ถึง 1,000 คน) AGE grow up together with the development of sustainable community quality of life บริษัท เอเชีย กรีน เอนเนอจี จำกัด (มหาชน) ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2

แผนการดำเนินงานในปี 2567

ตามที่ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มีการดำเนินโครงการให้คำปรึกษาและติดตามผลประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินในสถานประกอบการ 4 แห่ง ได้แก่ (1) บริษัท ลัคกี้รีซอสเซส แอนด์โลจิสติกส์ จำกัด (2) บริษัท ซัมมิท รีซอร์สเซส (ไทยแลนด์) จำกัด (3) บริษัท ซิงเฮงเส็ง จำกัด และ (4) บริษัท อีสเทอร์น เพิล จำกัด โดยสถานประกอบการดังกล่าวได้ให้ความร่วมมือโดยทดลองประยุกต์ใช้ประมวลหลักปฏิบัติที่ดีฯ เป็นแนวทางการดำเนินกิจกรรมภายในสถานประกอบการของตนเองตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2562 มาอย่างต่อเนื่องมาโดยตลอด ซึ่งสถานประกอบการทั้ง 4 แห่ง ได้มีการปรับปรุงการดำเนินกิจกรรมและสถานประกอบการของตนเองให้สอดคล้องกับแนวทางประมวลหลักปฏิบัติที่ดีฯ และในปี พ.ศ. 2565 ได้เชิญชวนผู้ประกอบการรายใหม่เพิ่มเติมอีก 2 แห่ง ได้แก่ 1) บริษัท ที ซี ซี เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด และ 2) บริษัท ซี พี ซี คอร์ปอเรชั่น จำกัด โดยได้ส่งแบบรายการตรวจประเมินตนเอง (Self-Checklist) ที่ได้รับการปรับปรุงให้มีหลักเกณฑ์ในการประเมินที่สะดวก ง่ายต่อการใช้งาน ไม่ซับซ้อนและให้ชัดเจนมากขึ้น เพื่อให้สถานประกอบการที่ทดลองใช้ ประมวลหลักปฏิบัติที่ดีฯ มีความสะดวก รวดเร็วและง่ายต่อการประเมินฯ

- Mae Moh Mine Embracing Carbon Neutrality Project, EGAT (Mae Moh Mine), Second Runner-up.

2) Corporate Social Responsibility category (large scale with a production capacity of over 10 million tons per year) – Mae Moh Mine, CSR for All Project, EGAT (Mae Moh Mine), Second Runner-up.

3) Corporate Social Responsibility category (medium scale with a workforce of 500 – 1,000 persons) - AGE grow up together with the development of sustainable community quality of life, Asia Green Energy Public Company Limited, Second Runner-up.

Action plans for 2024

DMF provided advice and monitored import/export of coal under the CoP in four sites, namely, Lucky Resources and Logistics Co., Ltd., Summit Resources (Thailand) Co., Ltd., Sing Heng Seng Co., Ltd., and Eastern Pearl Co., Ltd. These model operators have, since 2019, in cooperation with DMF, applied the CoP to their sites on a trial basis and have improved their operations and sites in line with the CoP. Later in 2022, they invited two more operators, namely TCC Energy Co., Ltd. and CPC Corporation Ltd., to join the project and forwarded to them the self-checklist with assessment criteria revised, made simpler and clearer for convenient, speedy and easy assessment.

ในปี พ.ศ. 2567 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มีแผนให้คำปรึกษาและติดตามผลการปฏิบัติตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีฯ สำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินในสถานประกอบการต้นแบบทั้ง 6 แห่งอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้การดำเนินกิจกรรมเป็นไปด้วยความต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ และจะขยายการปฏิบัติใช้ไปยังผู้ประกอบการรายอื่น ๆ เพิ่มเติมอีก 2 แห่ง เพื่อให้ครอบคลุมกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินหลากหลายประเภทมากขึ้น นำไปสู่การปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินได้อย่างเป็นรูปธรรม รวมถึงส่งเสริมผู้ประกอบการถ่านหินที่ดีของไทยให้ที่เป็นที่ยอมรับทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยมีแผนจะประกาศเชิญชวนผู้ประกอบการด้านถ่านหินของประเทศไทยส่งผลงานเข้าประกวดโครงการที่มีความเป็นเลิศในด้านต่าง ๆ ของกิจการถ่านหินของประเทศไทย เพื่อส่งเข้าประกวดถ่านหินอาเซียน ประจำปี 2568 (ASEAN Coal Awards 2025) เพื่อเป็นการแสดงความชื่นชมและยกย่องกลุ่มธุรกิจ องค์กรที่เกี่ยวข้องกับกิจการถ่านหินของประเทศไทยที่มีผลการดำเนินงานด้านถ่านหินที่ดีเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมและชุมชน อันจะเป็นตัวอย่างที่ดีแก่ผู้ประกอบการรายอื่น ภายใต้กรอบการดำเนินงานคณะกรรมการถ่านหินอาเซียนฝ่ายไทย (ASEAN Forum on Coal National Committee of Thailand) โดยใช้หลักเกณฑ์การพิจารณาคัดเลือกจากการประกวด ASEAN Coal Awards 2025 ซึ่งเป็นการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมือด้านพลังงานอาเซียน ปี พ.ศ. 2564-2568 (ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation: APAEC Phase II (2021-2025)) สาขาพลังงานถ่านหิน

In 2024 DMF planned to continue ongoing counseling and monitoring of outcomes under the CoP at all six model sites to ensure their relentlessly efficient activities. The practice will be expanded to another two operators to embrace more diverse undertakings of the coal business, thus concretely leading to best practices for coal import/export businesses and would upgrade the Thai operators to be on a par with international standards. DMF has planned to invite coal operators in Thailand to submit their outstanding projects to the ASEAN Coal Awards 2025 in recognition of their and related parties' social and environmentally friendly operations and as role models for other operators under the ASEAN Forum on Coal National Committee of Thailand. The committee's selection criteria are based on the ASEAN Coal Awards 2025 to be organized under the ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation: APAEC Phase II (2021-2025) (coal category).

2 Petroleum Overview

สถานการณ์ปิโตรเลียม

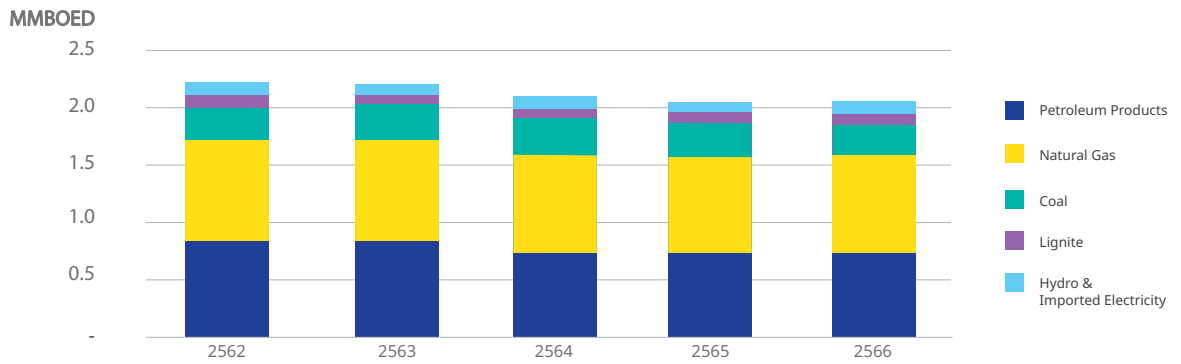
การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

ในปี 2566 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) เฉลี่ย 2.00 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นกว่าปีก่อนประมาณร้อยละ 0.5 โดยหากพิจารณาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2562-2566) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศลดลงเฉลี่ยร้อยละ 1.5 ต่อปี

Primary Energy Consumption

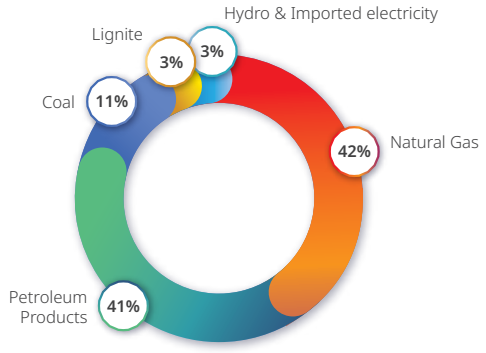
Thailand's primary commercial energy consumption in 2023 averaged 2.00 MMBOED, a 0.5% rise from the previous year. On average, for the past five years (2019-2023), consumption has fallen 1.5% a year.

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทย พ.ศ. 2562-2566
Thailand's primary commercial energy consumption, 2019-2023



ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)
Source : Energy Policy & Planning Office, EPPO

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2566
Component of primary commercial energy consumption in 2023



ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)
Source: Energy Policy & Planning Office, EPPO

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยปี 2566 แบ่งออกเป็นการใช้ปิโตรเลียม ร้อยละ 83 (ก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 42 และผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ร้อยละ 41) ถ่านหินและลิกไนต์ ร้อยละ 14 และพลังงานน้ำและไฟฟ้านำเข้า ร้อยละ 3

For the year, primary energy consumption was made up of 83% petroleum (42% natural gas and 41% petroleum products), 14% coal and lignite, and 3% hydropower and imported power.

การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทย

การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทยในปี 2566 มีการจัดหาจากแหล่งภายในประเทศเฉลี่ย 567,267 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 ลดลงร้อยละ 10.68 โดยแบ่งเป็นการจัดหาในรูปน้ำมันดิบร้อยละ 12.00 (เฉลี่ย 67,899 บาร์เรลต่อวัน) ก๊าซธรรมชาติเหลวร้อยละ 11.20 (เฉลี่ย 63,612 บาร์เรลต่อวัน) และก๊าซธรรมชาติ (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย) ร้อยละ 76.80 (เฉลี่ย 2,498 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) รวมคิดเป็นร้อยละ 28 ของการจัดหาปิโตรเลียมทั้งหมด ส่วนที่เหลือร้อยละ 72 ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

เมื่อพิจารณาจากแนวโน้มในอดีตที่ผ่านมา จะเห็นว่าความต้องการใช้และการจัดหาพลังงานของประเทศโดยรวมยังคงมีแนวโน้มสูงขึ้นต่อเนื่อง และประเทศต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดิบในระดับสูงมาอย่างยาวนาน โดยในปี 2566 มีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบสูงถึงร้อยละ 93 เมื่อเทียบกับการจัดหาน้ำมันดิบในประเทศทั้งหมดเพื่อใช้ภายในประเทศ โดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคการขนส่ง

สำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศ ยังคงสามารถพึ่งพาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตจากแหล่งในประเทศร้อยละ 57 และเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงได้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในสองรูปแบบ ได้แก่ การนำเข้าจากแหล่งก๊าซธรรมชาติของประเทศเมียนมา โดยขนส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซตะวันตกในสัดส่วนร้อยละ 12 และการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ในสัดส่วนร้อยละ 31

เพื่อรองรับการนำเข้าจัดเก็บและแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศ ปัจจุบันประเทศไทยมี LNG Terminal 2 แห่ง ได้แก่ สถานีกักเก็บ LMPT1 ตั้งอยู่ที่ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง มีความสามารถรองรับ LNG ได้ 11.5 ล้านตันต่อปี และสถานีกักเก็บ LMPT2 ตั้งอยู่ที่บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง มีความสามารถรองรับ LNG ได้ 7.5 ล้านตันต่อปี นอกจากนี้ ยังมีโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง คือ โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง โดยมีความสามารถรองรับ LNG ได้ 10.8 ล้านตันต่อปี ซึ่งคาดว่าจะพร้อมเปิดดำเนินการประมาณปี 2570 เพื่อเป็นโครงสร้างพื้นฐานสำหรับรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในระยะยาวและส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศ

National Supply

This year Thailand saw 567,267 BOED in petroleum supply from indigenous sources, a 10.68% decline from last year, accounting for 28% of the total supply. Crude oil accounted for 12.00% (67,899 bpd on average); condensate 11.20% (63,612 bpd); and natural gas (MTJDA included) 76.80% (2,498 MMcfd). Imports registered 72% of the total supply.

Over the years, Thailand has seen the rising trend of overall energy demand and supply. The country has for so long relied heavily on crude oil imports. In 2023, such imports amounted to 93% of the total domestic oil supply, most of which was consumed by the transport sector.

As for natural gas, 57% of supply came from indigenous sources. To meet the ever-rising demand, Thailand has had two modes of natural gas imports: piped gas from Myanmar's fields through the western gas transmission system (12% of the total gas supply), and LNG (31%).

Currently, Thailand has two LNG terminals, serving to receive, store, and gasify imported LNG before integration into the country's natural gas transmission system: LMPT1 terminal in Map Ta Phut, Rayong, with a capacity of 11.5 MTPA, and LMPT2 in Ban Nong Fab, Map Ta Phut, Muang Rayong District, Rayong, with a capacity of 7.5 MTPA. Another LNG terminal is under construction at Mab Ta Phut Industrial Port (Phase 3) in the Eastern Economic Corridor (EEC) in Rayong, designed to receive up to 10.8 MTPA of LNG. This new terminal is expected to become operational around 2027. This infrastructure project was implemented to cope with the growing gas demand in the long term and to promote domestic gas business competition.

Thailand's Petroleum Balance
(January - December 2023)

IMPORT

PROCUREMENT

	2023	2022	%
Crude Oil	**950.2**	**896.5**	**6.0**
- Middle East	589.0	564.6	4.3
- Far East	132.0	112.2	17.6
- Others	229.2	219.7	4.3
Condensate	**12.0**	**16.8**	**-28.6**
Natural Gas	**350.3**	**283.3**	**23.6**
- Piped Gas	96.7	119.3	-18.9
- LNG	253.5	164.1	54.5
Subtotal	**1,312.5**	**119.6**	**9.7**

Refined Products Import

- LPG	41.1	39.8	3.3
- Gasoline	14.4	8.9	61.8
- Jet Fuel	0.6	1.0	-40.0
- Diesel	4.0	39.8	-89.9
- Fuel Oil	0.1	0.5	-80.0
- Bitumen	1.9	2.0	-5.0
Subtotal	**62.1**	**92.0**	**-32.6**

INDIGENOUS

Crude Oil	**70.9**	**83.1**	**-14.7**
- For Domestic	59.4	69.7	-14.8
- For Export	11.5	13.4	-14.2
Condensate	**65.1**	**61.9**	**5.2**
- For Domestic	65.1	61.9	5.2
- For Export	-	-	-
Natural Gas	**404.7**	**414.1**	**-2.3**
- Onshore & Gulf of Thailand	333.4	342.5	-2.7
- MTJDA	71.2	71.7	-0.7
Subtotal	**540.6**	**559.1**	**-3.3**

IMPORT (%)	71.8	69.7	
INDIGENOUS (%)	28.2	30.3	
TOTAL	**1,915.2**	**1,847.8**	**3.6**

PROCESSING

(Excluding Naphtha from Refinery)

Six refineries and one condensate splitter with combined capacity of 1,119,000 barrels per day

	2023	2022	%
- LPG	49.1	52.4	-6.3
- Gasoline	228.2	222.5	2.6
- Kerosene	34.4	33.1	3.9
- Jet Fuel	92.3	64.4	43.3
- Diesel	489.3	472.5	3.6
- Fuel Oil	86.9	99.3	-12.5
- Bitumen	26.2	23.8	10.1
Subtotal	**1,006.4**	**967.9**	**4.0**

Seven Gas Separation Plants
With combined Capacity of 2,916.8 mmscfd

- Sales Gas	225.2	222.3	1.3
- LPG	70.2	67.4	4.2
- NGL	13.3	13.6	-2.2
Subtotal	**308.7**	**303.2**	**1.8**

Petrochemical Plants

- LPG	10.5	10.3	1.9

LOCAL CONSUMPTION/EXPORT

Refined Products Consumption

	2023	2022	%
- LPG	159.2	160.7	-0.9
- NGL	12.5	12.5	0.0
- Gasoline	197.2	189.7	4.0
- Kerosene	16.6	16.2	2.5
- Jet Fuel	86.3	57.5	50.1
- Diesel	433.4	459.5	-5.7
- Fuel Oil	33.9	40.3	-15.9
- Bitumen	19.7	19.9	-1.0
Subtotal	**958.9**	**956.3**	**0.3**

Export

	2023	2022	%
- LPG	3.2	4.9	-34.7
- NGL	0.50	0.03	1566.7
- Gasoline	30.0	31.9	-6.0
- Kerosene	0.004	0.4	-99.0
- Jet Fuel	15.2	14.6	4.1
- Diesel	87.3	59.0	48.0
- Fuel Oil	47.4	50.7	-6.5
- Bitumen	8.4	6.3	33.3
Subtotal	**192.0**	**167.8**	**14.4**

Natural Gas Consumption

- EGAT	138.0	119.8	15.2
- IPPs	132.5	95.2	39.2
- SPPs	206.4	210.8	-2.1
- Industries	133.3	139.3	-4.3
- NGV	23.6	24.5	-3.7
Subtotal	**633.8**	**589.6**	**7.5**

Crude For Export

11.5	13.4	-14.2

Condensate For Export

-	-	-

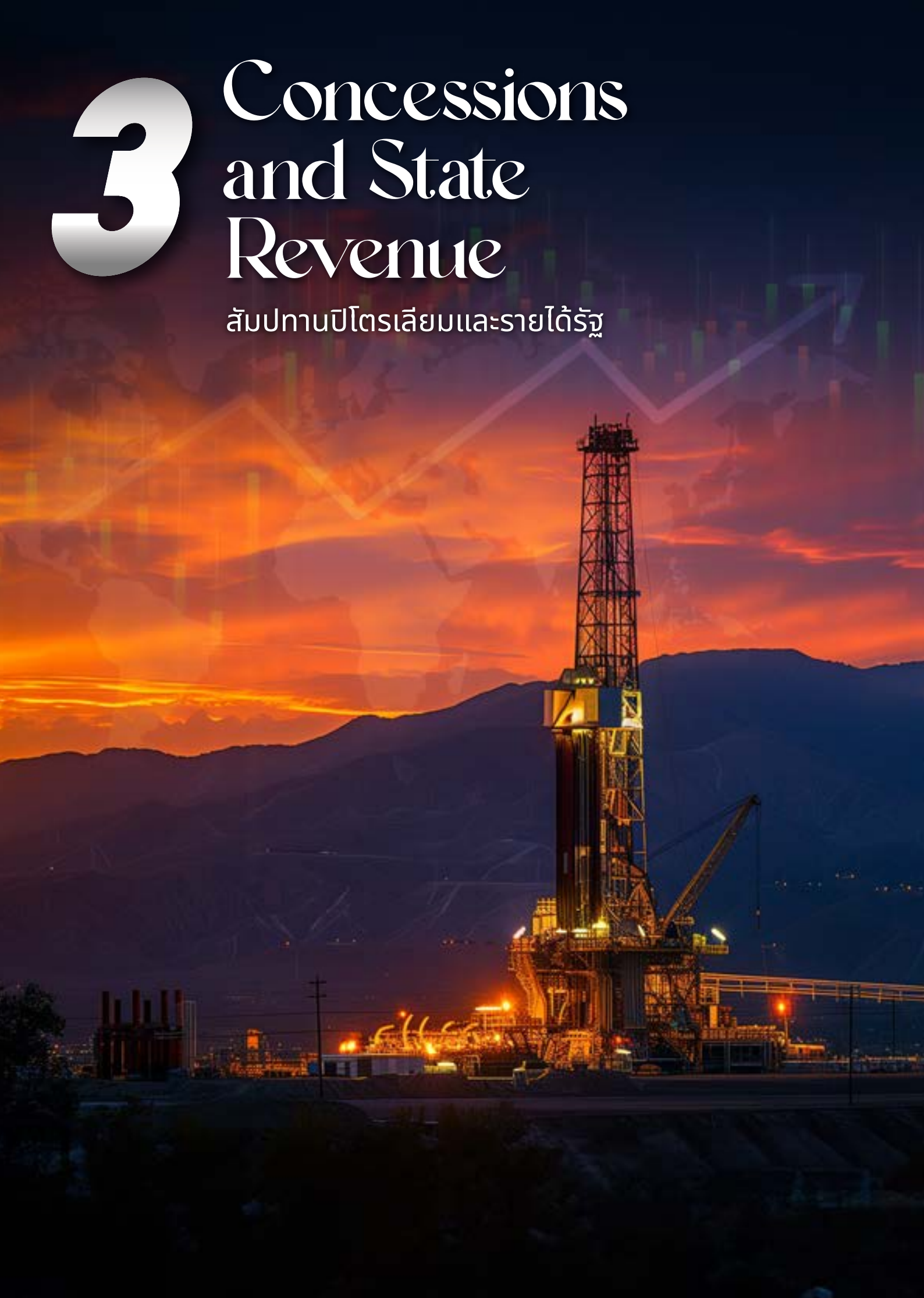
TOTAL	**1,592.8**	**1,546.0**	**3.0**

203.5	**181.2**	**12.3**

Sources: PTIT, DMF, DOEB

3 Concessions and State Revenue

สัมปทานปิโตรเลียมและรายได้รัฐ



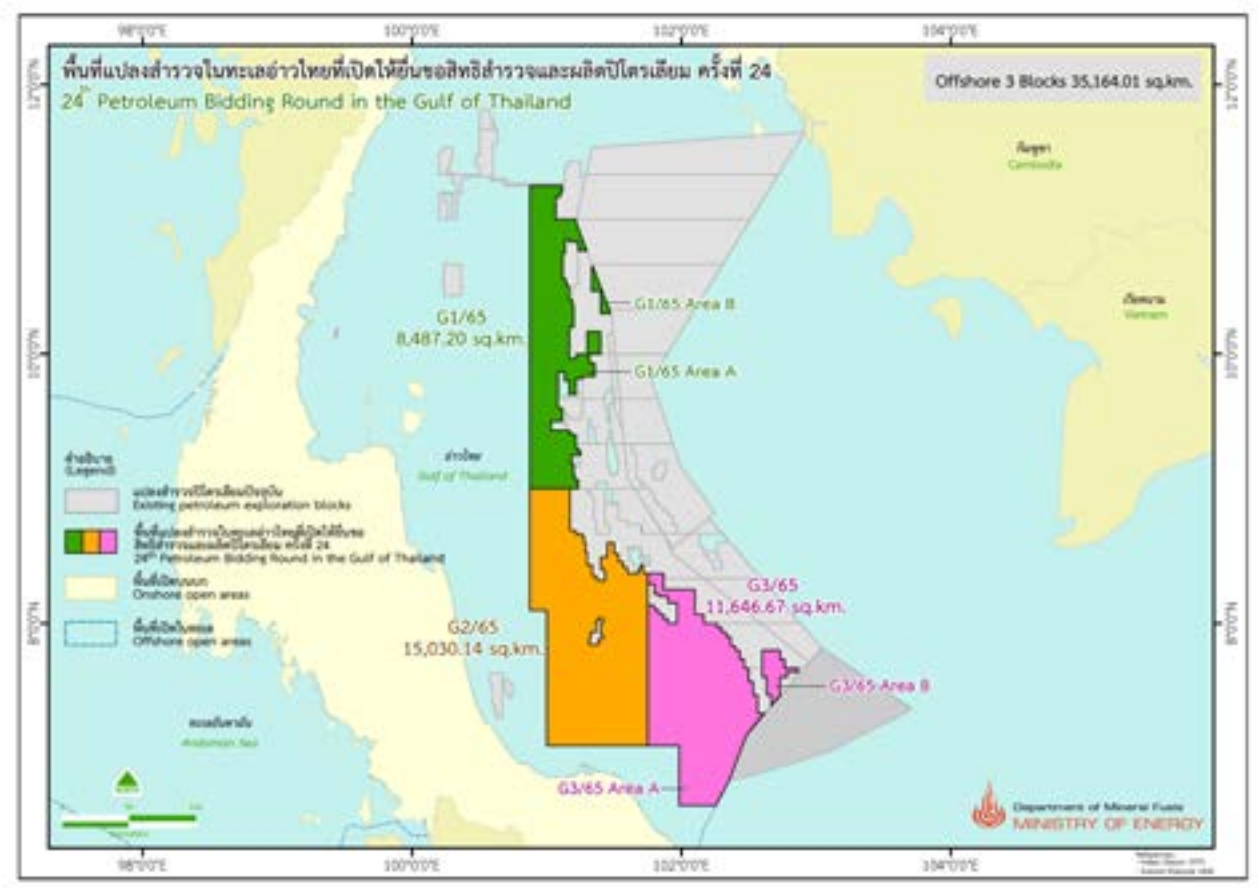
3.1 การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
Exploration and Production Rights

ภารกิจที่สำคัญประการหนึ่งของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ คือส่งเสริมให้เกิดการสำรวจปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบทรัพยากรปิโตรเลียม ซึ่งหากสามารถพัฒนาขึ้นมาใช้ประโยชน์ได้ในเชิงพาณิชย์ ย่อมจะมีส่วนช่วยตอบสนองความต้องการใช้พลังงานของประเทศ เสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานจากการที่ประเทศสามารถลดการพึ่งพาแหล่งพลังงานที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ รวมถึงมีส่วนในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจจากการลงทุนในอุตสาหกรรมปิโตรเลียมและอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้อง เกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่องในหลายภาคส่วนได้ ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการโดยการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยเฉพาะในพื้นที่ใหม่ที่ยังไม่เคยมีการสำรวจมาก่อน หรือพื้นที่ที่เคยสำรวจพบแล้วแต่ทรัพยากรยังไม่มีการพัฒนาขึ้นมาใช้ประโยชน์เนื่องจากข้อจำกัดของเทคโนโลยีในอดีต ควบคู่ไปกับการดำเนินการกำกับดูแลให้การประกอบกิจการในอุตสาหกรรมปิโตรเลียมของไทยให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัย

โดยที่มาตรา 23 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม ได้กำหนดว่า “ปิโตรเลียมเป็นของรัฐ ผู้ใดสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในที่ใด ไม่ว่าที่นั้นเป็นของตนเองหรือบุคคลอื่นต้องได้รับสัมปทาน ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือได้รับสัญญาจ้างบริการ...” กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงตระหนักถึงภารกิจในการส่งเสริมให้เกิดการเข้ามาลงทุนประกอบกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศอย่างต่อเนื่อง โดยการสนับสนุนและเชิญชวนให้ผู้มีคุณสมบัติตามที่กฎหมายกำหนดและมีศักยภาพ ความรู้ ความเชี่ยวชาญด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเข้ายื่นข้อเสนอเพื่อรับการคัดเลือกเป็นผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม โดยในปี พ.ศ. 2565 ที่ผ่านมา กระทรวงพลังงานได้ออกประกาศเรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขการยื่นคำขอ การพิจารณา และการได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย (ครั้งที่ 24) ลงวันที่ 7 เมษายน 2565 เพื่อเชิญชวนบริษัทผู้สนใจให้เข้าร่วมยื่นคำขอเพื่อเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย จำนวน 3 แปลงสำรวจ ได้แก่ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65

One of DMF’s key missions is to promote constant petroleum exploration to open up more opportunities for discoveries. Commercial volumes of petroleum, if discovered, will play a part in responding to the country’s energy demand while contributing to national energy security from less dependence on imported energy. Investment in the petroleum and related industries will also help drive the economy, resulting in subsequent development in other sectors. In executing its mission, DMF invited applications for petroleum exploration and production rights, particularly in areas never been explored or areas explored, and petroleum found but not developed, possibly from past technical limitations. In parallel, DMF also takes charge of ensuring that petroleum operations in Thailand meet international standards and are environmentally friendly while conforming to occupational health principles.

As Section 23 of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971) and its amendments read, “Petroleum belongs to the State, and no person shall explore for or produce petroleum in any area, whether such area is owned by him or her or by other persons, except by virtue of a concession, a production sharing contract, or a service contract”. DMF acts on matters concerning promotion of continuous investment in domestic petroleum exploration and production. The agency encourages those who are qualified by law and have potential, knowledge, and expertise in petroleum exploration and production to submit their proposals for the rights to explore and produce petroleum under the Petroleum Act. In 2022, the Ministry of Energy issued an announcement dated April 7, 2022, on criteria, procedures, and conditions for submission and consideration of applications, and awarding of the rights to hold a production sharing contract for three exploration blocks in the Gulf of Thailand, namely G1/65, G2/65, and G3/65 (24th bidding round).



ผลปรากฏว่าได้มีบริษัทผู้สนใจเข้าร่วมยื่นคำขอตามประกาศเชิญชวนดังกล่าวของกระทรวงพลังงาน ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการกลั่นกรองคำขอโดยได้ตรวจสอบคุณสมบัติของผู้ขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามที่กฎหมายกำหนด และเป็นไปตามหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในประกาศเชิญชวนของกระทรวงพลังงาน และเมื่อพบว่าบริษัทผู้สนใจมีคุณสมบัติครบถ้วน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้พิจารณาข้อเสนอทางด้านเทคนิคและผลประโยชน์ตอบแทนรัฐ และเสนอผลการพิจารณาตามขั้นตอนที่กฎหมายกำหนด โดยที่พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติมกำหนดให้การให้สิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นอำนาจของรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานโดยคำแนะนำของคณะกรรมการปิโตรเลียม และต้องได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี

คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2566 ได้พิจารณาผลการคัดเลือกตามที่กระทรวงพลังงานเสนอ จึงมีมติอนุมัติให้สิทธิการเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65 แก่บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด และให้สิทธิการเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 แก่บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด โดยสัญญา

A few interested companies submitted their applications under DMF's announcement for the 24th bidding round. These applications were first screened based on the applicants' qualifications as specified in the applicable laws and set criteria, procedures, and conditions stipulated in the announcement. Qualified, the applicants' technical proposals and benefits offered for the state would then be considered. Results of the consideration were then proceeded according to applicable law. For the award of production sharing contract, the Petroleum Act, B.E. 2514 and its amendments requires the consent of the Minister of Energy with the advice of the Petroleum Committee, and then the Cabinet approval.

The cabinet, at the meeting on March 7, 2023, considered the results submitted by the Ministry of Energy, and approved to grant production sharing contracts for Blocks G1/65 and G3/65 to PTT Energy Development Co., Ltd., and Block G2/65 to Chevron Offshore (Thailand) Co., Ltd. The PSCs between the Minister of Energy and the contractors for the three blocks were signed on May 30, 2023. Under the PSCs,

ดังกล่าวได้มีการลงนามระหว่างรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและผู้รับสัญญาสำหรับทั้ง 3 แปลงสำรวจ เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม 2566 ซึ่งนับจากนี้ตลอดระยะเวลาการสำรวจ 6 ปี ผู้รับสัญญาจะต้องลงทุนดำเนินงานสำรวจตามข้อผูกพันการสำรวจตามที่ตกลงไว้โดยการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในครั้งนี้ คาดว่าจะก่อให้เกิดการลงทุนในอุตสาหกรรมสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมภายในประเทศรวมถึงอุตสาหกรรมเกี่ยวเนื่องเป็นเงินไม่น้อยกว่า 6,800 ล้านบาท รวมทั้งได้รับผลประโยชน์พิเศษในรูปแบบของค่าตอบแทนการลงนาม เงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียมในประเทศไทย และอื่น ๆ เป็นเงินประมาณ 640 ล้านบาท และหากสามารถพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมได้ในเชิงพาณิชย์ ในแปลงสำรวจปิโตรเลียมดังกล่าวก็จะสามารถสร้างรายได้ให้แก่รัฐในรูปแบบของค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมและส่วนแบ่งปิโตรเลียมที่เป็นกำไรด้วย

ในรอบปี พ.ศ. 2566 มีสัมปทานปิโตรเลียมจำนวน 34 สัมปทาน แบ่งเป็นช่วงการผลิต 34 แปลงสำรวจ ช่วงการสำรวจ 1 แปลงสำรวจ และหยุดดำเนินการ (พื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา) 12 แปลงสำรวจ และสัญญาแบ่งปันผลผลิตจำนวน 5 สัญญา 5 แปลงสำรวจ (แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 G2/61 G1/65 G2/65 และ G3/65) ซึ่งเพื่อให้การประกอบกิจการปิโตรเลียมภายในประเทศภายใต้สัญญาและสัมปทานที่มีอยู่ข้างต้นดำเนินไปอย่างมีประสิทธิภาพ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ให้ความสำคัญกับภารกิจด้านการกำกับดูแลกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยการพิจารณาอนุมัติ อนุญาตการดำเนินการของผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ไม่เพียงแต่ให้เป็นไปตามบทบัญญัติของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม แต่ยังรวมถึงวิธีปฏิบัติสากลในอุตสาหกรรมตามมาตรฐานทางเทคนิคและวิธีการปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดีที่ส่งเสริมให้เกิดการเรียนรู้และพัฒนาร่วมกับผู้ประกอบการเพื่อยกระดับมาตรฐานของการปฏิบัติงานโดยรวมภายในประเทศ

the contractors are required to conduct exploration under the agreed obligations throughout the six years of the exploration period. It is expected that the exploration and production rights granted will bring about a total investment of no less than Baht 6.8 billion in petroleum exploration and development as well as related industries, and, to the state, a benefit in the forms of, for example, signing bonus and petroleum development fund, of about Baht 640 million. If petroleum in these exploration blocks could be developed into a commercial volume, the state will obtain more benefit in the forms of royalty, petroleum income tax, and profit sharing.

During 2023, there were altogether 34 concessions, consisting of 34 blocks in the production period and one block in the exploration period, and 12 blocks in the overlapping areas between Thailand and Cambodia suspended, and five PSCs each for block G1/61, G2/61, G1/65, G2/65, and G3/65. To ensure efficiency of domestic petroleum operations under the concession and production sharing schemes, DMF attaches importance to monitoring of petroleum exploration and production. Permission and approval to be granted to the contractors must not only follow the Petroleum Act, B.E. 2514 and its amendments, but must also conform to international industrial practices in relation to technical standards and best practice of petroleum operations that encourage mutual learning and development with petroleum operators to raise the overall standards of petroleum operations in Thailand.

Petroleum Concessions in Thailand (as of January 1, 2024)

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
Gulf of Thailand							
1/2514 26-Nov-71	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00					
	Idemitsu Kosan Co., Ltd.	50.00	5#	4,645.0000	–	–	Suspended
	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	20.00	6#	5,510.0000	–	–	Suspended
	* Chevron Blocks 5 and 6, Ltd.	10.00					
1/2515/5 25-Apr-75 Sup.No 2	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10#	1,382.9000	–	–	Suspended
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11#	1,401.4900	–	–	Suspended
17-Dec-97 Sup.No 9	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10A	–	166.0000	–	Operating Production Period 17 Dec 05 – 16 Dec 35
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11A	–	88.0000	–	
2/2515/6 8-Jun-99 Sup.No.6	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00	12A#	294.0000	–	–	Suspended
			12B#	125.0000	–	–	Suspended
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00	13#	471.0000	–	–	Suspended
3/2515/7 1-Jun-98 Sup.No.8	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00	16A	–	719.8457	–	Operating Production Period 27 Feb 06 - 26 Feb 36
	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00					
	**Moeco Thailand Co., Ltd.	4.00					
4/2515/8 24-Feb-76 Sup.No.8	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
	* Shell Thailand E&P Inc.	50.00	7#	4,760.0000	–	–	Suspended
	Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd.	33.33	8#	3,400.0000	–	–	Suspended
	Petroleum Resources (Thailand) Pty., Ltd.	16.67	9#	2,260.0000	–	–	Suspended
17-Jul-03 Sup.No.9	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	44.34	9A	–	80.0276	–	Production suspended Production Period 17 Jul 11 - 16 Jul 41
	Orange Energy Limited	46.34					
	Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd.	7.32					
	Palang Sophon Limited	2.00					
5/2515/9 1-Jun-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00	14A	–	1,373.1890	–	Operating Production Period 27 Feb 10 - 26 Feb 40
	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00					
	**Moeco Thailand Co., Ltd.	4.00					
	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00	14A#	133.0000	–	–	Suspended
	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00					
	Moeco Thailand Co., Ltd.	4.00					

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
1-Jun-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00	15A	–	1,466.0516	–	Operating Production Period 27 Feb 06 - 26 Feb 36
	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00					
	Moeco Thailand Co., Ltd.	4.00					
1/2529/33 15-Jan-86	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	35.00	B12/27	–	2,678.2930	441.4800	Operating Production Period 15 Jan 98 - 14 Jan 28
	PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	45.00					
	PTTEP SP Limited	15.00					
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	5.00					
1/2532/35 9-Aug-89	Busrakham Jasmine Ltd.	100.00	B5/27	–	75.8988	1,855.3412	Operating Production Period 9 Aug 01 - 8 Aug 31
1/2534/36 1-Aug-91	**Tantawan Production Area**						
	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	44.34	B8/32	–	274.6670	–	Production suspended Production Period 1 Aug 00 - 31 Jul 30
	Orange Energy Limited	46.34					
	**Chevron Block B8/32 (Thailand) Ltd.	7.32					
	Palang Sophon Limited	2.00					
	Outside Tantawan Production Area						
	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	29.67	B8/32	–	1,717.4300	–	Operating Production Period 1 Aug 00 - 31 Jul 30
	Orange Energy Limited	31.67					
	B8/32 Partners Ltd.	31.67					
	**Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd.	5.00					
	Palang Sophon Limited	2.00					
3/2539/50 24-Oct-96	* Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited	60.00	B8/38	–	376.5626	–	Operating Production Period 24 Oct 05 – 23 Oct 25
	Medco Energi Thailand (E&P) Limited	40.00					
4/2546/61 17-Jul-03	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	51.000	G4/43	–	454.8500	–	Operating Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
	PTTEP International Ltd.	21.375					
	**Siam MOECO Ltd.	21.250					
	Palang Sophon Limited	6.375					
8/2546/65 17-Jul-03	**Thailand-Cambodia Overlapping Area**						
	PTTEP International Ltd.	100.00	G9/43#	2,619.0000	–	–	Suspended
1/2549/69 15-Mar-06	* Chevron Pattani, Ltd.	71.25	G4/48	–	70.8300	–	Operating Production Period 15 Mar 15 - 14 Mar 35
	Siam MOECO Ltd.	23.75					
	PTTEP International Ltd.	5.00					
3/2549/71 15-Mar-06	* PTTEP International Ltd.	66.67	G12/48	–	37.0500	–	Operating Production Period 15 Mar 15 - 14 Mar 35
	TotalEnergies EP Thailand	33.33					
7/2549/75 8-Dec-06	* Busrakham Manora Ltd.	70.00	G1/48	–	171.8900	–	Operating Production Period 8 Dec 15 - 7 Dec 35
	Tap Energy (Thailand) Pty Ltd.	30.00					

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
8/2549/76 8-Dec-06	* Valeura Energy (Gulf of Thailand) Ltd.	25.00	G10/48	–	132.2000	–	Operating Production Period 8 Dec 15 - 7 Dec 35
	Valeura Energy (Thailand) Ltd.	64.00					
	Palang Sophon Limited	11.00					
4/2550/80 8-Jan-07	* Valeura Energy (Gulf of Thailand) Ltd.	30.00	G6/48	–	87.7400	–	Operating Production Period 8 Jan 16 - 7 Jan 36
	MP G6 (Thailand) Limited	30.00					
	Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.	40.00					
5/2550/81 13-Feb-07	* Busrakham G11 Ltd.	67.50	G11/48	–	388.2100	–	Operating Production Period 13 Feb 16 - 12 Feb 36
	Busrakham Nong Yao Ltd.	22.50					
	Palang Sophon Limited	10.00					
11/2550/87 19-Dec-07	* Chevron Pattani, Ltd.	35.00	G7/50	–	45.4400	–	Operating Production Period 19 Dec 16 - 18 Dec 36
	PTTEP International Limited	60.00					
	**Siam MOECO Ltd.	5.00					
12/2550/88 19-Dec-07	* PTTEP International Limited	80.00	G8/50	–	121.9400	–	Production suspended Production Period 19 Dec 13 - 18 Dec 33
	Chevron Petroleum (Thailand), Ltd.	16.00					
	**Siam MOECO Ltd.	4.00					
Total		20 concessions	31 blocks	27,001.3900	10,526.1153	2,296.8212	
Onshore							
1/2522/16 15-Mar-79	* PTTEP Siam Ltd.	75.00	S1	–	870.3500	454.9500	Operating Production Period 15 Mar 91 - 14 Mar 31
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	25.00					
2/2522/17 16-Mar-79	Namphong Area						
	* ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	80.00	E5	–	34.4000	17.2200	Operating Production Period 16 Mar 91 - 15 Mar 31
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	20.00					
	Phu Horm Area						
	* PTTEP SP Limited	35.00	E5	–	39.3100	–	Operating Production Period 16 Mar 91 - 15 Mar 31
	Apico LLC	35.00					
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	20.00					
	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	10.00					
1/2524/19 3-Jun-81	* PTTEP SP Limited	35.00	EU1	–	192.8900	–	Operating Production Period 3 Jun 89 - 2 Jun 29
	Apico LLC	35.00					
	**PTTEP Siam Ltd.	20.00					
	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	10.00					
1/2527/24 24-Jul-84	Eco Orient Energy (Thailand) Ltd.	100.00	SW1	–	14.4611	–	Operating Production Period 24 Jul 96 - 23 Jul 26
2/2528/27 5-Feb-85	PTTEP International Ltd.	100.00	PTTEP1	–	9.0400	–	Operating Production Period 5 Feb 97 - 4 Feb 27

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
1/2546/58 17-Jul-03	CNPCHK (Thailand) Ltd.	100.00	L21/43	–	43.3200	–	Operating Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
2/2546/59 17-Jul-03	PTTEP International Ltd.	100.00	L22/43	–	16.4800	–	Production suspended Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
3/2546/60 17-Jul-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L44/43	–	96.3200	–	Operating Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
5/2546/62 17-Jul-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L33/43	–	13.8700	–	Operating Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
9/2546/66 25-Jul-03	Apico (Khorat) Limited	100.00	L27/43	–	31.9100	–	Production has not started yet Production Period 25 Sep 12 - 24 Sep 32
1/2547/67 22-Jan-04	UAC Utilities Company Limited	100.00	L10/43	–	77.6600	–	Operating Production Period 22 Jan 13 - 21 Jan 33
			L11/43	–	47.4200	–	
2/2547/68 22-Jan-04	PTTEP International Ltd.	100.00	L53/43	–	77.6500	–	Production suspended Production Period 22 Jan 13 - 21 Jan 33
			L54/43	–	82.8500	–	Operating Production Period 22 Jan 13 - 21 Jan 33
1/2550/77 8-Jan-07	Pan Orient Energy (Siam) Ltd.	100.00	L53/48	–	27.3200		Operating Production Period 8 Jan 16 - 7 Jan 36
1/2564/111 19-Nov-21	CNPCHK (Thailand) Ltd.	100.00	L1/64	67.6600	11.2400	–	Operating Exploration Period Area A (Sup.No.1) Concession period was extended Area B 19 Nov 21 - 18 Nov 27
Total		14 concessions	16 blocks	67.6600	1,686.4911	472.1700	
Grand Total		34 concessions	47 blocks	27,069.0500	12,212.6064	2,768.9912	

* : operator ผู้ดำเนินงาน

** : coventurer ผู้ร่วมประกอบการ

\# : suspended หยุดการดำเนินงาน

Production Sharing Contract in Thailand (as of January 1, 2024)

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
Gulf of Thailand							
1/2562/1 25-Feb-19	*PTTEP Energy Development Co., Ltd.	60.00	G1/61	122.6400	4,378.3600	–	Operating Exploration Period 24 Apr 22-23 Apr 25
	MP G2 (Thailand) Co., Ltd.	40.00					
2/2562/2 25-Feb-19	PTTEP Energy Development Co., Ltd.	100.00	G2/61	236.9600	3,010.0400	–	Operating Exploration Period Area A 24 Apr 22 - 23 Apr 25 Area B1 and B2 8 Mar 23 - 23 Apr 25
1/2566/3 1-Jun-23	PTTEP Energy Development Co., Ltd.	100.00	G1/65	8,487.2000	–	–	Operating Exploration Period 1 Jun 23 - 31 May 29
2/2566/4 1-Jun-23	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	100.00	G2/65	15,030.1400	–	–	Operating Exploration Period 1 Jun 23 - 31 May 29
3/2566/5 1-Jun-23	PTTEP Energy Development Co., Ltd.	100.00	G3/65	11,646.6700	–	–	Operating Exploration Period 1 Jun 23 - 31 May 29
Total		5 contracts	5 blocks	35,523.6100	7,388.4000	–	

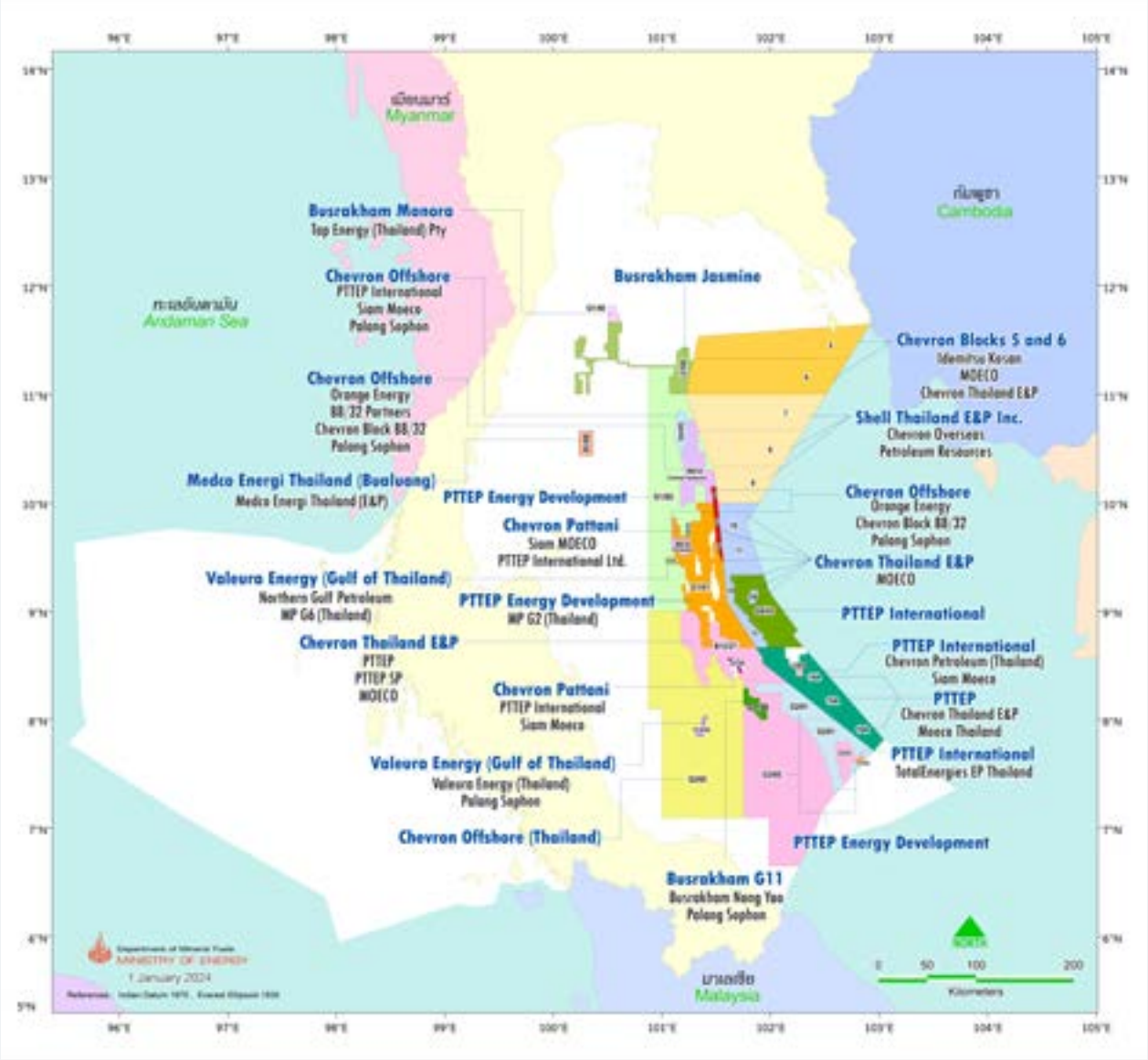
* : operator ผู้ดำเนินงาน

** : coventurer ผู้ร่วมประกอบการ

\# : suspended หยุดการดำเนินงาน

แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมบนบก
Petroleum Concession Map (Onshore)

แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย
Petroleum Concession Map Offshore (Gulf of Thailand)



แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย
Thailand Petroleum Concession Map

3.2 รายได้ของรัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม
State Revenue

รายได้จากระบบสัมปทานปิโตรเลียม

รายได้ของรัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมสามารถแบ่งได้เป็นสองส่วน คือ ส่วนแรกประกอบด้วยค่าภาคหลวงปิโตรเลียม ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) และค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตซึ่งจัดเก็บโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ส่วนที่สองเป็นภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ซึ่งจัดเก็บโดยกรมสรรพากรภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม

ในปี 2566 รัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นเงิน 22,054 ล้านบาท จากปริมาณการขายปิโตรเลียมในเดือนมกราคม – ธันวาคม 2566 ซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท น้ำมันดิบ และก๊าซปิโตรเลียมเหลว คิดเป็นมูลค่าปิโตรเลียมทั้งสิ้น 190,217 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

Revenue from petroleum concession regime

State revenue derived from concessionaires' operations consists of royalty, special remuneratory benefits (SRB), and production period renewal benefits, all collected by DMF under the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971), and petroleum income tax, collected by the Revenue Department under the Petroleum Income Tax Act, B.E. 2514 (1971).

Royalty

This year, royalty collection totaled Baht 22.054 billion for the natural gas, condensate, crude oil, and LPG sold during the period, altogether worth Baht 190.217 billion.

หน่วย : ล้านบาท
Unit : (million baht)

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sales Volume	มูลค่าปิโตรเลียม Value	ค่าภาคหลวง Royalty
ก๊าซธรรมชาติ 0.36 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (0.36 TCF)	89,201	10,971
คอนเดนเสท 13 ล้านบาร์เรล Condensate (13 million barrels)	34,742	4,309
น้ำมันดิบ 23 ล้านบาร์เรล Crude oil (23 million barrels)	65,247	6,646
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 59 ล้านกิโลกรัม LPG (59 million kilograms)	1,027	128
รวม Total	**190,217**	**22,054**

ปี 2566 การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลที่อยู่ภายในเส้นฐานตรงและน่านน้ำภายในให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นรวมเป็นเงิน 2,595 ล้านบาท มีรายละเอียดดังนี้

The year saw Baht 2.595 billion in royalty derived from onshore and offshore production between the straight baseline and inner waters was allocated to local administrative bodies, as detailed below:

หน่วย : ล้านบาท
Unit : (million baht)

รายละเอียด (Description)	แหล่งผลิตในอ่าวไทย (Gulf)	แหล่งผลิตบนบก (Onshore)	รวม (Total)
ค่าภาคหลวงที่จัดเก็บได้ (มกราคม – ธันวาคม 2566) Collected royalty (January-December 2023)	17,751	4,303	**22,054**
นำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน Remitted to Treasury	17,739	1,720	**19,459**
จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20 (203 แห่ง) 20% allocated to 203 Tambon Admin. Org. (TAOs) in production areas	4	861	**865**
จัดสรรให้ อบต. ทั่วประเทศ และเทศบาลต่าง ๆ ร้อยละ 20 (7,773 แห่ง) 20% allocated to 7,773 TAOs and municipalities nationwide	4	861	**865**
จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) ร้อยละ 20 (12 แห่ง*) 20% allocated to 12 Provincial Admin. Org. (PAOs)	4	861	**865**

* อบจ. 12 แห่ง ได้แก่ กำแพงเพชร พิษณุโลก สุโขทัย ขอนแก่น นครปฐม สุพรรณบุรี เพชรบูรณ์ อุดรธานี กาญจนบุรี นครศรีธรรมราช ปัตตานี สงขลา

* The 12 PAOs consisting of Kamphaeng Phet, Phitsanulok, Sukhothai, Khon Kaen, Nakhon Pathom, Suphan Buri, Phetchabun, Udon Thani, Kanchanaburi, Nakhon Si Thammarat, Pattani, and Songkhla

ประเทศไทยเริ่มมีการผลิตปิโตรเลียมตั้งแต่ปี 2524 จนถึงสิ้นปี 2566 สามารถผลิตปิโตรเลียมคิดเป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 7.88 ล้านล้านบาท โดยรัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงปิโตรเลียมได้รวมทั้งสิ้น 961,937 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

As from 1981 when petroleum production began in Thailand until the end of 2023, the production totaled Baht 7.88 trillion in value. Of the sum, royalty accounted for Baht 961.937 billion, detailed in the table below:

หน่วย : ล้านบาท
Unit : (million baht)

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sales Volume	มูลค่าปิโตรเลียม Value	ค่าภาคหลวง Royalty
ก๊าซธรรมชาติ 26 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (26 TCF)	4,017,288	501,550
คอนเดนเสท 802 ล้านบาร์เรล Condensate (802 million barrels)	1,465,388	183,003
น้ำมันดิบ 1,172 ล้านบาร์เรล Crude oil (1,172 million barrels)	2,371,590	273,595
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 3,064 ล้านกิโลกรัม LPG (3,064 million kilograms)	30,308	3,789
รวม Total	**7,884,574**	**961,937**

การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นตั้งแต่ปี 2539 ถึงปี 2566 รวมเป็นเงิน 56,961 ล้านบาท

From 1996 to the end of 2023, a total amount of Baht 56.961 billion from royalty derived from offshore and onshore productions was allocated to local administrative bodies.

เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB)

เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (Special Remuneratory Benefits - SRB) เป็นผลประโยชน์ของรัฐที่จัดเก็บเพิ่มเติมจากค่าภาคหลวง โดยจัดเก็บภายในระยะเวลา 5 เดือน นับแต่วันสิ้นรอบระยะเวลาบัญชีจากผู้รับสัมปทานในระบบ Thailand III ที่มีผลกำไรเกิดขึ้นจากการผลิตปิโตรเลียมในรอบปีที่ผ่านมามากเกินกว่าที่ควรจะได้รับตามปกติหลังจากหักค่าใช้จ่ายในการลงทุนหมดแล้ว ตามข้อกำหนดในหมวด 7 ทวิ ของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ที่เอื้อให้รัฐสามารถจัดเก็บรายได้เพิ่มขึ้นในกรณีที่ราคาปิโตรเลียมสูงขึ้นหรือพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์สูงมาก

ในปี 2566 รัฐสามารถจัดเก็บเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากผลกำไรประจำปี 2565 จำนวน 4 แปลงสำรวจ เป็นจำนวนเงิน 3,810 ล้านบาท โดยมีจำนวนเงินที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี 2547 จนถึงธันวาคม 2566 เป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 57,412 ล้านบาท

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตจัดเก็บจากสัมปทานที่ได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมอีก 10 ปี โดยในปี 2566 รัฐจัดเก็บค่าตอบแทนซึ่งเป็นรายได้ของรัฐ จำนวนเงิน 3,654 ล้านบาท สรุปจำนวนเงินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี 2550 จนถึงธันวาคม 2566 รวมทั้งสิ้น 73,492 ล้านบาท

รายได้จากระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

ประเทศไทยเริ่มมีการจัดเก็บรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปี 2565 โดยแบ่งออกเป็นสองส่วน คือ ส่วนแรกประกอบด้วยค่าภาคหลวงส่วนแบ่งกำไร ซึ่งจัดเก็บโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560 ส่วนที่สองเป็นภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ซึ่งจัดเก็บโดยกรมสรรพากรภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560

การจัดเก็บค่าภาคหลวงและส่วนแบ่งกำไรตามระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

ในปี 2566 รัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นเงิน 9,097 ล้านบาท และส่วนแบ่งกำไรเป็นเงิน 25,213 ล้านบาท รวมจัดเก็บได้ทั้งสิ้น 34,310 ล้านบาท จากปริมาณการขายปิโตรเลียมในเดือนมกราคม - ธันวาคม 2566 ซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท น้ำมันดิบ และก๊าซปิโตรเลียมเหลว คิดเป็นมูลค่าปิโตรเลียมทั้งสิ้น 91,069 ล้านบาท

Special remuneratory benefits (SRB)

Special remuneratory benefits (SRB), a sum of benefits levied on top of royalty under the Thailand III concession system, is collected within five months after a given fiscal year from concessionaires that accrued "beyond reasonable" profits over the year after deduction of all capital expenses under Section 7 bis of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971), amended by the Petroleum Act (No. 4) of 1989, which allows the State to levy additional revenue, given exorbitant petroleum prices or upon discovery of deposits of extraordinary commerciality.

This year, Baht 3.810 billion in SRB collection (based on the profit of the 2022 calendar year) was applied to four exploration blocks. The cumulative sum of SRB from 2004 to December 2023 is Baht 57.412 billion.

Production period renewal benefits

Production period renewal benefits are levied on concessions with a 10-year extension of production, this year alone totaling Baht 3.654 billion. Since 2007, cumulative benefits have reached Baht 73.492 billion.

Revenue from production sharing contract regime

Thailand began collecting revenue from petroleum operations under the production sharing contract regime in 2022, which consists of two portions. One is royalty and profit sharing, to be collected by DMF under the Petroleum Act (No.7), B.E. 2560 (2017). The other is petroleum income tax, to be collected by the Revenue Department under the Petroleum Income Tax Act (No.7), B.E. 2560 (2017).

Royalty and profit sharing under the PSC regime

A total of Baht 34.310 billion, consisting of Baht 9.097 billion in royalty and Baht 25.213 billion in profit sharing, was collected in 2023 from petroleum (natural gas, condensate, crude oil, and LPG) sold during January - December 2023 worth altogether Baht 91.069 billion.

หน่วย : ล้านบาท
Unit : (million baht)

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sales volume	มูลค่าปิโตรเลียม Value	ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม Royalty	ส่วนแบ่งกำไร Profit sharing
ก๊าซธรรมชาติ 0.36 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (0.36 TCF)	54,360	5,436	25,213
คอนเดนเสท 10.04 ล้านบาร์เรล Condensate (10.04 million barrels)	26,805	2,671	
น้ำมันดิบ 3.41 ล้านบาร์เรล Crude oil (3.41 million barrels)	9,904	990	
รวม **Total**	**91,069**	**9,097**	**25,213**
รวมรายได้ทั้งสิ้น **Total income**		**34,310**	

ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตเริ่มมีการจัดเก็บรายได้ตั้งแต่ปี 2565 จนถึงสิ้นปี 2566 รัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นเงิน 12,126 ล้านบาท และส่วนแบ่งกำไรเป็นเงิน 33,561 ล้านบาท รวมจัดเก็บได้ทั้งสิ้น 45,687 ล้านบาท คิดเป็นมูลค่าปิโตรเลียมทั้งสิ้น 121,359 ล้านบาท

The production sharing contract regime allows revenue collection to start in 2022. As of the end of 2023, state revenue in the PSC regime amounted to Baht 45.687 billion, made up of Baht 12.126 billion in royalty and Baht 33.561 billion in profit sharing, derived from the total petroleum value of Baht 121.359 billion.

หน่วย : ล้านบาท
Unit : (million baht)

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sales volume	มูลค่าปิโตรเลียม Value	ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม Royalty	ส่วนแบ่งกำไร Profit sharing
ก๊าซธรรมชาติ 0.46 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (0.46 TCF)	70,049	7,005	33,561
คอนเดนเสท 12.85 ล้านบาร์เรล Condensate (12.85 million barrels)	36,291	3,620	
น้ำมันดิบ 4.93 ล้านบาร์เรล Crude oil (4.93 million barrels)	15,019	1,501	
รวม **Total**	**121,359**	**12,126**	**33,561**
รวมรายได้ทั้งสิ้น **Total income**		**45,687**	

ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

กรมสรรพากรจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมภายในระยะเวลา 5 เดือนนับแต่วันสิ้นรอบระยะเวลาบัญชี โดยระบบสัมปทานปิโตรเลียมจัดเก็บในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทาน และระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตจัดเก็บในอัตราร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัญญา โดยในปี 2566 เป็นปีแรกที่รัฐเริ่มจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีปี 2565 ซึ่งจัดเก็บในปี 2566 รัฐจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมได้เป็นจำนวนเงิน 48,965 ล้านบาท เป็นผลให้มีจำนวนเงินภาษีเงินได้ปิโตรเลียมที่จัดเก็บจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมนับตั้งแต่ปี 2528 จนถึงปัจจุบัน รวมทั้งสิ้น 1.48 ล้านล้านบาท

ผลประโยชน์ที่รัฐได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม

การผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัมปทานและระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ตั้งแต่ปี 2524 จนถึงปี 2566 มีการขายปิโตรเลียมได้เป็นมูลค่าทั้งสิ้น 8,005,934 ล้านบาท โดยรัฐสามารถจัดเก็บรายได้รวมทั้งสิ้น 2,619,307 ล้านบาท ซึ่งประกอบด้วย

Petroleum income tax

Within five months after each fiscal year, the Revenue Department collects 50% of the net profit from each concessionaire's operations and 20% from each PSC contractor. In 2023, the first year of petroleum tax collection under the PSC regime for the 2022 accounting period, a total of Baht 48.965 billion was collected, resulting in a cumulative petroleum income tax of Baht 1.48 trillion as from 1985.

State revenue from petroleum operations

Petroleum production from 1981 up to 2023, both under the concession and PSC regimes, registered Baht 8.005934 trillion in value, providing a total revenue of Baht 2.619307 trillion to the State, detailed in the table below:

หน่วย : ล้านบาท
Unit : (million baht)

ระบบสัมปทาน (Concession)		ระบบสัญญาแบ่งปันผลิต (PSC)	
ค่าภาคหลวง Royalty	961,937	ค่าภาคหลวง Royalty	12,126
เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ Special remuneratory benefits (SRB)	57,412	ส่วนแบ่งกำไร Profit split	33,561
ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต Production period renewal benefits	73,492		
รวม **Total**	**1,092,841**	**รวม** **Total**	**45,687**
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม Petroleum income tax	1,480,779		
รวมทั้งสิ้น **Grand total**	**2,619,307**		

รายละเอียดตัวเลขปริมาณ มูลค่าปิโตรเลียม และค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเป็นรายปี แสดงไว้ในภาคผนวก
Detailed annual volumes, values, and royalty payments appear in the appendices.

4 Petroleum Operation Investment

การลงทุนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

4.1 การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต

Exploration and Production Investment by Concessionaires and Production Sharing Contractors

การลงทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยประกอบด้วย การลงทุนตามระบบสัมปทานปิโตรเลียม และระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

Investment in petroleum exploration and production in Thailand is made under the concession regime and the production sharing contract regime.

การลงทุนตามระบบสัมปทานปิโตรเลียม

ในปี 2566 ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมมีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยทั้งบนบกและในทะเลเป็นเงินรวมทั้งสิ้น 77,940 ล้านบาท โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานด้านต่าง ๆ ได้แก่ การสำรวจปิโตรเลียม 765.82 ล้านบาท (ร้อยละ 0.98) การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 38,700 ล้านบาท (ร้อยละ 49.65) การผลิตและขายปิโตรเลียม 36,374 ล้านบาท (ร้อยละ 46.67) และการบริหารงาน 2,100 ล้านบาท (ร้อยละ 2.70)

Investment under the concession regime

During 2023, onshore and offshore concessionaires made a combined investment of Baht 77.940 billion. Of the total spending, exploration expenses accounted for Baht 765.82 million (0.98%), field development Baht 38.700 billion (49.65%), production and sale Baht 36.374 billion (46.67%), and general administration Baht 2.100 billion (2.70%).

หน่วย : ล้านบาท
Unit : (million baht)

Year	2019	2020	2021	2022	2023	Compared with 2022 (%)
การสำรวจปิโตรเลียม Exploration	1,585	883	473	774	766	- 1.03
การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม Field Development	40,964	31,380	28,987	31,199	38,700	24.04
การผลิตและขายปิโตรเลียม Production and Sale	51,936	45,363	52,536	43,981	36,374	- 17.30
การบริหารงาน Administration	1,767	2,313	6,672	2,141	2,100	- 1.91
รวมทั้งสิ้น Total	**96,252**	**79,939**	**88,668**	**78,095**	**77,940**	**- 0.20**

การลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2562-2566) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 420,892.53 ล้านบาท การลงทุนในภาพรวมลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2562 เนื่องจากเข้าสู่ช่วงท้ายของสัมปทานแหล่งใหญ่ของประเทศ ได้แก่ กลุ่มแหล่งเอราวัณ และกลุ่มบงกช และได้เปลี่ยนผ่านไปสู่การลงทุนภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้แก่ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 ตามลำดับ นับตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 และ

Over the past five years (2019- 2023), investment made by all concessionaires totaled Baht 420.893 billion. Since 2019, however, investment has steadily slipped as concessions of major fields, namely Erawan and Bongkot, were nearing their expiry. These two concessions were switched to the production sharing contract regime after concession expiry as Block G1/61 on April 24, 2022, and G2/61 on March 8, 2023.

8 มีนาคม 2566 โดยการลงทุนในปี 2566 เมื่อเทียบกับปี 2565 ลดลงถึงร้อยละ 0.20 หมวดที่ลดลงสูงสุดร้อยละ 17.30 ได้แก่ การผลิตและขายปิโตรเลียม การสำรวจปิโตรเลียมลดลงร้อยละ 1.03 และการบริหารงานลดลงร้อยละ 1.91 ส่วนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นร้อยละ 24.04 ทั้งนี้ เมื่อนับตั้งแต่เริ่มต้นการดำเนินงานภายใต้ระบบสัมปทานปิโตรเลียม จนถึงปี 2566 มีการลงทุนมูลค่าสูงถึง 3.090 ล้านล้านบาท

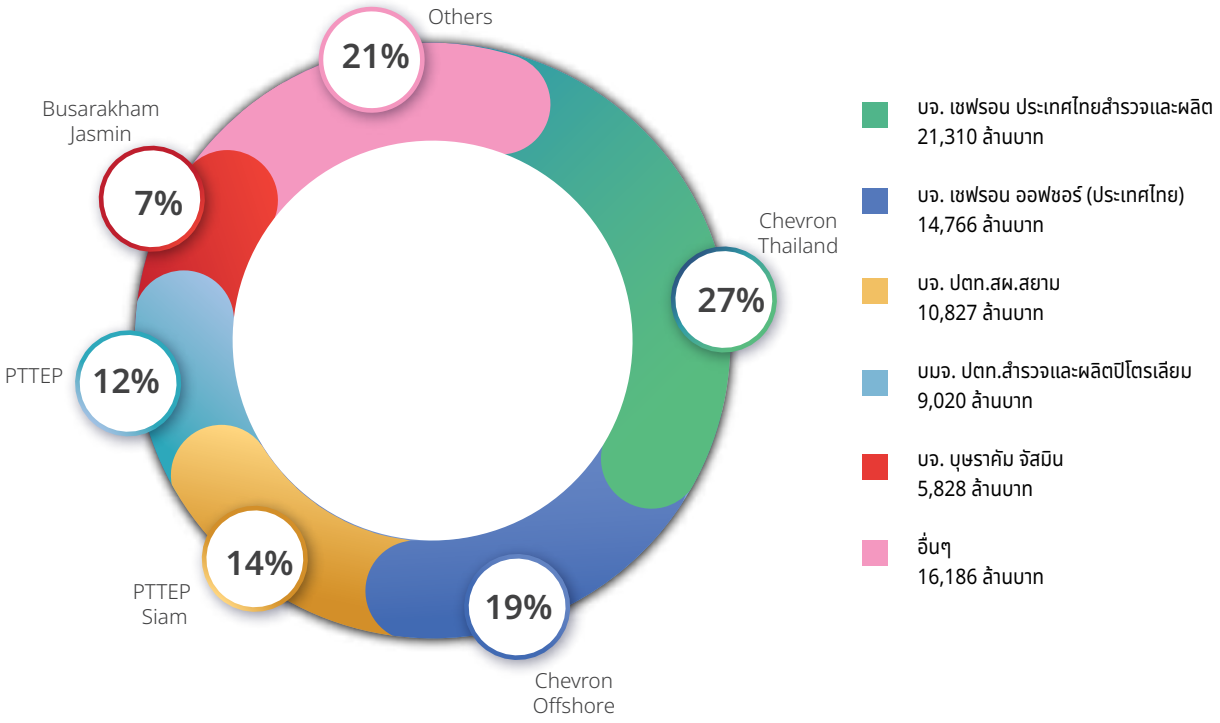
ปี 2566 บริษัทฯ ที่มีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 5 ลำดับแรก ได้แก่ บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด มีค่าใช้จ่ายในการลงทุน 21,310.45 ล้านบาท บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) มีค่าใช้จ่ายในการลงทุน 14,766.02 ล้านบาท บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด มีค่าใช้จ่ายในการลงทุน 10,827.56 ล้านบาท บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) มีค่าใช้จ่ายในการลงทุน 9,020.60 ล้านบาท และบริษัท บุษราคัม จัสมิน จำกัด มีค่าใช้จ่ายในการลงทุน 5,828.64 ล้านบาทและบริษัทอื่น ๆ มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนรวม 16,186.38 ล้านบาท ตามกราฟ

Investment in 2023, when compared with 2022, decreased by 0.20%. The highest percentage drop came from production and sales (17.30%), followed by exploration (1.03%), and administration (1.91%). On the rise was field development by 24.04%. Cumulative investment in petroleum operations under the concession regime from its beginning until 2023 amounted to Baht 3.090 trillion.

The top five investors in Thailand's petroleum exploration and production for 2023 are: Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd. (Baht 21.310 billion); Chevron Offshore (Thailand) Limited (Baht 14.766 billion; PTTEP Siam Limited (Baht 10.828 billion); PTT Exploration and Production Public Company Limited (Baht 9.021 billion); and Busarakham Jasmine Limited (Baht 5.829 billion). The combined investment made by other companies amounted to Baht 16.18638 billion.

ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ปี 2566

Investment Expenditure in 2023



การลงทุนตามระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

การลงทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับ 2 แปลงสำรวจแรก คือ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 เริ่มนับแต่วันที่สัญญามีผลใช้บังคับ เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 โดยเป็นการลงทุนเพื่อเตรียมการก่อนเริ่มกิจการปิโตรเลียม และเริ่มมีการขายปิโตรเลียมเมื่อเข้าสู่ระยะเวลาการดำเนินงานตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตเมื่อวันที่ 24 เมษายน 2565 นอกจากนี้ในปี 2566 กระทรวงพลังงานโดยอนุมัติของคณะรัฐมนตรีได้ให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตเพิ่มอีก 3 แปลงสำรวจ คือ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 G2/65 และ G3/65 โดยสัญญามีผลใช้บังคับนับตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2566

ในปี 2566 มีเงินลงทุนในการประกอบกิจการปิโตรเลียมรวมทั้งสิ้น 59,955 ล้านบาท ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 40,377 ล้านบาท (ร้อยละ 67.34) และค่าใช้จ่ายในการผลิตและขายปิโตรเลียม 14,704 ล้านบาท (ร้อยละ 24.52) และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการปิโตรเลียม 4,874 ล้านบาท (ร้อยละ 8.13) ดังตาราง

Investment under the production sharing contract regime

Investment under the production sharing contract regime started at the first two exploration blocks, namely Block G1/61 and Block G2/61 in the Gulf of Thailand, on February 25, 2019 – the day the contracts came into effect. The PSC regime requires investment in the preparation stage prior to the commencement of petroleum operations and sale, which started on April 24, 2022. In 2023, the Ministry of Energy, with the Cabinet approval, granted petroleum exploration and production rights for another three exploration blocks, namely offshore Blocks G1/65, G2/65, and G3/65, under the contracts that became effective on June 1, 2023.

Investment in petroleum operations in 2023 totaled Baht 59.955 billion, consisting of Baht 40.377 billion in field development (67.34%), Baht 14.704 billion in production and sale (24.52%), and Baht 4.874 billion in other activities related to petroleum operations (8.13%), as shown in the table below:

หน่วย : ล้านบาท

Unit: Baht Million

Year	2019	2020	2021	2022	2023	Total	Compared with 2022 (%)
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม Exploration	12	45	1,433	350	1,796	3,636	413.37
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม Field Development	313	5,617	6,454	24,376	40,377	77,137	65.65
ค่าใช้จ่ายในการผลิตและขายปิโตรเลียม Production and Sale	32	23	349	7,325	14,704	22,433	100.75
ค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน Administration	53	180	300	1,037	1,485	3,055	43.28
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการปิโตรเลียม Others	-	-	451	4,525	1,593	6,569	-64.78
รวมทั้งสิ้น Total	**410**	**5,865**	**8,987**	**37,613**	**59,955**	**112,830**	**59.41**

การลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัญญาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2562-2566) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 112,830 ล้านบาท โดยมีการลงทุนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และในปี 2566 เพิ่มขึ้นจากปี 2565 จำนวน 22,342 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น จำนวน 16,001 ล้านบาทและค่าใช้จ่ายในการผลิตและขายปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น จำนวน 7,379 ล้านบาท

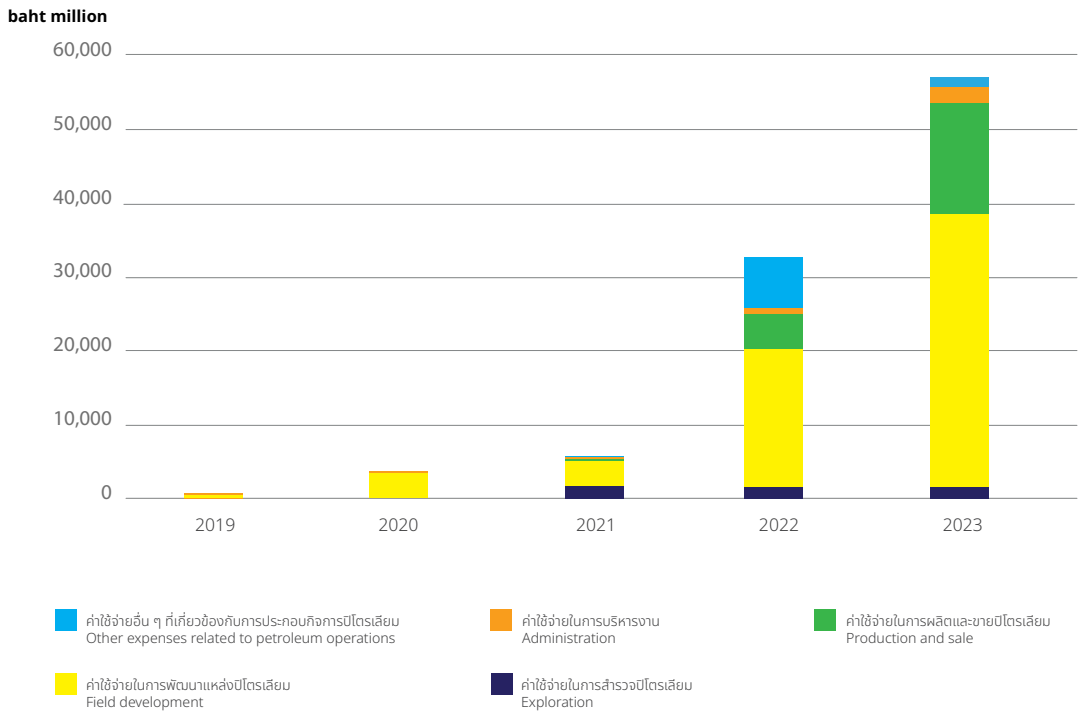
สรุป การประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศไทยนับตั้งแต่ปี 2514 มีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามระบบสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 3.090 ล้านล้านบาท และระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต จำนวน 0.1128 ล้านล้านบาท รวมเป็นเงินลงทุนทั้งสิ้น 3.2028 ล้านล้านบาท

Investment under the PSC regime during the past five years (2019-2023) totaled Baht 112.830 billion, with the rising trend witnessed. Investment in 2023 saw an increase from that in 2022 by Baht 22.342 billion, most of which was in field development, which rose by Baht 16.001 billion, followed by Baht 7.379 billion in production and sale.

In conclusion, cumulative investment in petroleum exploration and production in Thailand, as from 1971, amounted to Baht 3.2028 trillion, comprising Baht 3.090 trillion under the concession regime and Baht 0.1128 trillion under the PSC regime.

สถิติการลงทุนในกิจการปิโตรเลียมตามระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต(ปี 2562-2566)

Petroleum Sharing Contract Invesment Profile, 2019-2023



4.2 การส่งเสริมและอำนวยความสะดวกในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

Promotion and Facilitation of Operations

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูง ต้องพึ่งพาเทคโนโลยีที่ทันสมัยและต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ในฐานะหน่วยงานของรัฐจึงควรร่วมมือให้การสนับสนุน ส่งเสริม ตลอดจนสร้างแรงจูงใจให้มีการลงทุนเพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานในประเทศ ซึ่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม ได้กำหนดให้ผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียมที่ได้รับสิทธิตามมาตรา 69 และ 70 มีสิทธิได้รับยกเว้นการเสียอากรขาเข้าตามกฎหมายว่าด้วยพิกัดอัตราศุลกากรและภาษีมูลค่าเพิ่มตามประมวลรัษฎากรสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักร หากคณะกรรมการปิโตรเลียมมีคำสั่งเห็นชอบว่าจำเป็นในการประกอบกิจการปิโตรเลียม และมีสิทธิในการนำช่างฝีมือและผู้เชี่ยวชาญ รวมตลอดถึงคู่สมรสและบุตรที่อยู่ในอุปการะซึ่งเป็นคนต่างด้าวเข้ามาในราชอาณาจักรได้ตามจำนวนและระยะเวลาที่คณะกรรมการปิโตรเลียมมีคำสั่งตามที่เห็นสมควร ทั้งนี้การพิจารณาอนุญาตทั้งสองเรื่องดังกล่าวจะต้องผ่านกระบวนการพิจารณาทั้งในระดับคณะทำงาน คณะอนุกรรมการ และคณะกรรมการปิโตรเลียม ซึ่งจะต้องเป็นไปตามหลักเกณฑ์การพิจารณาที่คณะกรรมการปิโตรเลียมได้กำหนดแนวทางไว้

ในปี 2566 มีผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 20 บริษัท ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต จำนวน 1 บริษัทและผู้รับจ้างซึ่งได้ทำสัญญาจ้างเหมาโดยตรงกับผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต จำนวน 31 บริษัท ได้รับสิทธินำผู้เชี่ยวชาญและช่างฝีมือชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงาน และขอสิทธิยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม สำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักรเพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียม โดยมีผลการพิจารณา ดังนี้

Petroleum exploration and production (E&P) is a highly risky business requiring sophisticated technologies and staggering capital investment. For national energy security, DMF, as a state agency, should provide support, promotion, and investment incentives to encourage continuous E&P investment. Under Section 69 and Section 70 of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971) and its amendments, petroleum investors, with the consent of the Petroleum Committee, can import into the Kingdom foreign specialists and skilled technicians, along with their spouses and children, in numbers and for periods as seen fit by the Petroleum Committee, and machinery and supplies essential to petroleum operations exempt from import tariffs under the law on customs tariff and value-added tax under the Revenue Code. Such permissions must undergo vetting processes at working group, subcommittee, and Petroleum Committee levels under the Petroleum Committee's criteria.

In 2023, a total of 20 petroleum concessionaires, one PSC contractor, and their 31 direct contractors were granted rights to bring foreign experts and skilled workers into the country. They, under the Section 70 of Petroleum Act 1971 also requested for exemption from import duties and VAT for supplies and machinery. Results of consideration are summarized below:

1. การอนุญาตให้ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างประเทศเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักร ตามมาตรา 69 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

Approved imports and specialists and skilled technicians under Section 69 of Petroleum Act, B.E. 2514 (1971)

บริษัท Company	ผู้เชี่ยวชาญ (คน) Specialists and skilled technicians	บุคคลในครอบครัว (คน) Family members
ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม Concessionaires	87	57
ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต PSC Contractors	1	-
ผู้รับจ้างเหมาโดยตรง Contractors	514	61
รวม **Total**	**602**	**118**

ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างชาติที่ขออนุญาตเข้ามาปฏิบัติงานในกิจการปิโตรเลียมในปี 2566 มาจาก 36 ประเทศ พบว่าเป็นผู้เชี่ยวชาญสัญชาติจีนมากที่สุด คิดเป็น 19.23% รองลงมาคือสัญชาติมาเลเซีย 13.99% สัญชาติอินโดนีเซีย 12.94% สัญชาติอินเดีย 8.92% สัญชาติเวียดนาม 6.82% และอื่น ๆ คิดเป็น 38.10%

The specialists and skilled technicians, from 36 countries, are: Chinese (19.23%), Malaysian (13.99%), Indonesian (12.94%), Indian (8.92%), Vietnamese (6.82%), and others (38.10%).

2. การอนุญาตให้ยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับวัสดุอุปกรณ์ ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักรเพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียมตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม

Imports of supplies and machinery free of import duties and value-added tax under Section 70 of Petroleum Act, B.E. 2514 (1971)

บริษัท Company	จำนวนรายการ Number of items	มูลค่า (USD) Value (US Dollars)
ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม Concessionaires	20,127	1,295,226,057.62
ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต PSC Contractors	13,127	290,297,967.87
ผู้รับจ้างเหมาโดยตรง Contractors	67,287	555,672,528.97
รวม **Total**	**100,541**	**2,141,196,554.46**

4.3 การสำรวจและการเจาะหลุมปิโตรเลียม
Exploration and Drilling

การดำเนินงานสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศ จากในอดีตจนถึงสิ้นปี 2566 มีตัวเลขโดยประมาณ ดังตาราง

Cumulative geophysical surveys and drilling activities as of the end of 2023 are summarized below:

การสำรวจวัดความเคลื่อนไหวสะเทือน
Seismic survey

พื้นที่ Acquisition Area	แบบ 2 มิติ (กม.) 2D Seismic (line-km.)	แบบ 3 มิติ (ตร.กม.) 3D Seismic (sq.km.)
บนบก Onshore	57,587	9,391
อ่าวไทย Gulf of Thailand	119,186	38,471
อันดามัน Andaman Sea	52,077	2,431
รวม **Total**	**228,850**	**50,293**

ในปี 2566 ไม่มีการสำรวจธรณีฟิสิกส์

No geophysical survey was carried out in 2023

การเจาะหลุมปิโตรเลียม

มีการเจาะหลุมรวมทั้งหมด 13,910 หลุม แบ่งเป็นพื้นที่บนบก 2,540 หลุม ในทะเลอ่าวไทย 11,351 หลุม และในทะเลอันดามัน 19 หลุม สามารถแบ่งตามประเภทของหลุมเจาะ ดังตาราง

Drilling

A total of 13,910 wells were drilled, comprising 2,540 wells onshore, 11,351 wells in the Gulf of Thailand, and 19 wells in the Andaman Sea, classified by type below:

พื้นที่ Area	หลุมสำรวจ Exploration well	หลุมประเมินผล Appraisal well	หลุมผลิต Production well	รวม Total
บนบก Onshore	237	266	2,037	2,540
อ่าวไทย Gulf of Thailand	379	640	10,332	11,351
อันดามัน Andaman Sea	19	-	-	19
รวม **Total**	**635**	**906**	**12,369**	**13,910**

* หมายเหตุ: หลุมผลิตรวมตั้งแต่อดีตจนถึงสิ้นปี 2566 จำนวน 12,370 หลุม ได้ถูกปิดและสละหลุมไปแล้วประมาณ 6,400 หลุม เนื่องจากเป็นหลุมที่ไม่มีอัตราการไหลของปิโตรเลียม ดังนั้น ปัจจุบันมีหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 5,970 หลุม

* Remark: Production wells at year end 2023 totalled 12,370. Of the number, 6,400 wells have been relinquished and abandoned since no petroleum flow was encountered. As a result, approximately 5,970 production wells are currently operational.

การเจาะหลุมปิโตรเลียม

ในปี 2566 มีการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด 625 หลุม มากกว่าปี 2565 ซึ่งมีจำนวนหลุมเจาะ 369 หลุม เนื่องจากมีการเร่งเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทยของผู้รับสัญญาซึ่งเป็นผู้ดำเนินงานสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 ในแหล่งเอราวัณ และบงกช ตามลำดับ เพื่อให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปตามข้อผูกพันในสัญญา โดยหลุมดังกล่าวประกอบด้วยหลุมสำรวจ/หลุมประเมินผลจำนวน 19 หลุม และหลุมผลิตจำนวน 606 หลุม ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น

• หลุมปิโตรเลียมบนบก จำนวน 113 หลุม แบ่งเป็นหลุมสำรวจ/หลุมประเมินผล จำนวน 4 หลุม และหลุมผลิต จำนวน 109 หลุม

• หลุมปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย จำนวน 512 หลุม แบ่งเป็นหลุมสำรวจ/หลุมประเมินผล จำนวน 15 หลุม และหลุมผลิต จำนวน 497 หลุม

ในภาพรวมของหลุมสำรวจ/หลุมประเมินผลทั้งหมด 19 หลุม พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ จำนวน 16 หลุม คิดเป็นร้อยละ 84 โดยเป็นการเจาะในแปลงสำรวจบนบก จำนวน 4 หลุม พบปิโตรเลียมจำนวน 3 หลุม คิดเป็นร้อยละ 75 และเจาะในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย จำนวน 15 หลุม พบปิโตรเลียม จำนวน 13 หลุม คิดเป็นร้อยละ 87 โดยมีรายละเอียดของหลุมดังกล่าวตามภูมิภาค ดังนี้

ภาคกลาง

1. บริษัท อีโค่ โอเรียนท์ รีซอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L44/43 เจาะหลุมสำรวจและหลุมประเมินผล จำนวน 3 หลุม คือ

1) หลุมสำรวจ NFE-F3A เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 5 มกราคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,168 เมตร ตามแนวหลุม (793 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 24 มกราคม 2566 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบ

2) หลุมประเมินผล BRN-7B เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 26 มกราคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,435 เมตร ตามแนวหลุม (941.51 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2566 ผลการเจาะพบร่องรอยน้ำมันดิบ

3) หลุมสำรวจ NSE-ICST1 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2566 แต่เกิดปัญหาก้านเจาะติด และไม่สามารถเก็บกู้ได้ จึงทำการอัดซีเมนต์เพื่อแก้ไขปัญหาแล้วเจาะหลุมทแยง โดยเจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,162 เมตร ตามแนวหลุม (1,590 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 5 เมษายน 2566 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบ

2. แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L53/48 เจาะหลุมประเมินผล DD-17 ในฐานผลิต DD เพื่อประเมิน

Drilling

During 2023, a total of 625 wells were drilled, compared to 369 wells in 2022, due to acceleration of production well drilling in the Gulf of Thailand by the contractors of Blocks G1/61 and G2/61 (Erawan and Bongkot fields) to raise gas production volumes to meet the contractual terms. The drilling comprised 19 exploration/appraisal wells and 606 production wells, as elaborated below:

• Onshore – 113 wells consisting of 4 exploration/appraisal wells and 109 production wells)

• Offshore in the Gulf of Thailand – 512 wells consisting of 15 exploration/appraisal wells and 497 production wells

Of the 19 exploration/appraisal wells, 16 wells encountered hydrocarbons of commercial quantities (equivalent to an 84% rate of success). Three of the four exploration wells drilled onshore encountered petroleum (equivalent to a 75% rate of success), and 13 wells of the 15 wells drilled offshore were reported with petroleum discovery (equivalent to an 87% rate of success). Details of these wells categorized by regions appear below:

Central Region

1. Eco Orient Resources (Thailand) Company Limited, concessionaire of the onshore Block L44/43, drilled three exploration/appraisal wells, namely:

1) NFE-F3A exploration well was spudded on January 5, 2023 and drilled to 1,168 m. total measured depth (793 m. vertical depth) on January 24, 2023. The well encountered crude oil.

2) BRN-7B appraisal well was spudded on January 26, 2023, and drilled to 1,435 m. total measured depth (941.51 m. vertical depth) on February 11, 2023. Drilling results showed trace of crude oil.

3) NSE-ICST1 exploration well was spudded on February 17, 2023, but the drill pipe was stuck and could not be retrieved. So, cement was injected into the well to fix the problem by drilling a sidetrack to 2,162 m. total measured depth (1,590 m. vertical depth) on April 5, 2023. The well encountered crude oil.

ศักยภาพปิโตรเลียมของชั้นกักเก็บ Horizon 6 ซึ่งอยู่ใต้ชั้นกักเก็บ DD และ EE ที่เป็นชั้นกักเก็บหลักของแหล่ง เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 16 พฤษภาคม 2566 ถึงความลึกสุดท้าย 1,896 เมตร (1,472 เมตรตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 27 พฤษภาคม 2566 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบในหินทรายของชั้นกักเก็บ EE ความหนารวม 4 เมตร ส่วนใน Horizon 6 เป็นชั้นน้ำ

อ่าวไทย

1. บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27 เจาะหลุมประเมินผล จำนวน 2 หลุม คือ

1) Pailin-53 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,753 เมตร (2,904 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2566 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ และทำการสละหลุมถาวร

2) Pailin-51 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 4,130 เมตร (3,513 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2566 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ และทำการสละหลุมถาวร

2. บริษัท บุษราคัม จัสมิน จำกัด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B5/27 เจาะหลุมประเมินผล จำนวน 4 หลุม คือ

1) หลุม Jasmine-21A เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 26 กุมภาพันธ์ 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,864 เมตร (1,440 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 3 มีนาคม 2566 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบ ทำการสละหลุมถาวร

2) หลุม Jasmine-21B เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 3 มีนาคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,915 เมตร (1,728 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2566 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม ทำการสละหลุมถาวร

3) หลุม Jasmine D-39ST1 เจาะทแยงออกจากท่อกรุขนาด 9 5/8 นิ้ว ของหลุม Jasmine D-39H เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 21 กันยายน 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,963 เมตร ตามแนวหลุม (922 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 24 กันยายน 2566 ผลการเจาะพบปิโตรเลียม และทำการสละหลุมถาวร

4) หลุม Jasmine D-39ST2 เจาะทแยงออกจากหลุม Jasmine D-39ST1 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 25 กันยายน 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,462 เมตร ตามแนวหลุม (864 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 27 กันยายน 2566 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม และทำการสละหลุมถาวร

3. บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 เจาะหลุมปิโตรเลียม จำนวน 2 หลุม คือ

2. Pan Orient Energy (Siam) Company Limited, concessionaire of onshore exploration Block L53/48, drilled one appraisal well, DD-17, in the DD production base to appraise petroleum potential of the Horizon 6 reservoir, which lies below the main DD and EE reservoirs. DD-17 was spudded on May 16, 2023, and drilled to 1,896 m. total measured depth (1,472 vertical depth) on May 27, 2023. Crude oil was found in the sandstone layer of the four-feet meter thick EE reservoir while the Horizon 6 reservoir was found to be a water layer.

Gulf of Thailand

1. Chevron Thailand Exploration and Production Company Limited, concessionaire of exploration Block B12/27 in the Gulf of Thailand, drilled two appraisal wells, namely:

1) Pailin-53 was spudded on February 16, 2023, and drilled to 3,753 m. total measured depth (2,904 m. vertical depth) on February 21, 2023. The drilling encountered natural gas and the well was permanently abandoned.

2) Pailin -51 was spudded on March 2, 2023, and drilled to 4,130 m. total measured depth (3,513 m. vertical depth) on March 12, 2023. The drilling encountered natural gas and the well was permanently abandoned.

2. Busarakham Jasmine Company Limited, concessionaire of exploration Block B5/27 in the Gulf of Thailand, drilled four appraisal wells, namely:

1) Jasmine-21A was spudded on February 26, 2023, and drilled to 1,864 m. total measured depth (1,440 m. vertical depth) on March 3, 2023. The drilling encountered crude oil and the well was permanently abandoned.

2) Jasmine-21B was spudded on March 3, 2023, and drilled to 1,915 m. total measured depth (1,728 m. vertical depth) on March 7, 2023. The well was permanently abandoned as no petroleum was discovered.

3) Jasmine D-39ST1, deviated from the 9 5/8-inch casing of Jasmine D-39H, was spudded on September 21, 2023, and drilled to 1,963 m. total measured depth (922 m. vertical depth) on September 24, 2023. The drilling encountered petroleum and the well was permanently abandoned.

1) หลุมประเมินผล Pakarang-18 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 6 ตุลาคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,410 เมตร ตามแนวหลุม (3,000 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 14 ตุลาคม 2566 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ จำนวน 19 ชั้น ความหนารวมประมาณ 86 เมตร แล้วทำการสละหลุมถาวร

2) หลุมสำรวจ Ranong East-02 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,527 เมตร ตามแนวหลุม (2,245 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 25 ตุลาคม 2566 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ จำนวน 1 ชั้น ความหนาประมาณ 4 เมตร แล้วทำการสละหลุมถาวร

4. บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 เจาะหลุมปิโตรเลียม จำนวน 4 หลุม คือ

1) หลุมประเมินผล TMA-13A (ต้นมะค่า-13A) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 7 กุมภาพันธ์ 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,778 เมตร (3,300 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ 2566 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ แล้วทำการสละหลุมถาวร

2) หลุมประเมินผล TMK-04AST2 (ต้นโมก-04AST2) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 4 สิงหาคม 2566 ในระหว่างการเจาะพบว่าก้านเจาะขาดติดค้างอยู่ในหลุมและทำการเก็บกู้สำเร็จ และเจาะต่อจนถึงความลึกสุดท้าย 3,969 เมตร ตามแนวหลุม (3,301 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 25 กันยายน 2566 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ แล้วทำการสละหลุมถาวร

3) หลุมสำรวจ TTG-26A (ต้นเต็ง-26A) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 9 ตุลาคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,682 เมตร ตามแนวหลุม (3,079 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 22 ตุลาคม 2566 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ แล้วทำการสละหลุมถาวร

4) หลุมประเมินผล TNY-05D (ต้นนกยูง-05D) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 3 พฤศจิกายน 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,757 เมตร ตามแนวหลุม (2,684 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2566 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ แล้วทำการสละหลุมถาวร

5. แวลูร่า เอ็นเนอร์ยี่ (กัลฟ์ ออฟ ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G10/48 เจาะหลุมประเมินผล จำนวน 2 หลุม คือ

1) หลุม Wassana A-28 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,263 เมตร ตามแนวหลุม (1,789 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2566 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบ และทำการสละหลุมถาวร

2) หลุม Wassana A-28ST1 ซึ่งเจาะทแยงออกจากหลุม Wassana A-28 ไปยังเป้าหมายใหม่ เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,436 เมตร ตามแนวหลุม (1,781 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 2 กันยายน 2566 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบ และทำการสละหลุมถาวร

4) Jasmine D-39ST2, deviated from Jasmine D-39ST1, was spudded on September 25, 2023, and drilled to 1,462 m. total measured depth (864 m. vertical depth) on September 27, 2023. The well was permanently abandoned as no petroleum was discovered.

3. PTTEP Energy Development Company Limited, PSC contractor of exploration Block G1/61 in the Gulf of Thailand, drilled two wells, namely:

1) Pakarang-18 appraisal well was spudded on October 6, 2023, and drilled to 3,410 m. total measured depth (3,000 m. vertical depth) on October 14, 2023. The drilling encountered natural gas at a combined 19 layers of the 86-meter-thick reservoir. The well was permanently abandoned.

2) Ranong East-02 exploration well was spudded on October 20, 2023, and drilled to 2,527 m. total measured depth (2,245 m. vertical depth) on October 25, 2023. The drilling encountered a four-meter-thick layer of natural gas. The well was permanently abandoned.

4. PTTEP Energy Development Company Limited, PSC contractor of exploration Block G2/61 in the Gulf of Thailand, drilled four wells, namely:

1) TMA-13A (Ton Maka-13A) appraisal well was spudded on February 7, 2023, and drilled to 3,778 m. total measured depth (3,300 m. vertical depth) on February 16, 2023. The drilling encountered natural gas and the well was permanently abandoned.

2) TMK-04AST2 (Ton Moak-04AST2) appraisal well was spudded August 4, 2023. While the drilling was underway, the drilling rod was stuck in the well and the situation was successfully salvaged. The drilling work was carried on to 3,969 m. total measured depth (3,301 m. vertical depth) on September 25, 2023. Natural gas was discovered, and the well was permanently abandoned.

3) TTG-26A (Ton Teng-26A) exploration well was spudded on October 9, 2023, and drilled to 3,682 m. total measured depth (3,079 m. vertical depth) on October 22, 2023. Natural gas was discovered, and the well was permanently abandoned.

4) TNY-05D (Ton Nok Yoong-05D) appraisal well was spudded on November 3, 2023, and drilled to 2,757 m. total measured depth (2,684 m. vertical depth) on

6. บริษัท บุษราคัม จี11 จำกัด ผู้รับสัปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G11/48 เจาะหลุมประเมินผล จำนวน 1 หลุม คือ หลุม Nong Yao A-35 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน 2566 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,865 เมตร ตามแนวหลุม (1,365 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2566 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบ แล้วทำการสละหลุมถาวร

November 19, 2023. Natural gas was discovered, and the well was permanently abandoned.

5. Valeura Energy (Gulf of Thailand) Company Limited, concessionaire of exploration Block G10/48 in the Gulf of Thailand, drilled two appraisal wells, namely:

1) Wassana A-28 well was spudded on August 19, 2023, and drilled to 3,263 m. total measured depth (1,789 m. vertical depth) on August 27, 2023. Crude oil was discovered, and the well was permanently abandoned.

2) Wassana A-28ST1 well, deviated from Wassana A-28 to a new target, was spudded on August 28, 2023, and drilled to 3,436 m. total measured depth (1,781 m. vertical depth) on September 2, 2023. Crude oil was discovered, and the well was permanently abandoned.

6. Busarakham G11 Company Limited, concessionaire of the exploration Block G11/48 in the Gulf of Thailand, drilled one appraisal well, Nong Yao A-35. The well was spudded on November 15, 2023, and drilled to 2,856 m. total measured depth (1,365 m. vertical depth) on November 24, 2023. Crude oil was discovered, and the well was permanently abandoned.

ตารางสรุปหลุมสำรวจและหลุมประเมินผล รวม 19 หลุม
Summary of 19 Exploration and Appraisal Wells

Operator	Block	Well name	Well type	Total Depth(m.)	Result
Onshore					
Eco Orient Resources (Thailand) Limited	L44/43	NFE-F3A	Exploration	1,168	Oil
		BRN-7B	Appraisal	1,435	Trace of Oil
		NSE-ICST1	Exploration	2,162	Oil
Pan Orient Energy (Siam) Limited	L53/48	DD-17	Appraisal	1,896	Oil
Gulf of Thailand					
Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	B12/27	Pailin-51	Appraisal	4,130	Gas
		Pailin-53	Appraisal	3,753	Gas
Busrakham Jasmine Ltd.	B5/27	Jasmine-21A	Appraisal	1,864	Gas
		Jasmine-21B	Appraisal	1,915	Dry
		Jasmine D-39ST1	Appraisal	1,963	Gas
		Jasmine D-39ST2	Appraisal	1,462	Dry
PTTEP Energy Development Co., Ltd.	G1/61	Pakarang-18	Appraisal	3,410	Gas
		Ranong East-02	Exploration	2,527	Gas (uneconomic)
	G2/61	TMA-13A	Appraisal	3,778	Gas
		TMK-04AST2	Appraisal	3,969	Gas
		TTG-26A	Exploration	3,682	Gas
		TNY-05D	Appraisal	2,757	Gas
Valeura Energy (Gulf of Thailand) Ltd.	G10/48	Wassana A-28	Appraisal	3,263	Oil
		Wassana A-28ST1	Appraisal	3,436	Oil
Busrakham G11 Ltd.	G11/48	Nong Yao A-35	Appraisal	2,865	Oil

สำหรับการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียม จำนวน 606 หลุม ซึ่งเพิ่มจากปี 2565 จำนวน 253 หลุม แบ่งเป็นหลุมเจาะบนบก จำนวน 109 หลุม (17.99%) และหลุมเจาะในทะเลอ่าวไทย จำนวน 497 หลุม (82.01%) โดยเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 พบว่าจำนวนหลุมเจาะเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะอย่างยิ่งแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 ในแหล่งเอราวัณ และบงกช ตามลำดับ ซึ่งผู้รับสัญญามีการเร่งการเจาะหลุมเพื่อให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปตามข้อผูกพันในสัญญา

A total of 606 production wells were drilled this year, up by 253 wells drilled last year, consisting of 109 wells (17.99%) onshore and 497 wells (82.01%) in the Gulf of Thailand. The total number of wells drilled was way up from last year, especially in blocks G1/61 and G2/61 (Erawan and Bongkot fields) as the contractors were accelerating their drilling so that their natural gas production could meet contractual obligations.

ตารางสรุปหลุมผลิตปิโตรเลียม
Summary of production wells drilled in 2023

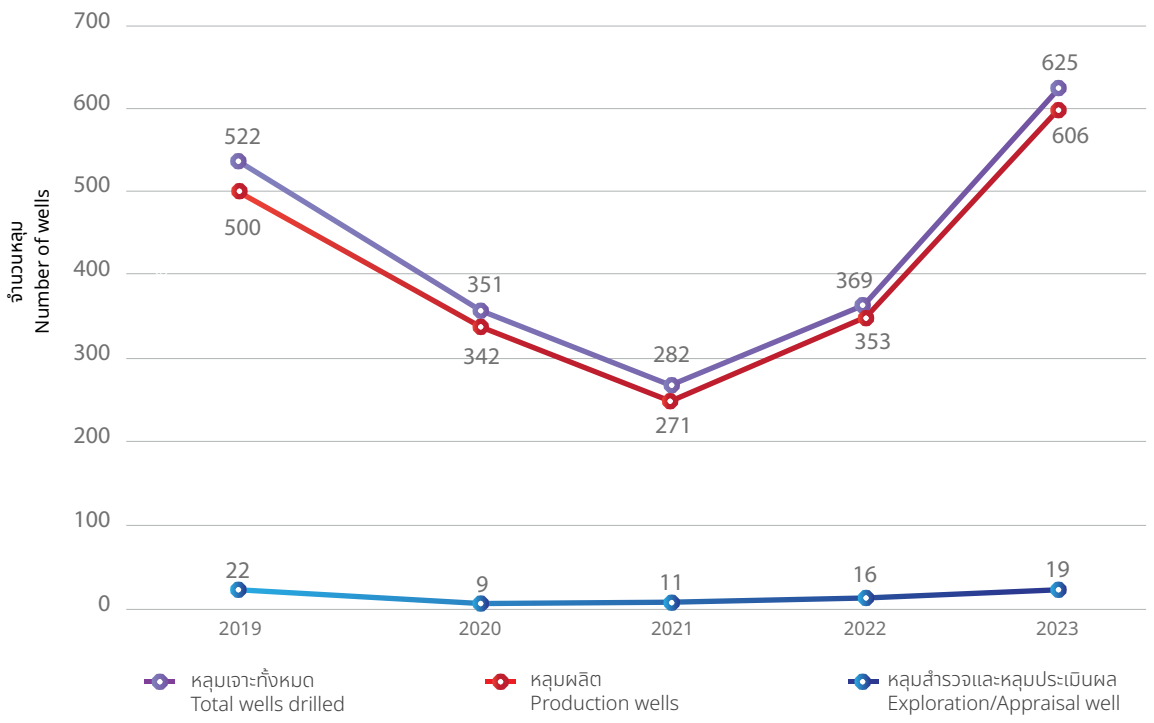
Operator	Block	Field	Production well
Onshore			
PTTEP Siam Ltd.	S1	Lan Krabue	37
		Nong Makham	10
		Non Pluang	24
		Nong Tum	5
		Thung Yai	3
		Wat Mae	2
		Wang Mai Sung	7
		Wat Taen	11
		Yang Muang	4
PTTEP International Limited	L54/43	Nong Phak Chi	3
PTTEP SP Limited	EU1	Phu Horm	2
Pan Orient Energy (Siam) Limited	L53/48	L53D	1
Gulf of Thailand			
Medco Energi Thailand (Bualuang) Limted	B8/38	Bua Luang	1
Busrakham Jasmine Ltd.	B5/27	Jasmine	10
Busrakham G11 Ltd.	G11/48	Nongyao	5
Busrakham Manora Ltd.	G1/48	Manora	3
Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.	G6/48	Rossukon	2
PTT Exploration and Production Public Company Limited	16	Bongkot South	4
	16A	Arthit	16
PTTEP Energy Development Co., Ltd.	G1/61	Erawan	244
	G2/61	Bongkot	86
Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	B12/27	North Pailin	25
		Pailin	11
		Moragot	23
Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	B8/32	Benchamas	32
		Maliwan	13
	G4/43	Lanta	22
Total			**606**

ทั้งนี้ จากข้อมูลการดำเนินงานเจาะหลุมในรอบ 5 ปี ที่ผ่านมา พบว่าจำนวนหลุมเจาะปิโตรเลียมมีแนวโน้มลดลงในช่วงปี 2562-2564 เนื่องจากผู้รับสัมปทานในแหล่งเอราวัณมีการเจาะหลุมผลิตน้อยลงจนกระทั่งหยุดเจาะในช่วงก่อนที่สัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 จะหมดอายุลงในวันที่ 23 เมษายน 2565 ต่อมาผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 (แปลง 10 11 12 และ 13 เดิม) ได้เริ่มเจาะหลุมผลิตในแหล่งเอราวัณอีกครั้งเพื่อให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปตามข้อผูกพันในสัญญา ทำให้หลุมเจาะมีจำนวนเพิ่มขึ้นในช่วงครึ่งหลังของปี 2565-2566 ดังที่แสดงในกราฟด้านล่าง

A statistical analysis of wells drilled in the last five years demonstrates a continuous decline during 2018-2021 since the concessionaire of the Erawan Field slowed down its drilling activity and eventually ceased its drilling prior to expiration of Blocks 10, 11, 12, and 13 in the Gulf of Thailand on April 23, 2022. Later, the holder of production sharing contract of Block G1/61 (former blocks 10, 11, 12, and 13) in the Gulf of Thailand resumed its drilling of production wells in Erawan Field to meet contractual obligations, causing the number of production wells to rise during the second half of 2022-2023, as shown in the graph below:

เปรียบเทียบจำนวนหลุมเจาะปิโตรเลียมในประเทศระหว่างปี 2562-2566

Petroleum wells Drilled in Thailand During 2019-2023



4.4 พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
Production Areas

ประเทศไทยจะสามารถลดการพึ่งพานำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศได้ หากประเทศไทยมีการดำเนินการสำรวจเพื่อการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง การค้นพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่จะทำให้ประเทศมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นเป็นการรักษาความมั่นคงในการจัดหาพลังงานของประเทศ นอกจากนี้ ยังเป็นการสร้างรายได้ให้แก่รัฐในรูปของค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียม เป็นต้น ซึ่งการสำรวจเพื่อการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมถือเป็นภารกิจหนึ่งของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติมมีข้อกำหนดเกี่ยวกับการขอกำหนดพื้นที่ผลิตดังนี้

มาตรา 42 กำหนดว่า “ก่อนผลิตปิโตรเลียมจากที่ใดที่หนึ่งในแปลงสำรวจ ผู้รับสัมปทานต้องแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว และเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีแล้ว จึงจะผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ผลิตนั้นได้ การกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์ของหลุมปิโตรเลียม และการกำหนดพื้นที่ผลิตให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนดในกฎกระทรวง”

มาตรา 45 วรรคสาม กำหนดว่า “ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานพบปิโตรเลียมในเขตพื้นที่สงวนไว้และประสงค์จะผลิตปิโตรเลียมให้นำมาตรา 42 มาใช้บังคับ”

มาตรา 22/1 กำหนดให้การอนุมัติการกำหนดพื้นที่ผลิตตามมาตรา 42 เป็นอำนาจหน้าที่ของอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม

กฎกระทรวง ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2530) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ว่าด้วยกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการในการกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์และพื้นที่ผลิตของหลุมปิโตรเลียม

ในปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้พิจารณาอนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานบนบกจำนวนทั้งหมด 1 พื้นที่ คือ พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมวังไม้สูงส่วนขยาย อยู่ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 อยู่ภายใต้ระบบสัมปทาน Thailand I ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ได้รับอนุมัติในเดือนมกราคม 2567 ครอบคลุมพื้นที่ 15.6 ตารางกิโลเมตร พื้นที่ผลิตนี้มีการพิสูจน์ทราบศักยภาพปิโตรเลียมและมีหลุมสำรวจที่ตรวจพบปิโตรเลียมครอบคลุมเต็มพื้นที่ บริษัทฯ มีแผนจะผลิตปิโตรเลียมต่อเนื่องตลอดจนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัมปทาน

ปัจจุบัน การอนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในประเทศ มีแนวโน้มลดลง เนื่องจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในประเทศหลายแหล่งมีปริมาณสำรองและปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมลดลงจากการผลิตปิโตรเลียม ทำให้อยู่ในช่วงปลายอายุแหล่ง และแปลงสำรวจปิโตรเลียมในปัจจุบันส่วนใหญ่อยู่ในช่วงปลายอายุสัมปทาน

Only with additional discoveries from ongoing petroleum exploration can Thailand become less dependent on petroleum imports. New discoveries mean higher petroleum reserves and hence greater national energy supply security as well as state income (royalty and petroleum income tax). Promoting and supporting petroleum exploration activities are the prime missions of the Department of Mineral Fuels (DMF).

The Petroleum Act, B.E. 2514 and its amendments define a petroleum area as follows:

Section 42 states that before physical production of petroleum from any area within an exploration block, the concessionaire must demonstrate the commerciality of producible petroleum from wells within each clearly defined production area and that such production area must be granted by the Director-General first. Definition of well commerciality and production areas must be thoroughly determined under the rules and methodology prescribed in the respective ministerial regulation.

Section 45, paragraph 3 states that in the case where the concessionaire discovers petroleum within a reserved area and wishes to produce petroleum, Section 42 shall apply.

Section 22/1 states that the approval of a production area under Section 42 must be granted by the Director-General with the consent of the Petroleum Committee.

Ministerial Regulation no. 13 (B.E. 2530), issued under the Petroleum Act, B.E. 2514, prescribes the rules and methodology for determining commerciality and polygonal definition of the production area containing producible wells.

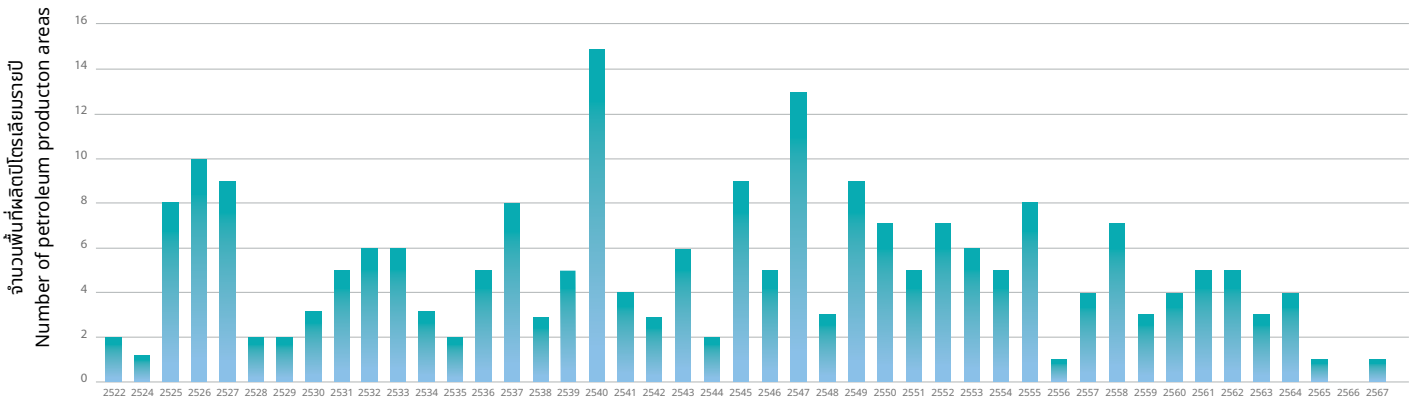
In 2023, DMF granted an approval for one onshore production area, the Wang Mai Soong Extension in block S1 under Thailand I regime operated by PTTEP Siam, Co., Ltd. The production area, receiving approval in January 2024 and spanning 15.6 sq.km., shows proven petroleum potential as supported by exploration wells with petroleum discovery covering the entire area. The company plans to carry on with production until the expiry of the production period under the concession.

อีกทั้งการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจใหม่นั้น มีจำนวนลดลง ซึ่งสัมพันธ์กับจำนวนพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมที่ลดลง ดังที่แสดงในกราฟ ดังนั้น การเปิดให้มีการยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจใหม่จึงมีความสำคัญ เพื่อส่งเสริมให้มีการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ให้มีการสำรวจหาปริมาณสำรองและปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมใหม่ ๆ เพื่อความต่อเนื่องของการผลิตปิโตรเลียมและความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ และยังส่งผลให้เกิดการลงทุนในประเทศจากภาคเอกชนมากขึ้น

Currently, approval was granted to only few petroleum production areas due to declining petroleum reserves and resources resulting from production. Various fields are nearing their end of life and most of the current exploration blocks are in the end of their concession period. Moreover, opening for application for petroleum exploration and production rights has been diminishing, corresponding with the lowering number of petroleum production areas as shown in the graph. The new bidding round has, therefore, become more crucial for promotion of indigenous exploration and production in search of new reserves and resources to ensure continuity of domestic petroleum production, which will not only benefit the country's energy security but will also encourage investment from the private sector.

กราฟแสดงจำนวนการอนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรายปี

Graph showing annual approval for petroleum production area



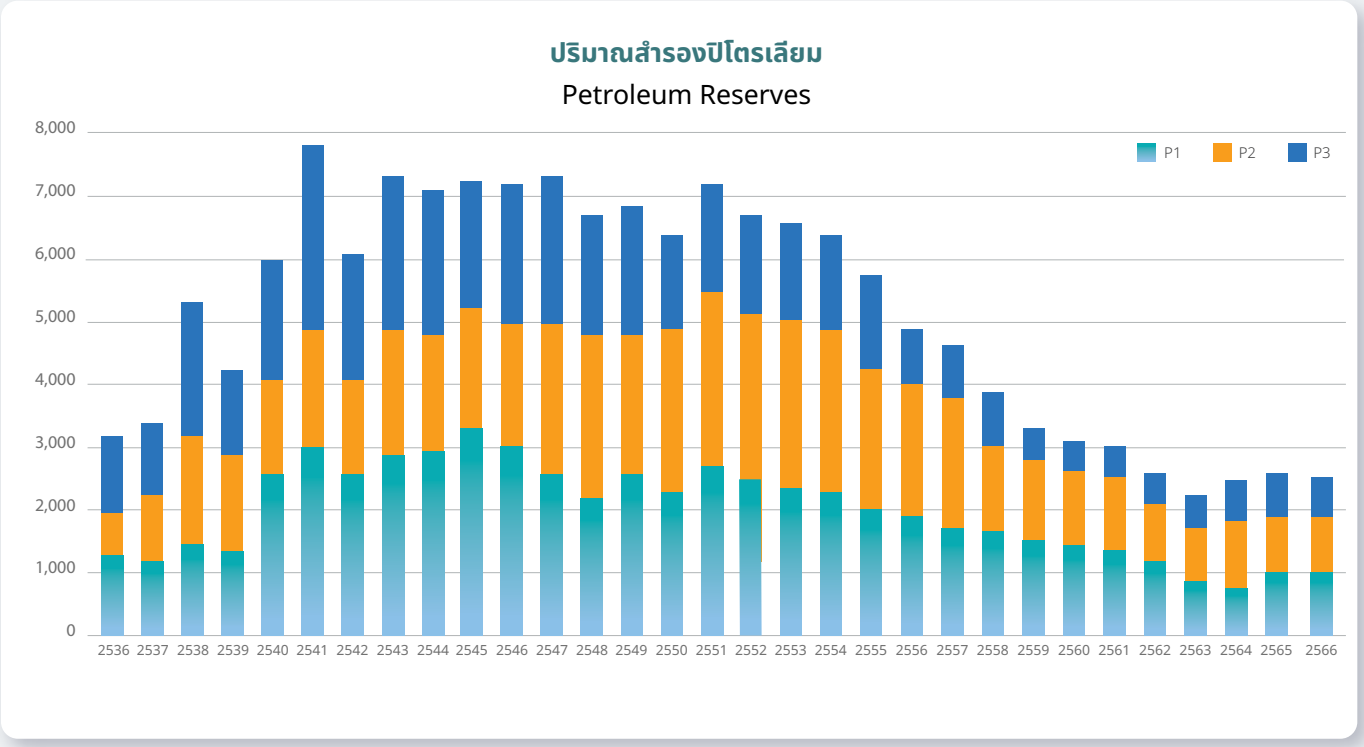
4.5 ปริมาณสำรองปิโตรเลียม
Petroleum Reserves

ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทยระหว่างปีพ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2566

ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทยระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2566 สามารถแบ่งได้เป็น 3 ช่วง ตามดังแสดงในกราฟแท่งของรูปที่ 1 คือ ช่วงที่ 1 ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2541 ซึ่งเป็นช่วงที่ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทยเพิ่มขึ้นเนื่องจาก 1) แหล่งปิโตรเลียมหลักที่ถูกค้นพบในอดีต เช่น แหล่งเอราวัณ ยังคงสามารถเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมทดแทนส่วนที่ผลิตไปได้ 2) มีการค้นพบและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญๆ เช่น แหล่งบงกช แหล่งไพลิน จึงส่งผลให้ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ค้นพบโดยรวมของประเทศเพิ่มขึ้น ช่วงที่ 2 ระหว่างปี พ.ศ. 2542 ถึง พ.ศ. 2552 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทยค่อนข้างทรงตัว ถึงแม้มีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมสำคัญเพิ่มเติม เช่น แหล่งบงกชใต้ แหล่งโกมินทร์ส่วนขยาย เป็นต้น แต่เนื่องจากความต้องการใช้ปิโตรเลียมของประเทศมีการขยายตัวอย่างมาก จึงทำให้โดยรวมแล้วปริมาณสำรองปิโตรเลียมในช่วงเวลาดังกล่าว ช่วงที่ 3 ตั้งแต่ปี 2553 เป็นต้นมา ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทยมีแนวโน้มลดลง เนื่องจาก 1) ความต้องการใช้ปิโตรเลียมภายในประเทศยังคงเพิ่มขึ้นทำให้มีการผลิตเพิ่มขึ้น ไม่สามารถหาปริมาณสำรองจากแหล่งเดิมที่พบ มาชดเชยส่วนที่ผลิตไปได้ตามธรรมชาติของแหล่งผลิตปิโตรเลียม เพราะเมื่ออายุแหล่งมากขึ้นจะมีกำลังผลิตลดลง 2) ไม่มีการพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดที่มีนัยสำคัญ ในระหว่างปี 2550-2566 ประเทศไทยไม่ได้มีการประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ใหม่ ทำให้กิจกรรมการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมลดน้อยลง แม้ว่าจะมีการเปิดให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบที่ 24 เมื่อปี 2565 คือ 3 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/65 G2/65 และ G3/65 อย่างไรก็ตาม การจะพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมนั้น ต้องใช้เวลาสำรวจและวางแผนพัฒนาก่อนที่จะสามารถผ่านการประเมินให้เป็นปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศได้

Overview of domestic petroleum reserves (1993-2023)

Domestic petroleum reserves from 1993-2023 can be divided into three periods as shown in Figure 1. The first period (1993 to 1998), domestic reserves was high as a result of an increase of reserves in petroleum field earlier discovered, such as Erawan, to replace the petroleum produced, and discovery and development of major fields, such as Bongkot and Pailin fields; the second period (1999 to 2009), domestic reserves was comparable to the year before despite big fields development from Bongkot South and Komin Extension due to high consumption; and the third period (2010 onwards), domestic reserves steadily declined as there was no significant petroleum discovery and the growing demand led to higher production while no additional reserves were discovered from existing fields to replace the produced volumes amid natural depletion of aged fields. Moreover, from 2017- 2021, there was no bid for the right to explore and produce petroleum in new areas, resulting in lower exploration and development activities. Despite the 24th bidding round in 2022 for Blocks G1/65, G2/65, and G3/65 in the Gulf of Thailand, the reserves were still on the downwards trend as development of a petroleum field would naturally need time for further development to add to the reserves.



รูปที่ 1 ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ระหว่างปี 2536 ถึง 2566
Figure 1: Domestic Petroleum Reserves Overview (1993-2023)

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ปี 2566

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม (3P หรือผลรวมของ P1 P2 และ P3) ของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2566 ตามตารางที่ 1 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 10,926.97 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 385.29 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 247.57 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 2,539.62 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี 2565 คิดเป็นก๊าซธรรมชาติลดลง 487.49 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลวลดลง 13.95 ล้านบาร์เรล ส่วนน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น 37.90 ล้านบาร์เรล ผลรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมลดลง 61.12 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบหรือคิดเป็นร้อยละ 2.39เมื่อเทียบกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมในปีก่อนหน้า ซึ่งลดลงเล็กน้อยอย่างไม่มีนัยสำคัญ โดยปริมาณสำรองประเภท P1 P2 และ P3 ของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบแยกเป็นรายพื้นที่ได้แสดงตามตารางที่ 1 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ตรวจสอบแล้วว่าปริมาณสำรองที่รายงานนี้สอดคล้องกับนิยามปริมาณสำรองสากล (Petroleum Resources Management System, PRMS)

Total domestic petroleum reserves for 2023

Thailand's total domestic petroleum reserves (commonly referred to as 3P or the sum of P1, P2, and P3) at year end 2023, illustrated in Table 1, totaled 2,539.62 million barrels of oil equivalent (MMBOE), slightly down from the previous year, comprising 10,926.97 billion cubic feet (Bcf) of gas, 385.29 million barrels (MMbbl) of condensate, and 247.57 MMbbl of crude oil. From the year before, the reserves were slightly down by 61.12 MMBOE (2.39%): including 487.49 Bcf of gas, 13.95 MMbbl of condensate, while crude oil was up 37.90 MMbbl. P1, P2 and P3 reserves of natural gas, condensate, and crude oil of each production area are shown in Table 1 and the figures of the verified reserves correspond to the Petroleum Resources Management System (PRMS).

ตารางที่ 1 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมแต่ละประเภทของประเทศ ณ สิ้นปี 2566
Table 1: Domestic reserves of each type of petroleum as at the end of 2023

Area	Gas Reserves [Bcf]			Condensate Reserves [MMbbl]			Oil Reserves [MMbbl]		
	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible
Offshore	4,373.50	3,581.57	2,712.63	127.51	123.48	133.88	73.05	67.49	24.77
Onshore	212.28	37.77	9.22	0.38	0.04	-	38.94	24.52	18.79
Total	**4,585.78**	**3,619.34**	**2,721.85**	**127.89**	**123.52**	**133.88**	**111.99**	**92.02**	**43.56**
Grand Total (3P)	10,926.97			385.29			247.57		

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2566 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 4,585.78 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 127.89 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 111.99 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 1,027.31 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี พ.ศ. 2565 คิดเป็นปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่ลดลง 36.98 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลวลดลง 3.24 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น 28.74 ล้านบาร์เรล ผลรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วเพิ่มขึ้น 19.05 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นร้อยละ 2.02 เมื่อเทียบกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วในปีก่อนหน้า ซึ่งเพิ่มขึ้นอย่างไม่มีนัยสำคัญรายละเอียดของปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบ ณ สิ้นปี พ.ศ. 2566 แยกเป็นรายแหล่ง แสดงในตารางที่ 2

Domestic proved reserves

Thailand's total proved reserves at year end 2023 stood at 1,027.31 MMBOE, including 4,585.78 Bcf of gas, 127.89 MMbbl of condensate, and 111.99 MMbbl of crude oil. Year on year, the total proved reserves slightly increased from the previous year by 19.05 MMBOE (2.02%): including 28.74 MMbbl of crude oil while reserves of gas decreased 36.98 Bcf, and condensate 3.24 MMbbl. Details of proved reserves at the end of 2023 are shown in Table 2 below, categorized by production fields.

ตารางที่ 2 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี พ.ศ. 2566

Table 2: Total domestic petroleum proved reserves at end of 2023

Block	Main Field	Cumulative Production			Proved		
		Separator Gas[1] (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Separator Gas[1] (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
Gulf of Thailand		10,153.61	271.04	558.76	4,373.50	127.51	73.05
CTEP		3,532.59	139.68	23.43	618.75	20.96	0.52
10A	Yala East	286.58	6.04	14.47	1.37	0.03	0.08
11A	Trat North						
B12/27	Pailin/Moragot/Paytai	3,201.29	133.24	-	615.60	20.82	0.44
G7/50	G7/50	5.66	0.40	-	1.74	0.11	-
G4/48	Chongko/Yungthong	39.07	-	8.96	0.05	-	0.01
COTL		1,374.72	-	325.19	77.35	1.23	13.18
9A	Rajpruek	19.25	-	7.40	-	-	-
B8/32	Benchamas/Chaba/ Maliwan	1,341.42	-	286.90	74.85	1.21	9.58
G4/43	Lanta/Surin	14.05	-	30.89	2.50	0.02	3.60
PTTEP		1,609.62	72.16	-	457.51	17.12	-
14A	Arthit	350.02	11.46	-	52.00	1.05	-
15A	Arthit	1,106.56	53.92	-	186.92	5.73	-
16A	Arthit	153.04	6.78	-	218.59	10.34	-
PTTEPI		25.52	0.57	-	15.14	0.35	-
G8/50	G8/50	0.76	0.03	-	0.93	0.05	-
G12/48	G12/48	24.76	0.54	-	14.21	0.30	-
PTTEP Siam (Offshore)		-	-	5.93	-	-	-
B6/27	Nang Nuan	-	-	5.93	-	-	-
Busrakham Jasmine		-	-	92.08	-	-	6.16
B5/27	Jasmine/Banyen	-	-	92.08	-	-	6.16
Busrakham Manora		-	-	24.45	-	-	2.49
G1/48	Manora	-	-	24.45	-	-	2.49
Busrakham G11		-	-	26.49	-	-	11.07
G11/48	Nongyao	-	-	26.49	-	-	11.07
Medco Energi		-	-	47.39	-	-	8.88
B8/38	Bua Luang	-	-	47.39	-	-	8.88
Northern Gulf Petroleum		-	-	0.07	-	-	9.35
G6/48	Rossukon	-	-	0.07	-	-	9.35
Valeura Energy		-	-	8.77	-	-	11.35
G10/48	Wassana/Niramai/Mayura	-	-	8.77	-	-	11.35
PTTEP ED		484.43	14.42	3.65	2,620.24	77.67	9.49
G1/61 [2]	Erawan	172.53	4.93	3.65	1,024.65	32.27	9.49
G2/61 [2]	Bongkot	311.90	9.50	-	1,595.59	45.40	-
MTJA		3,126.72	44.21	1.31	584.50	10.18	0.57
CHOC		2,302.48	23.31	-	324.37	3.18	-
A-18 [3]	Cakerawala/Bulan/Suriya	2,302.48	23.31	-	324.37	3.18	-
CPOC		824.24	20.90	1.31	260.13	7.00	0.57
B-17-01 [3]	Muda/Tapi/Andalas	824.24	20.90	1.31	260.13	7.00	0.57
Onshore		1,591.00	2.23	371.42	212.28	0.38	38.94
KHORAT PLATEAU		1,002.34	2.23	-	182.72	0.38	-
ExxonMobil		427.50	-	-	10.50	-	-
E5	Nam Phong	427.50	-	-	10.50	-	-

Block	Main Field	Cumulative Production			Proved		
		Separator Gas[1] (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Separator Gas[1] (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
PTTEP SP		574.84	2.23	-	172.22	0.38	-
EU1	Sin Phu Horm	459.88	1.78	-	137.78	0.30	-
E5N	Sin Phu Horm	114.97	0.45	-	34.44	0.08	-
Apico		-	-	-	-	-	-
L27/43	Dong Mun	-	-	-	-	-	-
Central Plains		588.65	-	371.42	29.56	-	38.94
Eco Orient		-	-	18.90	-	-	3.74
L33/43	L33/Tha Rong North	-	-	0.50	-	-	0.06
L44/43	Borang North/Wichian Buri Ext.	-	-	16.03	-	-	3.58
SW1	Wichian Buri/Na Sanun/Sri Thep	-	-	2.37	-	-	0.10
Pan Orient		-	-	6.28	-	-	2.04
L53/48	L53A/L53B/L53D/L53G/DD/AA	-	-	6.28	-	-	2.04
PTTEPI		0.03	-	9.45	-	-	0.70
L22/43	Wang Pai Sung	-	-	0.15	-	-	0.01
L53/43	Bung Krathiam/Ban Don Talai/Ban Don Sa-Nuan	-	-	0.01	-	-	-
L54/43	Nong Pak Chi	-	-	2.92	-	-	0.64
PTTEP1	U-Thong/Kampaengsan/Sangkajai	0.03	-	6.37	-	-	0.06
CNPCHK		-	-	5.19	-	-	11.12
L1/64	Bung Muang/Bung Ya	-	-	0.43	-	-	2.83
L21/43	Bung Ya West/Nong Sa	-	-	4.76	-	-	8.29
PTTEP Siam		587.26	-	330.23	29.52	-	21.27
S1	Sirikit et al.	587.26	-	330.23	29.52	-	21.27
UACU		1.36	-	1.36	0.04	-	0.06
L10/43	Arunothai	0.03	-	0.03	0.01	-	0.01
L11/43	Burapa	1.33	-	1.33	0.03	-	0.05
Expired Blocks							
Gulf of Thailand		19,175.34	591.36	242.33	-	-	-
CTEP		12,336.10	392.18	196.96	-	-	-
10	Platong/Kaphong/Surat/Plamuk/ Yala	12,336.10	392.18	196.96	-	-	-
11	Pladang/Satun/Pakarang/Trat						
12	Erawan/Dara						
13	Bannpot/Funan/Jakrawan/ Gomin						
PTTEP		6,839.24	199.18	-	-	-	-
15	Bongkot Main	2,882.84	93.92	-	-	-	-
16 (North)	Bongkot Main	2,707.23	64.50	-	-	-	-
16 (South)	Bongkot South	433.84	11.86	-	-	-	-
17	Bongkot South	815.33	28.90	-	-	-	-
CEPSA		-	-	45.37	-	-	-
G5/43	Songkhla	-	-	45.37	-	-	-
Onshore		-	-	6.76	-	-	-
Sino U.S.		-	-	6.76	-	-	-
NC	Bung Muang/Bung Ya	-	-	6.76	-	-	-
GRAND TOTAL		30,919.94	864.63	1,179.26	4,585.78	127.89	111.99
GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)		5,395.53	778.17	1,179.26	800.22	115.10	111.99
Sum of GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)		7,352.96			1,027.31		
GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT W/O JDA (MMBOE)		4,849.92	738.38	1,177.95	698.22	105.94	111.42

Remark (1) CO2 <=23%

(2) Reported figures represent 100% of cumulative production and reserves volumes.

(3) Reported figures represent 50% of Malaysia's and Thailand's reserves.

การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วระหว่างปี 2565-2566

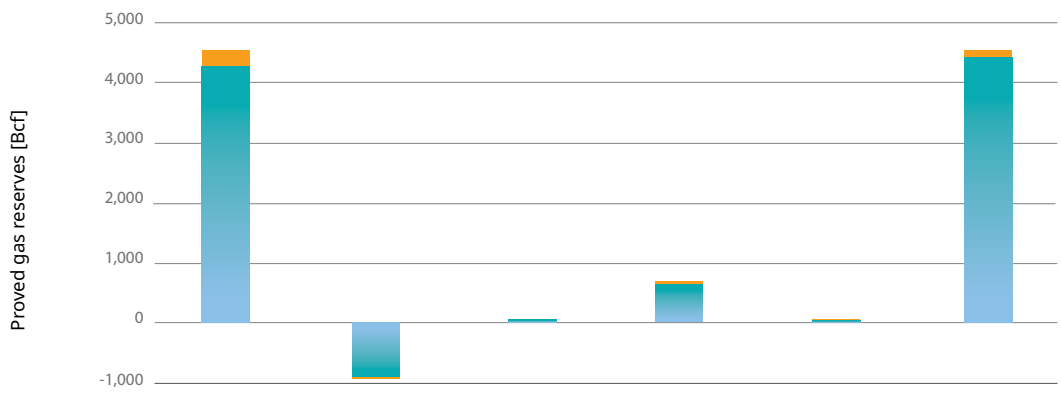
1. ก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2566 รวม 4,585.78 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยปริมาณ 4,373.50 และแหล่งผลิตปิโตรเลียมบนบกปริมาณ 212.28 พันล้านลูกบาศก์ฟุต เมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2565 ลดลง 73.10 พันล้านลูกบาศก์ฟุต เนื่องจากปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติสูงกว่าความสามารถที่จะหาปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติมาทดแทนได้ ดังแสดงในรูปที่ 2

Changes in proved reserves between 2022 and 2023

1) Natural gas

Domestic proved reserves of natural gas at the end of 2023 stood at 4,585.78 Bcf, comprising 4,373.50 Bcf from the Gulf of Thailand and 212.28 Bcf from onshore fields. When compared to the end of 2022, the proved reserves were down by 73.10 Bcf, attributable to the higher volume of gas produced than the volume of gas replaced, as shown in Figure 2.



	End of 2022	Produced	Unproved Transferred	Revision	Extension	End of 2023
Onshore	248.40	-41.29	0.00	-19.35	24.52	212.28
Gulf Of Thailand	4,410.48	-894.47	146.20	615.93	95.36	4,373.50

รูปที่ 2 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วจากปี 2565 ถึงปี 2566

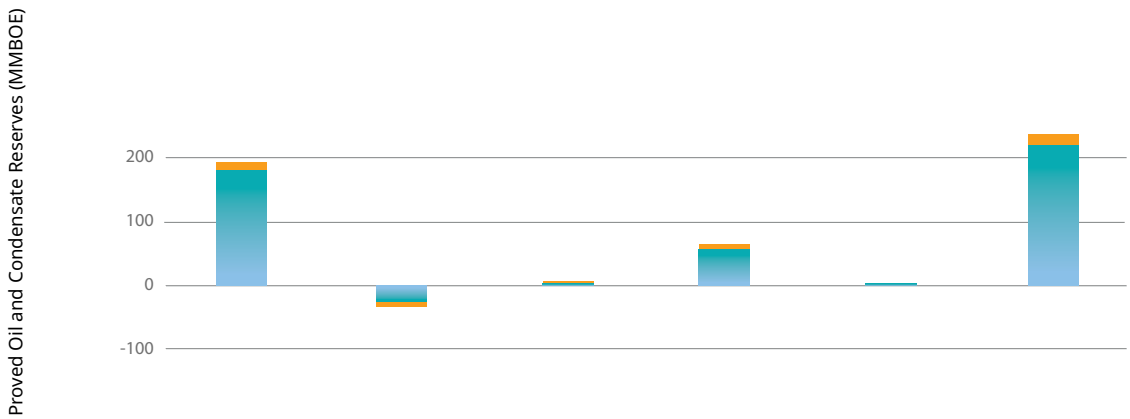
Figure 2: Changes in proved gas reserves between 2022 and 2023

2. น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2566 รวม 227.1 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบด้วยปริมาณจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมอ่าวไทยและแหล่งผลิตปิโตรเลียมบนบกปริมาณ 187.82 และ 39.28 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2565 เพิ่มขึ้นรวม 32.24 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากการทบทวนปรับปรุงประมาณการ (Revision) และการยกระดับปริมาณทรัพยากรมาเป็นปริมาณสำรอง (Unproved Transferred) ดังแสดงในรูปที่ 3

2) Crude oil and condensate

The total proved reserves of crude oil and condensate as at the end of 2023 stood at 227.1 MMBOE, comprising 187.82 MMBOE from the Gulf of Thailand and 39.28 MMBOE from onshore fields. Year on year, the reserves were up by 32.24 MMBOE from reserve revision and unproved transferred, as shown in Figure 3.



	End of 2022	Produced	Unproved Transferred	Revision	Extension	End of 2023
Onshore	32.88	-11.16	0.10	17.46	0.00	39.28
Gulf Of Thailand	161.98	-39.66	8.52	51.21	5.75	187.82

รูปที่ 3 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วจากปี 2565 ถึงปี 2566

Figure 3: Changes in proved reserves of crude oil and condensate between 2022 and 2023

การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศในปี 2566 มีการผลิตปิโตรเลียมเป็นปริมาณรวม 184,918,696.16* บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 506,626.56 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 มีปริมาณการผลิตลดลง ร้อยละ 2.72 จำแนกตามประเภทของปิโตรเลียมได้ดังนี้

ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2566 มีปริมาณรวม 787,221.70 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 2,036.81 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยมีอัตราการผลิตลงลงจากปี 2565 คิดเป็นร้อยละ 2.05 หรือเป็นปริมาณ 16,503.35 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยมีเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เป็นประเด็นสำคัญที่ส่งผลปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

1. แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 มีปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติตาม Pre-committed volume (PCV) ในช่วงที่ 1 ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 – 30 มิถุนายน 2566 ที่ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นเป็น PCV ช่วงที่ 2 ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2566 – 31 มีนาคม 2567 ที่ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จากนั้น ผู้ขายจะต้องส่งมอบปริมาณก๊าซธรรมชาติตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวัน (DCQ) ตามเงื่อนไขในสัญญาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ปริมาณ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่ 1 เมษายน 2567 เป็นต้นไป โดยในปี 2566 เป็นช่วงเร่งการดำเนินการพัฒนาพื้นที่ผลิต G1/61 พร้อมทั้งเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม เพื่อให้สามารถดำเนินการผลิตและส่งก๊าซธรรมชาติได้ตามปริมาณ DCQ

2. แหล่งบงกชใต้ แหล่งบงกช Sole-risk และแหล่งบงกช JV แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 16 และ 17 หมดอายุสัมปทานในวันที่ 7 มีนาคม 2566 จากนั้น เปลี่ยนผ่านการดำเนินงานจากระบบสัมปทานเป็นระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ในวันที่ 8 มีนาคม 2566 โดยจะต้องส่งมอบปริมาณก๊าซธรรมชาติตาม DCQ ตามเงื่อนไขในสัญญาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ปริมาณ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้ จากการผลิตก๊าซธรรมชาติในช่วงก่อนการเปลี่ยนผ่าน (วันที่ 1 - 7 มีนาคม 2566) มีอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ย 934.09 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และภายหลังเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานเป็นระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (วันที่ 8 - 31 มีนาคม 2566) มีอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติรวมเฉลี่ย 951.23 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

Indigenous petroleum outputs during 2023 totaled 184,918,696.16* barrels of oil equivalent (about 506,626.56 barrels of oil equivalent per day, BOED), down by 2.72% from 2022. Below is the breakdown.

Natural Gas

The total gas output for 2023 was 787.22170 billion cubic feet (Bcf), or 2.03681 billion cubic feet per day (Bcfd), down 2.05% (16.50335 Bcf) from last year, owing to major factors below:

1. Exploration Block G1/61 in the Gulf of Thailand achieved its pre-committed volume (PCV) of gas in Phase 1 (April 24, 2022 – June 30, 2023) at 200 MMscfd and was raised to 400 MMscfd in Phase 2 (July 1, 2023 – March 31, 2024). The volume, under the agreed daily contract quantity (DCQ), will be raised to 800 MMscfd from April 1, 2024, onwards. The development of G1/61 production was accelerated during 2023 with additional drilling to ensure that gas production and delivery can fulfil DCQ obligations.

2. South Bongkot, Bongkok Sole-risk, and Bongkot JV fields in Blocks 16 and 17 in the Gulf of Thailand reached their concession expiry date on March 7, 2023. The operation of the fields came under the production sharing contract regime on March 8, 2023, in the renamed Block G2/61 with 700 MMscfd DCQ. The daily average gas production prior to the transition (March 1-7, 2023) was 934.09 MMscfd while the production after the transition (March 8-31, 2023) was recorded at 951.23 MMscfd on average.

3. Benchamas Field in Block B8/32 in the Gulf of Thailand suspended its production during March – September 2023 caused by an accident in the repair work of a seawater valve resulting in floods in the engine room of Benchamas 2 floating storage unit. The accident affected gas production capacity during the period since the DCQ required 45 MMscfd. As crude oil and natural gas are the main products of Benchamas Field, suspension of the operations only caused reduction of gas production, while condensate production was not affected.

3. แหล่งเบญจมาศ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 หยุดการผลิตในช่วงเดือนมีนาคม - กันยายน 2566 จากอุบัติเหตุการซ่อมบำรุงวาล์วเปิด-ปิดน้ำทะเล เป็นเหตุให้มีน้ำทะเลท่วมขังภายในห้องเครื่องของเรือกักเก็บน้ำมันดิบเบญจมาศ 2 ซึ่งส่งผลกระทบต่อกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติในช่วงระยะเวลาดังกล่าวตามปริมาณ DCQ ที่ 45 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้แหล่งเบญจมาศมีปิโตรเลียมหลักที่ผลิตได้คือน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ดังนั้น เมื่อมีการหยุดผลิตทำให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติลดลง แต่ไม่ส่งผลกับปริมาณของก๊าซธรรมชาติเหลว

4. แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 หยุดการผลิตระหว่างวันที่ 11 - 30 กันยายน 2566 เพื่อดำเนินการซ่อมแซมท่อส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งส่งผลกระทบต่อกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติในช่วงระยะเวลาดังกล่าวโดยลดลงประมาณ 500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ก๊าซธรรมชาติเหลว

การผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสทในปี 2566 มีปริมาณรวม 24,349,462.80 บาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 63,612.16 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตเพิ่มขึ้นจากปี 2565 คิดเป็นร้อยละ 5.22 หรือเป็นปริมาณ 1,208,228.84 บาร์เรล โดยมีเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เป็นประเด็นสำคัญที่ส่งผลปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว ดังนี้

1. แหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A มีการผลิตก๊าซธรรมชาติจากปริมาณ DCQ ที่ 280 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพิ่มขึ้นเป็นปริมาณตามที่ผู้รับซื้อก๊าซธรรมชาติเรียกรับ (Nomination) ที่อัตราเฉลี่ย 320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ดังนั้น จึงส่งผลให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติ

2. แหล่งเบญจมาศ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 มีปิโตรเลียมหลักที่ผลิตได้คือน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ โดยมีการหยุดผลิตในช่วงเดือนมีนาคม - กันยายน 2566 จากอุบัติเหตุการซ่อมบำรุงวาล์วเปิด-ปิดน้ำทะเล ทำให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติลดลง แต่ไม่ส่งผลกับปริมาณของก๊าซธรรมชาติเหลว

น้ำมันดิบ

การผลิตน้ำมันดิบในปี 2566 มีปริมาณรวม 25,478,961.06** บาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ย 67,898.98 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตลดลงจากปี 2565 คิดเป็นร้อยละ 11.76 หรือเป็นปริมาณ 3,396,548.94 บาร์เรล โดยมีเหตุการณ์ต่าง ๆ ที่เป็นประเด็นสำคัญที่ส่งผลปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ ดังนี้

1. แหล่งปลาทอง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 แหล่งชบา แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 และแหล่งยูงทอง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G4/48

4. Offshore exploration Block G2/61 suspended its operations during September 11-30, 2023, to allow PTT Plc. to run repair works on natural gas transmission pipeline, causing gas production to drop by around 500 MMscfd.

Condensate

The total condensate output in 2023 was 24,349,462.80 barrels, or 63,612.16 barrels per day (bpd), up by 5.22% (1,208,228.84 barrels) from the 2022 production, attributable to:

1. Arthit Field in the exploration blocks 14A, 15A and 16A in the Gulf of Thailand raised its gas production from 280 MMscfd as required by the DCQ to 320 million cubic feet per day on average to meet buyer's nomination. This resulted in higher volume of condensate, responding to the increasing natural gas production.

2. Benchamas Field, exploration block B8/32 in the Gulf of Thailand, having crude oil and natural gas as main products, suspended its production during March – September 2023 due to an accident that occurred while repairing a seawater valve, causing gas production to decrease but not condensate.

Crude Oil

The total oil output in 2023 was 25,478,961.06** barrels, equivalent to 67,898.98 barrels per day, a drop of 11.76% (3,396,548.94 barrels) due mainly to:

1. Platong Field in Block G1/61, Chaba Field in Block B8/32, and Yung Tong Field in Block G4/48, all in the Gulf of Thailand, temporarily halted their crude oil production from October 23, 2023, following the decommissioning of the Pattani Spirit floating storage and offloading (PFSO) unit, which was used for storage of crude oil produced from these three fields. Production will resume after the G1 floating storage unit is commissioned, expected in Q4 of 2024.

2. Benchamas Field, offshore Block B8/32 in the Gulf of Thailand, suspended its production during March – September 2023, due to an accident during the repair work of a seawater valve, which resulted in floods in the engine room of the Benchamas 2 floating storage unit. This consequently caused the crude production capacity to drop by around 15,000 barrels per day.

หยุดการผลิตน้ำมันดิบเป็นการชั่วคราว ตั้งแต่วันที่ 23 ตุลาคม 2566 ภายหลังการปลดระวางเรือกักเก็บน้ำมันดิบปัตตานีสปิริต (PFSO) ซึ่งเป็นเรือกักเก็บน้ำมันจาก 3 แหล่งผลิตดังกล่าว และจะกลับมาดำเนินการผลิตตามปกติภายหลังเรือกักเก็บปิโตรเลียม G1 เริ่มดำเนินการในช่วงไตรมาสที่ 4 ของปี 2567

2. แหล่งเบญจมาศ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 หยุดการผลิตในช่วงเดือนมีนาคม-กันยายน 2566 จากอุบัติเหตุการซ่อมบำรุงวาล์วเปิด-ปิดน้ำทะเล เป็นเหตุให้มีน้ำทะเลท่วมขังภายในห้องเครื่องของเรือกักเก็บน้ำมันดิบเบญจมาศ 2 ซึ่งส่งผลกระทบต่อกำลังการผลิตน้ำมันดิบในช่วงระยะเวลาดังกล่าวประมาณ 15,000 บาร์เรลต่อวัน

3. แหล่งวาสนา แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G10/48 กลับมาดำเนินการผลิตในวันที่ 28 เมษายน 2566 ภายหลังจากหยุดการผลิตไปตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2563 จากสถานการณ์ราคาน้ำมันตลาดโลกต่ำและไม่สามารถดำเนินกิจการอย่างคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ได้ โดยมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 2,000 บาร์เรลต่อวัน จากนั้น เดือนกรกฎาคม 2566 แหล่งวาสนาได้หยุดการผลิตเพื่อปรับปรุงมาตรการด้านความปลอดภัยในกระบวนการผลิตและกลับมาดำเนินการผลิตอีกครั้งในวันที่ 8 ธันวาคม 2566

4. แหล่งรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 เริ่มดำเนินการผลิตครั้งแรก (First oil) และมีน้ำมันดิบเข้าสู่เรือกักเก็บน้ำมันดิบ Pride 1 ในวันที่ 13 พฤศจิกายน 2566 โดยมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ย 1,360.84 บาร์เรลต่อวัน

5. แหล่งอรุโณทัย แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L10/43 กลับมาดำเนินการผลิตในวันที่ 5 เมษายน 2566 หลังจากเปลี่ยนผู้รับสัมปทานจากบริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด เป็นบริษัท ยูเอซี ยูทิลิตีส์ จำกัด โดยมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ย 68.27 บาร์เรลต่อวัน

หมายเหตุ * การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศ ไม่คิดการผลิตจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

** การคำนวณค่าเฉลี่ยต่อวันของการผลิตน้ำมันดิบไม่คิดรวมแหล่งฝาง

3. Wassana Field in Block G10/48 in the Gulf of Thailand resumed its production at the rate of around 2,000 barrels per day on April 28, 2023, after having suspended its production since June 2020, when the world oil price plunged to the level that production was considered no longer commercially viable. The field was halted again in July 2023 for safety maintenance of the production process and was, then, resumed its production on December 8, 2023.

4. Rotsukhon Field in Block G6/48 in the Gulf of Thailand made its first oil production on November 13, 2023, with an average daily production of 1,360.84 barrels. Crude oil produced was delivered to the Pride 1 floating storage unit

5. Aruhothai Field in the onshore exploration Block L10/43 resumed its production on April 5, 2023, after the concession was transferred from Siam Moeco Co., Ltd. to UAC Utilities Co., Ltd., with an average daily production of 68.27 barrels.

Remarks: * Total petroleum output from indigenous fields excluding production from MTJDA

** Average crude oil output per day excluding that from the Fang Field

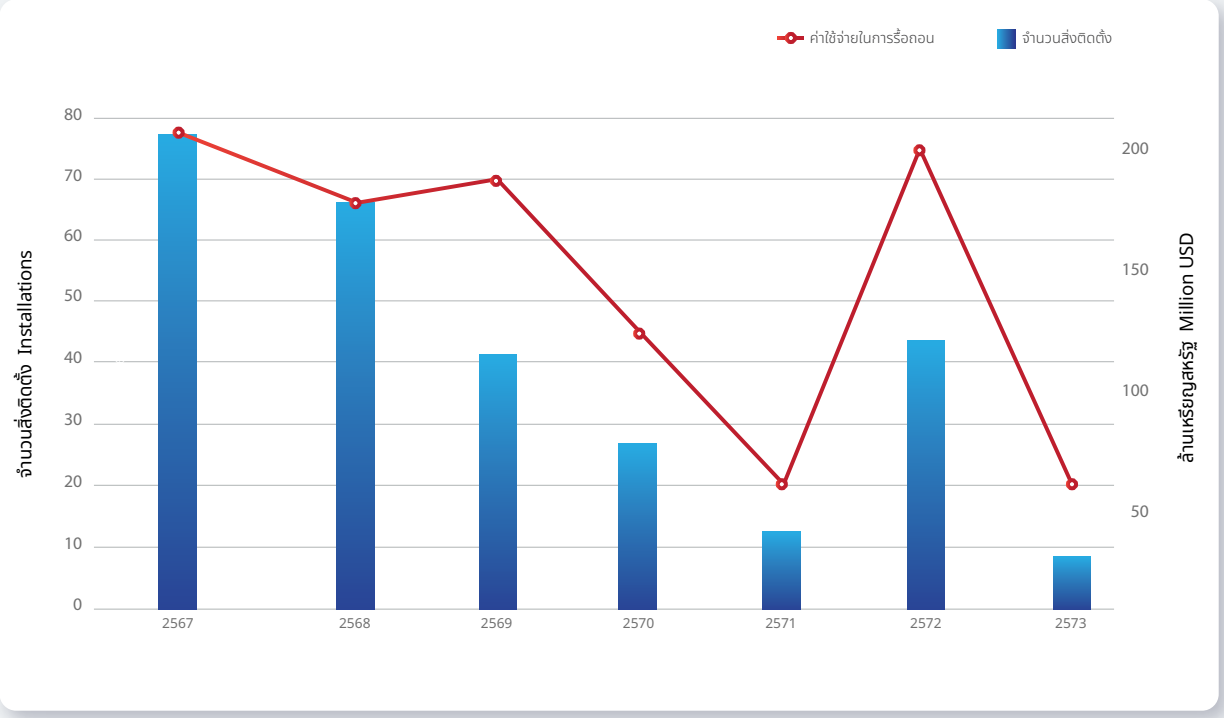
4.7 การรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม
Installation Decommissioning

อุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยได้รับการพัฒนามากว่า 40 ปี มีสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมที่ได้ถูกออกแบบและก่อสร้างไว้กระจายอยู่มากกว่า 700 แห่ง ทั้งในพื้นที่บนบกและในทะเลอ่าวไทยเพื่อใช้ในการสำรวจ ผลิต เก็บรักษา หรือขนส่งปิโตรเลียม และเมื่อสิ่งติดตั้งดังกล่าวไม่ได้ใช้ประโยชน์แล้ว หรือเมื่อสิ้นสุดระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม สิ่งติดตั้งเหล่านั้นจำเป็นต้องถูกรื้อถอนอย่างเหมาะสมเพื่อป้องกันความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นกับสิ่งแวดล้อม ชีวิต หรือทรัพย์สิน อย่างไรก็ตาม การรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของประเทศไทยยังคงเป็นเรื่องใหม่ที่มีข้อจำกัดทั้งในด้านข้อมูลการศึกษา ประสบการณ์การปฏิบัติงานและจำนวนของผู้ประกอบการ รวมถึงโครงสร้างการลงทุนในธุรกิจการรื้อถอน ซึ่งข้อจำกัดเหล่านี้ทำให้เกิดความท้าทายอย่างมากทั้งในด้านข้อกำหนดกฎหมาย เทคนิควิศวกรรม ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและผู้มีส่วนได้เสีย รวมถึงเศรษฐศาสตร์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในทะเลอ่าวไทยซึ่งคาดว่าจะมีค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนประมาณ 4,500 ล้านเหรียญสหรัฐ สำหรับการรื้อถอนแท่นผลิตปิโตรเลียมและโครงสร้างที่เกี่ยวข้องประมาณ 450 แท่น ท่อขนส่งปิโตรเลียมยาวประมาณ 3,000 กิโลเมตร และหลุมผลิตปิโตรเลียมประมาณ 3,500 หลุม โดยในปี 2566 ที่ผ่านมา มีกิจกรรมการรื้อถอนในโครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งจำนวน 3 โครงการ ได้แก่ (1) โครงการรื้อถอนในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 (2) โครงการรื้อถอนในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 (3) โครงการรื้อถอนในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 และ 9A ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ติดตามตรวจสอบอย่างต่อเนื่องเพื่อศึกษาเรียนรู้สำหรับการพัฒนาธุรกิจการรื้อถอนของประเทศไทยให้เป็นที่ยอมรับในระดับสากลต่อไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติคาดว่า กิจกรรมการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทยตั้งแต่ปี 2567 จนถึงปี 2573 โดยส่วนใหญ่จะเป็นการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในสัมปทานปิโตรเลียมที่สิ้นสุดระยะเวลาผลิตในรายการของแท่นหลุมผลิตประมาณ 90 แท่น และท่อขนส่งปิโตรเลียมประมาณ 150 เส้น ซึ่งคาดว่าจะมีค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนรวมประมาณ 1,000 ล้านเหรียญสหรัฐ ดังแสดงในรูปที่ 1

The petroleum exploration and production industry has been developed for over 40 years. Physical structures specially designed and constructed for petroleum exploration, production, storage, and delivery have been installed at over 700 sites onshore and offshore in the Gulf of Thailand. The structures, when no longer used or when a given production period comes to an end, must be properly removed to ensure public safety and a sound environment. However, decommissioning of installations used in petroleum operations is a new activity in Thailand with limited knowledge, operating experience and number of operators as well as information on funding structure of decommissioning business. These limitations pose diverse challenges in legal, engineering technique, and economic aspects, and impacts to the environment and stakeholders, in particular, offshore decommissioning in the Gulf of Thailand which requires a cost of around US$ 4,500 million for dismantling around 450 petroleum production platforms and related structures, petroleum transmission pipelines of a combined length of 3,000 kms., and around 3,500 production wells. During 2023, the decommissioning work was carried out in three projects all in the Gulf of Thailand, namely, Blocks 10, 11, 12 and 13, Blocks 15, 16 and 17, and Blocks B8/32 and 9A. DMF has closely monitored the decommissioning work at these three sites to learn and to raise the installation decommissioning in Thailand to international standards.

DMF forecasted that the total cost of decommissioning of petroleum installations in the Gulf of Thailand during 2024-2030, mostly involve dismantling of around 90 production platforms and 150 petroleum transmission pipelines following expiry of petroleum production period under the concessions, will be approximately US$ 1 billion, as shown in Figure 1.



รูปที่ 1 แสดงค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งตั้งแต่ปี 2567 จนถึงปี 2573
Figure 1: Expected decommissioning cost of petroleum installations during 2024-2030

โดยในปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำกับดูแลการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมตามข้อกำหนดของกฎหมายว่าด้วยการรื้อถอน ตั้งแต่ขั้นตอนก่อนเริ่มกิจกรรมการรื้อถอนในการพิจารณารายงานการรื้อถอนต่าง ๆ ตลอดจนขั้นตอนการติดตามตรวจสอบกิจกรรมการรื้อถอน ไปจนถึงขั้นตอนการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมภายหลังกิจกรรมการรื้อถอน โดยการกำกับดูแลการรื้อถอนดังกล่าวถูกพิจารณาโดยคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในทุกด้านเพื่อส่งเสริมให้การรื้อถอนเป็นไปอย่างเหมาะสมและถูกต้องตามข้กำหนดกฎหมาย มีหลักเทคนิคและวิธีปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดี มีประสิทธิภาพ และก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดแก่ประเทศ โดยมีรายละเอียดการกำกับดูแลการรื้อถอนของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดังนี้

In 2023, DMF monitored the decommissioning of installations used in petroleum operations to ensure compliance with applicable laws, from pre-decommissioning activities such as the consideration of decommissioning reports, monitoring of the decommissioning activities, to monitoring of post-decommissioning environment quality. Possible impact in all dimensions will be taken into consideration to ensure compliance with laws, technical principles and best practice in petroleum operations, with efficiency and for the greatest benefit of the country. Details of DMF's decommissioning oversight are as follows:

การพิจารณารายงานการรื้อถอน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียมพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการรื้อถอนต่าง ๆ จำนวน 4 ฉบับ ดังนี้

Consideration for decommissioning reports

DMF, with the consent of the Petroleum Committee, approved four decommissioning reports as follows:

ลำดับ No.	แปลงสำรวจ Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire/Operator	การพิจารณา Consideration Basis
1	แปลงสำรวจบนบกหมายเลข SW1 Onshore Block SW1	อีโค่ โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด Eco Orient Energy (Thailand) Limited	แผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน Initial decommissioning plan and cost estimate
2	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 Offshore Block B8/32 in the Gulf of Thailand	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	การทบทวนขอบเขตการรื้อถอน Review of the decommissioning scope
3	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 12 Offshore Block 12 in the Gulf of Thailand	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	การขยายระยะเวลาการรื้อถอน Extension of the decommissioning period
4	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 Offshore Blocks 15, 16 and 17 in the Gulf of Thailand	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited	การขยายระยะเวลาการรื้อถอน Extension of the decommissioning period

การตรวจสอบหลักประกันการรื้อถอน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณาตรวจสอบหลักประกันที่ผู้รับสัมปทานได้วางไว้ตามแผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน ดังนี้

Placement of collateral for decommissioning of petroleum installations

DMF considered the collateral that concessionaires placed according to plans and cost estimates for decommissioning of petroleum installations as detailed below:

ลำดับ No.	แปลงสำรวจ Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire/Operator
1	แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC Onshore Block NC	บริษัท ซิโน-ยู เอส ปิโตรเลียม อิงค์ Sino-U.S. Petroleum Inc.
2	แปลงสำรวจบนบกหมายเลข PTTEP1 Onshore Block PTTEP1	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด PTTEP International Limited
3	แปลงสำรวจบนบกหมายเลข SW1 Onshore Block SW1	อีโค่ โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด Eco Orient Energy (Thailand) Limited
4	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B6/27 Offshore Block B6/27 in the Gulf of Thailand	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด PTTEP Siam Ltd.
5	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 Offshore Blocks 15 16 and 17 in the Gulf of Thailand	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited
6	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 Offshore Blocks 10 11 12 and 13 in the Gulf of Thailand	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited
7	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/48 Offshore Block G1/48 in the Gulf of Thailand	บริษัท บุษราคัม มโนรา จำกัด Busrakham Manora Ltd.
8	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/38 Offshore Block B8/38 in the Gulf of Thailand	เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited

การติดตามตรวจสอบกิจกรรมการรื้อถอน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ติดตามตรวจสอบกิจกรรมการรื้อถอนตามแผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดที่ได้รับความเห็นชอบของผู้รับสัมปทาน โดยในปี 2566 มีความคืบหน้ากิจกรรมการรื้อถอนที่สำคัญดังนี้

1) ผู้รับสัมปทานในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 ดำเนินงานกิจกรรมการรื้อถอนนอกชายฝั่งสำหรับแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม 4 แท่น และอุปกรณ์ยึดโยงเรือ 2 ชุดแล้วเสร็จ และอยู่ระหว่างดำเนินงานกิจกรรมการรื้อถอนบนฝั่งในการล้างทำความสะอาดและแยกชิ้นส่วน

2) ผู้รับสัมปทานในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 ดำเนินงานกิจกรรมการรื้อถอนนอกชายฝั่งสำหรับแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม 9 แท่นแล้วเสร็จ และอยู่ระหว่างดำเนินงานกิจกรรมการรื้อถอนบนฝั่งในการล้างทำความสะอาดและแยกชิ้นส่วน

3) ผู้รับสัมปทานในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 ดำเนินงานกิจกรรมการรื้อถอนนอกชายฝั่งสำหรับแท่นหลุมผลิต 3 แท่นแล้วเสร็จ และอยู่ระหว่างดำเนินงานกิจกรรมการรื้อถอนบนฝั่งในการล้างทำความสะอาดและแยกชิ้นส่วน

Monitoring of the decommissioning work

DMF monitors the decommissioning work according to the detailed decommissioning plans agreed earlier by the concessionaires. Progress made in 2023 included:

1) Concessionaire of Blocks 15, 16 and 17 in the Gulf of Thailand completed its offshore decommissioning work for four wellhead platforms and two sets of mooring equipment and is now proceeding with onshore works which involves cleaning and disassembling.

2) Concessionaire of Block B8/32 in the Gulf of Thailand completed its offshore decommissioning work for nine wellhead platforms and is now carrying on with onshore works which involves cleaning and disassembling.

3) Concessionaire of Blocks 10, 11, 12 and 13 in the Gulf of Thailand completed its offshore decommissioning work for three wellhead platforms and is now carrying on with onshore works which involves cleaning and disassembling.

5 Safety and Environmental Oversight

การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

5.1 การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

Safety and Environmental Oversight

นอกเหนือจากภารกิจในการจัดหาพลังงานให้กับประเทศแล้ว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีหน้าที่รับผิดชอบต่อประชาชนในการกำกับดูแลการดำเนินงานของผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในการสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม รวมถึงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมให้มีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยได้พัฒนาแนวทางการกำกับดูแลต่าง ๆ เพื่อยกระดับการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมทั้งการกำกับดูแลให้ปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ส่งเสริมและสนับสนุนให้ผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล ได้แก่ มาตรฐานระบบบริหารงานคุณภาพ (ISO 9001) มาตรฐานระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม (ISO 14001) และมาตรฐานระบบการจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (ISO 45001) รวมถึงมาตรฐานด้านความปลอดภัยในกระบวนการผลิต อาทิ Center for Chemical Process Safety (CCPS) Control of Major Accident Hazards (COMAH) European Environment Agency (EEA) และ Energy Institute (EI) เป็นต้น

ปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ส่งพนักงานเจ้าหน้าที่เข้าปฏิบัติงานกำกับดูแลตรวจประเมินการดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม จำนวนทั้งหมด 12 ครั้ง แบ่งเป็นแหล่งผลิตบนบก จำนวน 7 ครั้ง และแหล่งผลิตในทะเล จำนวน 5 ครั้ง ผลจากการตรวจประเมินพบว่า การดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสีย เป็นไปตามกฎระเบียบและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ พนักงานเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เสนอแนะประเด็นต่าง ๆ เพื่อให้การดำเนินงานดังกล่าวเกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง โดยมีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการอนุมัติแผนการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม จำนวน 6 ฉบับ เพื่อให้ผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตปฏิบัติตามมาตรการการจัดการของเสียที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรมการสำรวจ ผลิต และพัฒนาปิโตรเลียม ซึ่งต้องนำของเสียไปบำบัดหรือกำจัดให้ถูกต้องตามประเภทของของเสียนั้น ๆ

สำหรับปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม ซึ่งใช้หลักเกณฑ์การรายงานตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก จากการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2565 โดยจำแนกลักษณะการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกเป็น 2 รูปแบบ ดังนี้

DMF has a mission to secure energy supply of the country and to supervise E&P activities operated by concessionaires and petroleum sharing contractors to ensure safety and zero impact on the environment in all stages of petroleum operations, i.e. exploration, development, and decommissioning. The department has, therefore, developed several measures to increase its efficiency of supervision and enforcement of applicable safety and environmental laws.

DMF has consistently encouraged all concessionaires and PSC contractors to operate their activities under international standards and guidelines, including the Quality Management Systems (ISO 9001), Environmental Management Systems (ISO 14001), Occupational Health and Safety Management Systems (ISO 45001), as well as safety measures that govern production processes, such as safety standards prescribed by the Center for Chemical Process Safety (CCPS), the Control of Major Accident Hazards (COMAH), the European Environment Agency (EEA), and the Energy Institute (EI), among others.

In 2023, DMF conducted 12 site visits (seven visits to onshore facilities and five to offshore facilities) on monitoring and assessment of occupational health, safety, and environment, as well as waste treatment activities. The assessment reports indicated full compliance with applicable laws and standards. However, DMF provided recommendations on various aspects for continuous improvement, particularly on safety and zero impact on the environment. DMF, moreover, had approved six waste treatment plans at E&P facilities that required concessionaires and PSC contractors to fully comply with the procedures for correct disposal of each type of waste from petroleum exploration, production and development activities.

Regarding volumes of greenhouse gases emitted from petroleum operations, the calculation is based on DMF announcement on reporting criteria and methods for calculation of volumes of greenhouse gas emitted from petroleum operations, B.E. 2022, which categorizes GHG emissions into two types.

ลักษณะการปล่อยก๊าซเรือนกระจก Type of GHG Emission	แหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก Source of GHG	กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจก GHG emission activity	ข้อมูลที่ใช้คำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก Data used for calculation of GHG volumes
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง Scope 1 - Direct GHG emissions	ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล Emission from fuel combustion	การเผาไหม้ที่แหล่งกำเนิดอยู่กับที่ Stationary combustion	ชนิดและปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในอุปกรณ์การเผาไหม้ เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องทำความร้อน ปั๊ม เป็นต้น Fuel types and volumes consumed by combustion equipment, such as power generators, heaters, pumps, etc.
		การเผาไหม้ที่แหล่งกำเนิดมีการเคลื่อนที่ Mobile combustion	ชนิดและปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในยานพาหนะที่มีการเคลื่อนที่ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม เช่น รถยนต์รถบรรทุกน้ำมัน เรือโดยสาร เฮลิคอปเตอร์ เป็นต้น Fuel types and volumes consumed by traveling vehicles used in petroleum operations, such as cars, truck tankers, passenger ferries, helicopters, etc.
		การเผาก๊าซทิ้งจากการสำรวจและผลิต Flare combustion	องค์ประกอบของก๊าซ และปริมาณก๊าซเผาทิ้งคำนวณจากปริมาณการผลิตที่หักด้วยปริมาณก๊าซที่ขายและปริมาณก๊าซที่นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม Components and volumes of flared gas, calculated from production volumes less volumes sold, and volumes used in petroleum production process
	ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากกระบวนการและที่ระบายออกทางช่องเปิด Process and vent Emissions	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการ Process emissions	ปริมาณน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการผลิตหรือการทดสอบหลุม และปริมาณการขนถ่ายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว Volumes of crude oil, condensate, or natural gas obtained from the production or from well testing, and transport volumes of crude oil and condensate
		การระบายก๊าซเรือนกระจกทางช่องเปิด Vent emissions	
	ก๊าซเรือนกระจกที่รั่วซึม Fugitive emission	การรั่วซึมของก๊าซเรือนกระจกที่อุปกรณ์ต่าง ๆ Equipment leak	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติต่อปี Production volumes of crude oil or natural gas (per year)
		การรั่วซึมของก๊าซเรือนกระจกประเภทอื่น ๆ Other fugitive emissions	ปริมาณของน้ำเสียที่นำไปบำบัดต่อปี Volumes of treated wastewater (per year)
		การรั่วซึมของก๊าซเรือนกระจกที่มีฟลูออไรด์เป็นองค์ประกอบ Fluorinated fugitive emissions	ชนิดและปริมาณน้ำยาทำความเย็นที่เติมต่อปี Types and volumes of refilled cooling agents (per year)
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากพลังงาน Scope 2 – Energy indirect GHG emissions		การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการซื้อไฟฟ้า Scope 2 – Indirect Energy GHG Emissions from power purchase	ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) (เฉพาะการประกอบกิจการปิโตรเลียมบนบก) Consumption of electricity supplied by the Provincial Authority of Thailand (PEA) (only for onshore sites)

การคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสามารถคำนวณได้จากข้อมูลรายกิจกรรม เช่น ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง องค์ประกอบของเชื้อเพลิง เป็นต้น และค่าสัมประสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Factor)

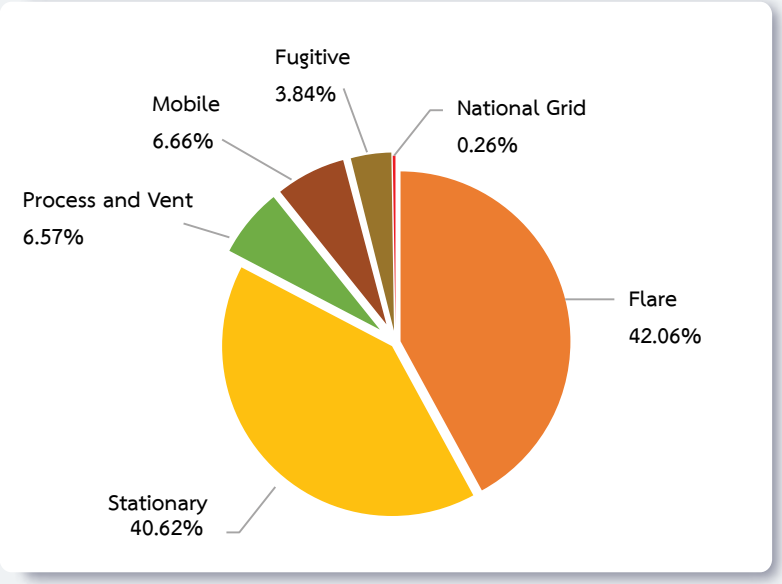
ภาพรวมในปี 2566 มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม เท่ากับ 6.98 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (MMT CO_2e) โดยมาจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากแหล่งผลิตในทะเล เท่ากับ 6.42 MMT CO_2e คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 91.96 และแหล่งผลิตบนบก เท่ากับ 0.56 MMT CO_2e คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 8.04

โดยสัดส่วนในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ตามลำดับ ได้แก่ การเผาก๊าซทิ้ง เท่ากับ 2.94 MMT CO_2e (ร้อยละ 42.06) การเผาไหม้ที่แหล่งกำเนิดอยู่กับที่ เท่ากับ 2.84 MMT CO_2e (ร้อยละ 40.62) การเผาไหม้ที่แหล่งกำเนิดเคลื่อนที่ เท่ากับ 0.47 MMT CO_2e (ร้อยละ 6.66) การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกระบวนการและที่ระบายออก ทางช่องเปิด เท่ากับ 0.46 MMT CO_2e (ร้อยละ 6.57) การรั่วซึม เท่ากับ 0.27 MMT CO_2e (ร้อยละ 3.84) และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการซื้อไฟฟ้า เท่ากับ 0.02 MMT CO_2e (ร้อยละ 0.26) แสดงดังรูปที่ 1

Volumes of greenhouse gas emissions can be calculated from each GHG emission activity, for example, volumes of fuel consumption, components of fuel, etc. together with emission factors.

In 2023, greenhouse gas emission from petroleum operations totaled 6.98 million tons of carbon dioxide equivalent (MMT CO_2e), comprising 6.42 MMT CO_2e (91.96%) from offshore operations and 0.56 MMT CO_2e (8.04%) from onshore operations.

Of the total emissions, 2.94 MMT CO2e (42.06%) was from flare, 2.84 MMT CO_2e (40.62%) from stationary combustion, 0.47 MMT CO_2e (6.66%) from mobile combustion, 0.46 MMT CO_2e (6.57%) from process and vent, 0.27 MMT CO_2e (3.84%) from fugitive emissions, and 0.02 MMT CO_2e (0.26%) from indirect power purchase emissions, as shown in Figure 1.



รูปที่ 1 แสดงสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม โดยจำแนกตามลักษณะการปล่อยก๊าซเรือนกระจกปี 2566

Figure 1: GHG emissions from petroleum operations categorized by emission sources during 2023

ทั้งนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้จัดส่งข้อมูลกิจกรรม ได้แก่ จำนวนการเจาะหลุมปิโตรเลียม (Well Drilling) จำนวนหลุมปิโตรเลียมที่มีการทดสอบการไหล (Well Testing) ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติ (Gas Production) ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ (Oil Production) และปริมาณการขนส่งน้ำมันดิบ (Oil Transport) ให้กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม เพื่อประกอบการจัดทำบัญชีก๊าซเรือนกระจกระดับประเทศภาคพลังงานเป็นประจำทุกปี

ด้านการปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องนั้น ก่อนที่ผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต จะเริ่มดำเนินกิจกรรมการเจาะสำรวจ ผลิต และพัฒนาปิโตรเลียม ต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านพัฒนาปิโตรเลียม (คชก.) พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนจึงจะเริ่มดำเนินการได้ โดยในปี 2566 มีรายงาน EIA ที่ผ่านความเห็นชอบ จำนวน 4 โครงการ ได้แก่

1. โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิต L21/64 บึงหญ้า แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 พื้นที่ผลิตบึงหญ้าตะวันตก-หนองสระ และพื้นที่ผลิตบึงหญ้าตะวันตก-หนองสระส่วนขยาย แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L21/43 จังหวัดสุโขทัยและกำแพงเพชร ของบริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด

2. โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 ของ แวลูร่า เอ็นเนอร์ยี่ (กัลฟ์ ออฟ ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด

3. รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่เคยได้รับความเห็นชอบในพื้นที่โครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

4. รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย และโครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลง 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย โดยขอเปลี่ยนชื่อเป็น โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ทั้งนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานอนุญาต ได้กำกับดูแลผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ให้ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Mitigation) และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Monitoring) ของโครงการที่ผ่านความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด

As a contribution to the National Greenhouse Gas Inventories, DMF submitted information concerning such activities such as numbers of well drilling and testing, volumes of gas and oil production and oil transport to the Department of Climate Change and Environment (DCCE) on a yearly basis.

On legal compliance, before concessionaires and PSC contractors could start their petroleum exploration, production, and development, they are required to submit an environmental impact assessment (EIA) report to the Experts Committee on EIA Consideration (Energy Development) for consent. During 2023, the committee granted approvals to four projects, namely:

1. L21/64 Bung Ya production area, onshore exploration Block L1/64; West Bung Ya – Nong Sa production area and the West Bung Ya – Nong Sa Extension production area, onshore Block L21/43 in Sukhothai and Kampaeng Phet provinces, operated by CNPCHK (Thailand) Co., Ltd.

2. Rotsukhon production area, offshore Block G6/48 in the Gulf of Thailand, operated by Valeura Energy (Gulf of Thailand) Co., Ltd.

3. Report on request for amendment of information in the EIA report earlier approved for petroleum production in Block S1, operated by PTTEP Siam Co., Ltd.

4. Report on Amendment of information in the EIA report earlier approved for the Arthit gas production project, operated by PTTEP Plc. in concession Blocks 14A, 15A and 16A in the Gulf of Thailand; and offshore petroleum production project, Arthit Project: Phase 2, Blocks 14A, 15A and 16A (project name now changed to Arthit Project), Blocks 14A, 15A and 16A, operated by PTTEP Plc.

DMF, as a regulatory agency, required concessionaires and PSC contractors, in their operations of the projects approved, to strictly comply with the preventive, mitigation, and monitoring measures.

As for the supervision of safety and environmental operations concerning the decommissioning of structures used in petroleum operations under the ministerial regulation prescribing plans, cost estimates, and security for decommissioning of installations used in petroleum operations B.E. 2559 (2016), DMF made the following progress in 2023:

สำหรับการกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของประเทศไทยภายใต้กฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 โดยในปี 2566 มีการดำเนินงาน ดังนี้

1. การพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน (Decommissioning Environmental Assessment Report หรือ DEA Report) จำนวน 6 โครงการ ดังนี้

1) การเพิ่มเติมรายการสิ่งติดตั้งในรายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมรวมถึงท่อส่งปิโตรเลียมในทะเลที่เชื่อมต่อกับแท่นหลุมผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 13 10A 11A และ G4/48

2) การเพิ่มเติมรายการสิ่งติดตั้งในรายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน โครงการรื้อถอนแท่นผลิตเอราวัณอี (ERPE) แท่นหลุมผลิตเอราวัณอี (ERWE) และท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 และ 12

3) รายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอนโครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L22/43 ของบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

4) รายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในทะเลภายในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมแหล่งมโนราห์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/48 ของบริษัท บุษราคัม มโนรา จำกัด

5) การขอเพิ่มเติมและปรับปรุงรายละเอียดในรายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตรวมถึงท่อขนส่งปิโตรเลียมในทะเลที่เชื่อมต่อกับแท่นหลุมผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 9A และ G4/43 ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด

6) รายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอนโครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข SW1 อำเภอวิเชียรบุรี และอำเภอศรีเทพ จังหวัดเพชรบูรณ์ ของ อีโค่ โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (ไทยแลนด์) จำกัด

2. การพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด (Best Practical Environmental Option Report หรือ BPEO Report) จำนวน 3 โครงการ ดังนี้

1.Consideration and endorsement of Decommissioning Environmental Assessment Reports (DEA Report) for the six following projects:

1) Addition of installation items stated in the DEA report for decommissioning of wellhead platforms and connected subsea pipelines, concession Blocks 10, 11, 12, 13, 10A, 11A and G4/28.

2) Addition of installation items in the DEA report for decommissioning of Erawan E production platform (ERPE), Erawan E wellhead platform (ERWE), and subsea pipeline, Blocks 10 and 12 in the Gulf of Thailand

3) DEA report for decommissioning of onshore installations used in petroleum operations in Block L22/43 operated by PTTEP international Co., Ltd.

4) DEA report for decommissioning of offshore structures in Manora production area, Block G1/48 in the Gulf of Thailand, operated by Busarakham Manora Co., Ltd.

5) Request for addition and amendment of DEA report for decommissioning of wellhead platforms and connected subsea pipelines, concession Blocks B8/32, 9A and G4/43, operated by Chevron Offshore (Thailand) Co., Ltd.

6) DEA report for decommissioning of onshore structures, Block SW1 in Wichian Buri and Si Thep districts, Petchabun Province, operated by Eco Orient Energy (Thailand) Co., Ltd.

2. Consideration and endorsement of the of Best Practical Environmental Option Report (BPEO Report) of the three following projects:

1) การเพิ่มเติมรายการสิ่งติดตั้งในรายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมรวมถึงท่อส่งปิโตรเลียมในทะเลที่เชื่อมต่อกับแท่นหลุมผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว

2) การเพิ่มเติมรายการสิ่งติดตั้งในรายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุดโครงการรื้อถอนแท่นผลิตเอราวัณอี (ERPE) แท่นหลุมผลิตเอราวัณอี (ERWE) และท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล แปลสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 และ 12

3) รายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด (BPEO) สำหรับโครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในแหล่งผลิตบัวหลวง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/38 ของเมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด

1) Addition to the earlier approved list of installations in the BPEO Report for decommissioning of wellhead platforms and connected subsea pipelines, Blocks 10, 11, 12 and 13

2) Addition to the earlier approved list of installations in the BPEO Report for decommissioning of Erawan E production platform (ERPE) and Erawan E wellhead platform, together with connected subsea pipelines, concession Blocks 10 and 12

3) BPEO Report for decommissioning of installations in Bua Luang production field, Block B8/38 in the Gulf of Thailand, operated by Medco Energi Thailand (Bua Luang) Co., Ltd.

5.2 โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย

Environmental Monitoring Program in Petroleum Operations in the Gulf of Thailand

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทยเป็นประจำทุกปีอย่างต่อเนื่อง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ทราบถึงสถานการณ์และแนวโน้ม การปนเปื้อนของสารปรอทและสารหนูในน้ำทะเล รวมถึงเพื่อติดตามสถานการณ์การปนเปื้อนและการสะสมตัวของสารปรอทและสารหนูในเนื้อเยื่อปลาทะเลหน้าดินที่อาศัยอยู่ในบริเวณพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย สำหรับปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มอบหมายให้สถาบันวิทยาศาสตร์ทางทะเล มหาวิทยาลัยบูรพา เป็นผู้ทำการศึกษาตรวจปริมาณความเข้มข้นของสารปรอทและสารหนูในตัวอย่างน้ำทะเลและตัวอย่างปลาทะเลหน้าดินจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย จำนวน 9 แหล่ง ได้แก่ เอราวัณ ปลาทอง สตูล ฟูนาน อาทิตย์ บงกชใต้ ไพลิน วาสนา และจัสมิน ซึ่งผลการศึกษาสรุปได้ ดังนี้

1. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทและสารหนูในน้ำทะเลบริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษาพบว่า ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารปรอทและสารหนูในน้ำทะเลจากทุกแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลในเขตน่านน้ำไทยประเภทที่ 1 คุณภาพน้ำทะเล เพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ลงวันที่ 6 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ซึ่งกำหนดค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของปรอทรวมในน้ำทะเลไม่เกิน 0.1 ไมโครกรัมต่อลิตร และค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารหนูไม่เกิน 10 ไมโครกรัมต่อลิตร

2. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทและสารหนูในปลาทะเลหน้าดิน ได้แก่ ปลาสร้อยนกเขา ปลาหมูสี ปลาเก๋า และปลากะพง บริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษาพบว่า ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารปรอทในเนื้อเยื่อปลาทะเลจากทุกแหล่งผลิตปิโตรเลียมมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงสาธารณสุข ฉบับที่ 414 (พ.ศ. 2563) เรื่องมาตรฐานอาหารที่มีสารปนเปื้อน ซึ่งกำหนดค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารปรอทไม่เกิน 0.5 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม

สำหรับค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารหนูอนินทรีย์ในเนื้อเยื่อปลาทะเลจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมส่วนใหญ่มีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงสาธารณสุข ฉบับที่ 414 (พ.ศ. 2563) เรื่องมาตรฐานอาหารที่มีสารปนเปื้อน ซึ่งกำหนดค่าไว้ไม่เกิน 2.0 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม

To fully understand the current conditions and trends of mercury and arsenic contamination in seawater as well as cumulation of mercury and arsenic compounds in benthic fish in Gulf petroleum operations areas, DMF has continuously monitored these impacts on an annual basis. In 2023, DMF officially assigned the Institute of Marine Science, Burapha University, to conduct a study on concentrations of mercury and arsenic compounds in samples of seawater and benthic fish around nine petroleum fields in the Gulf, namely Erawan, Platong, Satun, Funan, Arthit, South Bongkot, Pailin, Wassana and Jusmin. The study can be concluded as follows:

1. Monitoring of mercury and arsenic compounds in seawater around petroleum production platforms in the Gulf of Thailand

The study revealed that the average levels of mercury and arsenic compounds in seawater around all fields in the Gulf does not exceed 0.1 microgram per liter or the standard quality of seawater in Thai Territorial Waters Category 1: quality of seawater for natural resource conservation under the Announcement of the National Environment Board on the setting of seawater quality standard dated October 6, 2021. The average level of arsenic compounds in seawater in the same areas does not exceed 10 micrograms per liter, using the same standards mentioned above.

2. Monitoring of mercury and arsenic compound contamination in tissues of benthic fish, such as hard-lipped barb fish, emperor fish, grouper, and snapper, around petroleum production platforms in the Gulf of Thailand

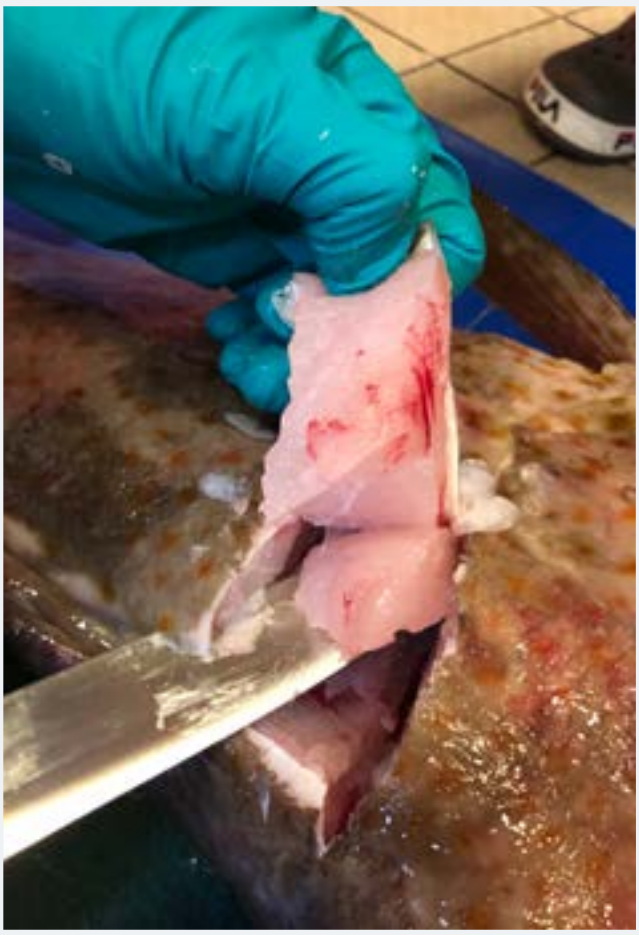
The study revealed that the average concentration of mercury compounds in tissues of benthic fish from every field does not exceed the standard quality stipulated in the announcement of the Ministry of Public Health Ministry No. 414 (B.E. 2563) on Standards

จากการดำเนินโครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทยเป็นประจำทุกปีอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ปี 2554 จนถึงปี 2566 พบว่าค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารปรอทและสารหนูในน้ำทะเลจากทุกแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐาน ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารปรอทในเนื้อเยื่อปลาทะเลจากทุกแหล่งผลิตปิโตรเลียมมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐาน และค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารหนูอนินทรีในเนื้อเยื่อปลาทะเลจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมส่วนใหญ่มีค่าไม่เกินค่ามาตรฐาน ซึ่งในอนาคตกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะได้ติดตามเฝ้าระวังอย่างต่อเนื่องต่อไป

for Contaminants in Food, which allows no more than 0.5 milligrams of mercury contaminants per kilogram.

Meanwhile, the average concentration of arsenic compounds in tissues of benthic fish from most fields does not exceed the standard quality stipulated in the announcement of the Ministry of Public Health Ministry No. 414 (B.E. 2563) on Standards for Contaminants in Food, which allows no more than 2.0 milligrams of contaminants per kilogram.

According to the monitoring program on environmental impacts from petroleum operations in the Gulf of Thailand annually implemented during 2021-2023, the average mercury and arsenic concentrations in seawater and the average mercury concentration in tissues of benthic fish at all petroleum production fields do not exceed the standard quality, as well as the average concentrations of inorganic arsenic in tissues of benthic fish at most petroleum production fields. DMF will carry on with the monitoring program.



6 Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA) and International Cooperation

พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และความร่วมมือระหว่างประเทศ

6.1 พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียภายใต้ พ.ร.บ. องค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย พ.ศ. 2533

Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA) under the Malaysia-Thailand Joint Authority Act, B.E. 2533 (1990)

พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (Malaysia-Thailand Joint Development Area, MTJDA) มีพื้นที่ประมาณ 7,250 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่บริเวณอ่าวไทยตอนล่าง ซึ่งประเทศไทยและมาเลเซียอ้างสิทธิเขตไหล่ทวีปทับซ้อน หลังจากการเจรจาอย่างต่อเนื่องทั้งสองฝ่ายได้บรรลุข้อตกลงบันทึกความเข้าใจระหว่างราชอาณาจักรไทยและมาเลเซียเกี่ยวกับการจัดตั้งองค์กรร่วมเพื่อแสวงประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติในพื้นดินใต้ทะเลภายในพื้นที่ดังกล่าวในปี 2522 เป็นผลให้มีการจัดตั้งองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย (Malaysia-Thailand Joint Authority, MTJA) ขึ้นในปี 2535 โดยมีที่ตั้งสำนักงานอยู่ ณ กรุงกัวลาลัมเปอร์ ประเทศมาเลเซีย

องค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย มีฐานะเป็นนิติบุคคลที่สรวมสิทธิและความรับผิดชอบแทนรัฐบาลไทยและรัฐบาลมาเลเซียในการสำรวจและแสวงประโยชน์จากปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract, PSC) โดยทั้งสองประเทศจะได้รับผลประโยชน์จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (50:50)

ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปัจจุบัน

ในปัจจุบันผู้ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เป็นดังนี้

1. แปลง A-18: บริษัท Hess Oil Company of Thailand (JDA) Ltd. (ร้อยละ 49.5) และบริษัท Hess Oil Company of Thailand Inc. (ร้อยละ 0.5) จากประเทศไทย และบริษัท PCJDA Ltd. (ร้อยละ 50) จากประเทศมาเลเซีย เป็นผู้ได้รับสัญญา โดยมีบริษัท Carigali-Hess Operating Company Sdn. Bhd. (CHOC) เป็นผู้ดำเนินงาน

2. แปลง B-17-01: บริษัท PTTEP International Ltd. (ร้อยละ 50) จากประเทศไทย และบริษัท PCJDA Ltd. (ร้อยละ 50) จากประเทศมาเลเซีย เป็นผู้ได้รับสัญญา โดยมีบริษัท Carigali-PTTEPI Operating Company Sdn. Bhd. (CPOC) เป็นผู้ดำเนินงาน

การดำเนินงานในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในปี 2566

แปลง A-18

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี 2566 บริษัท CHOC สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 283.99 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 2.99 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณ

The Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA) lies in an overlapping area covering 7,250 sq.km. in the lower Gulf of Thailand where both countries claimed their continental shelf rights. After a series of negotiations, in 1979 the two governments signed a memorandum of understanding (MOU) establishing a joint authority for the exploitation of seabed resources in the defined areas. The Malaysia-Thailand Joint Authority (MTJA) was therefore founded in 1992 with its head office situated in Kuala Lumpur, Malaysia.

As a statutory body, MTJA assumes all rights and responsibilities on behalf of the two governments in petroleum exploration and exploitation in the Joint Development Area (JDA) under production sharing contracts (PSCs). All benefits derived from E&P activities have been equally shared between the two countries.

Current PSC Contractors

The PSC contractors in the MTJDA currently consist of:

1. Block A-18: Hess Oil Company of Thailand (JDA) Ltd. (49.5%) and Hess Oil Company of Thailand Inc. (0.5%) from Thailand; and PC JDA Ltd. (50%) from Malaysia, with Carigali Hess Operating Company Sdn. Bhd. (CHOC) serving as the operator

2. Block B-17-01: PTTEP International Ltd. (50%) from Thailand and PCJDA Ltd. (50%) from Malaysia, with Carigali-PTTEPI Operating Company Sdn. Bhd. (CPOC) serving as the operator

JDA Operations in 2023

Block A-18

Output: In 2023, CHOC delivered a total of 283.99 Bcf of gas (averaging 778.05 MMscfd) and 2.99 million barrels (averaging 8,181 bpd) of condensate. The gas was split into two portions. The first portion was transported through a 34-inch Trans Thai-Malaysia pipeline to Songkhla at an average of 507.33 MMscfd (129.13 MMscfd to Chana Power Plant for NGV, and 378.20 MMscfd to Chana GSP before further transport to Malaysia).

วันละ 778.05 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 8,181 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติแบ่งเป็นสองส่วนคือ ส่วนแรกส่งเข้าท่อทรานส์ไทย-มาเลเซียขนาด 34 นิ้ว ไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดสงขลาในอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 507.33 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ส่งเข้าโรงไฟฟ้าจะนะและใช้เป็นเชื้อเพลิง NGV ประมาณวันละ 129.13 ล้านลูกบาศก์ฟุต ส่วนก๊าซธรรมชาติประมาณวันละ 378.20 ล้านลูกบาศก์ฟุต ถูกส่งเข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่อำเภอจะนะ แล้วส่งต่อไปยังประเทศมาเลเซีย) และส่วนที่สองส่งเข้าท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองในอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 270.72 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี 2566 บริษัท CHOC ไม่มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ: ในปี 2566 บริษัท CHOC ไม่มีการหยุดผลิตทั้งระบบ (Total Shutdown) มีการหยุดผลิตบางส่วนเพื่อ Construction Shutdown จำนวน 12 วัน เพื่อทำการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะ

การเจาะหลุมปิโตรเลียม : ในปี 2566 บริษัท CHOC ได้ดำเนินการเจาะหลุมเพื่อผลิตปิโตรเลียมในแปลง A-18 รวมทั้งสิ้น 8 หลุม

- เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต Bumi-D (BMD) จำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม BMD-09 และ BMD-10
- เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต Cakerawala-B จำนวน 3 หลุม ได้แก่ หลุม CKB-02ST1 CKB-04ST1 และ CKB-06
- เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต Suriya-A (SYA) จำนวน 3 หลุม ได้แก่ หลุม SYA-21 SYA-22 และ SYA-23

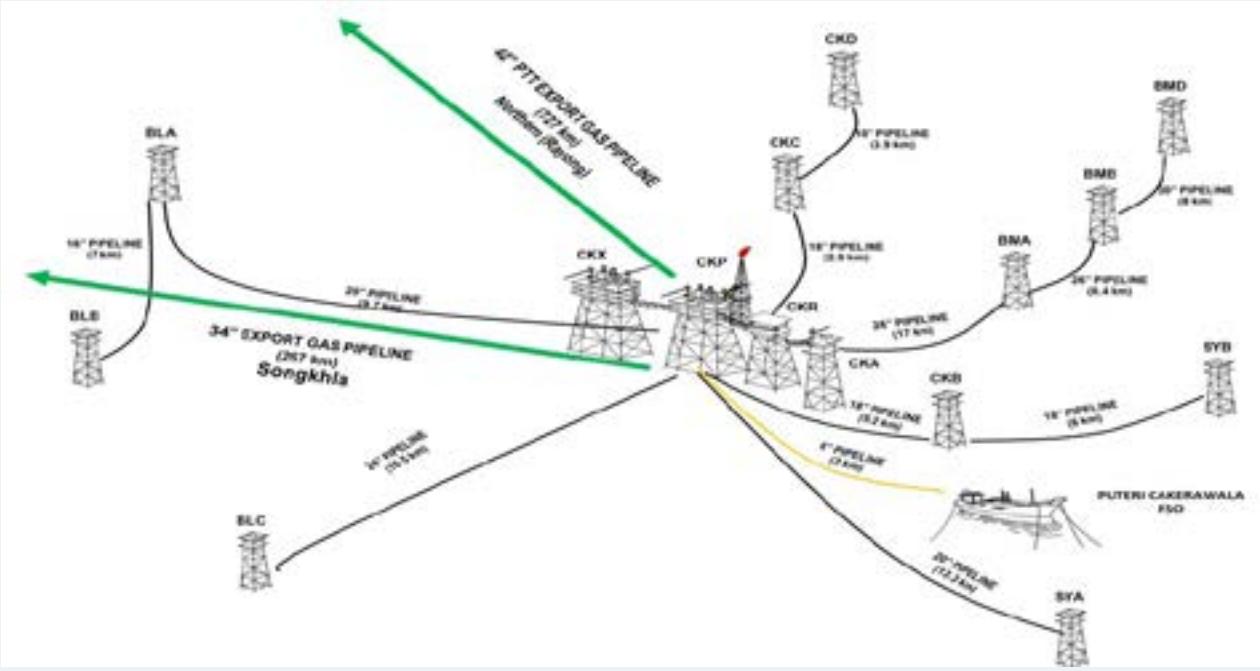
The second portion (averaging 270.72 MMscfd) was transported through a 42-inch pipeline to Rayong

Field Development: There was no platform installation by CHOC in 2023.

Shutdown: CHOC had no total shutdown this year, only a 12-day construction shutdown for rig relocation.

Drilling: In 2023, CHOC drilled eight production wells in Block A-18, detailed below:

- Two development wells in Bumi-D (BMD), namely BMC-09 and BMC-10
- Three development wells in Cakerawala-B, namely CKB-02ST1, CKB-04ST1, and CKB-06
- Three development wells in Suriya-A (SYA), namely SYA-21, SYA-22, and SYA-23



รูปที่ 1: แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตแปลง A-18

Figure 1: Block A-18 Field Development Schematic

แปลง B-17-01

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี 2566 บริษัท CPOC สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 104.65 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 3.65 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 286.71 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 9,998 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ส่งเข้าท่อขนาด 24 นิ้ว ที่เชื่อมต่อกับท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองเฉลี่ยประมาณวันละ 61.94 ล้านลูกบาศก์ฟุต และส่งเข้าท่อไปประเทศมาเลเซียเฉลี่ยประมาณวันละ 224.77 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี 2566 บริษัท CPOC เจาะหลุมสำรวจและประเมินผลเสร็จสิ้นแล้วจำนวน 2 หลุม ได้แก่หลุม Jengka-5 และหลุม Mali-2 ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในแผนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมระยะที่ 7 ของแปลง B-17-01

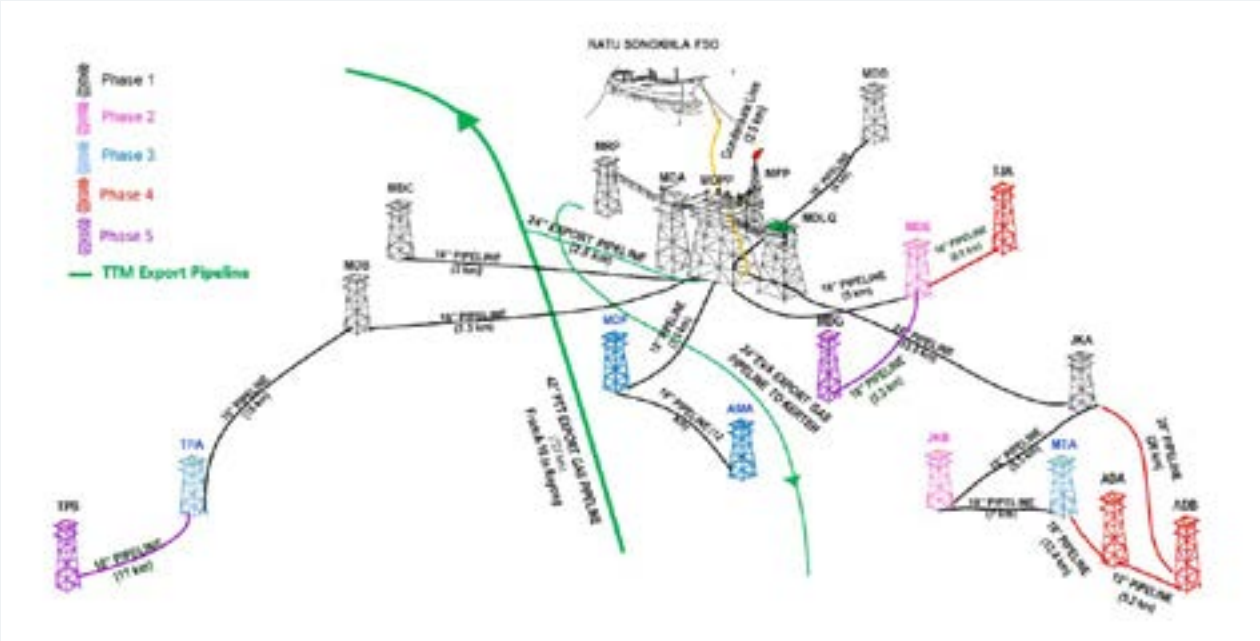
การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ: บริษัท CPOC มีการหยุดผลิตทั้งระบบ (Total Shutdown) เป็นระยะเวลา 12 วัน ในระหว่างวันที่ 10 - 21 พฤษภาคม 2566 เพื่อซ่อมบำรุงประจำปี มีการหยุดผลิตบางส่วน (Partial Shutdown) เป็นระยะเวลา 9 วัน ในระหว่างวันที่ 22 - 30 พฤษภาคม 2566 เพื่อซ่อมบำรุงตามแผนงานประจำปี และ มีการหยุดผลิตบางส่วนเพื่อ Construction Shutdown เป็นระยะเวลา 23 วัน เพื่อทำการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะ

Block B-17-01

Output: This year CPOC delivered a total of 104.65 Bcf (averaging 286.71 MMscfd) of gas and 3.65 million barrels (averaging 9,998 bpd) of condensate. The gas was transported through a 24-inch pipeline which is connected to a 42-inch pipeline: 61.94 MMscf came ashore at Rayong and 224.77 MMscfd proceeded to Malaysia.

Field Development: In 2023, CPOC drilled two exploration and appraisal wells, namely Jengka-5 and Mali-2, which are part of the field development plan (Phase 7) of Block B-17-01.

Shutdown: CPOC had a 12-day total shutdown from May 10 - 21, 2023 and a nine-day partial shutdown during May 22-30, 2023, under its planned annual maintenance, and a 23-day construction shutdown for rig relocation.



รูปที่ 2 แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตแปลง B-17-01
Figure 2: Block B-17-01 Field Development Schematic

การเจาะหลุมปิโตรเลียม : ในปี 2566 ได้ดำเนินการเจาะหลุมเพื่อผลิตปิโตรเลียมในแปลง B-17-01 รวมทั้งสิ้น 10 หลุม ดังนี้

• เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต Muda-G (MDG) จำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม MDG-05 และ MDG-06

• เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต Jengka-A (JKA) จำนวน 4 หลุม ได้แก่ หลุม JKA-07R JKA-11 JKA-15RST และ JKA-16R

• เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต Jengka-B (JKB) จำนวน 3 หลุม ได้แก่ หลุม JKB-02RST JKB-03R และ JKB-12RST

• เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต Muda-F (MDF) จำนวน 1 หลุม ได้แก่ หลุมMDF-09RST3 ซึ่งเป็นแผนการเจาะของปี 2567 (เสร็จสิ้นโครงการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมระยะที่ 5)

Drilling: In 2023, 10 wells were drilled in Block B-17-01, detailed below:

• Two development wells in Muda-G (MDG), namely MDG-05 and MDG-06

• Four development wells in Jengka-A (JKA), namely JKA-07R, JKA-11, JKA-15RST and JKA-16R

• Three development wells in Jengka-B (JKB), namely JKB-02RST, JKB-03R and JKB-12RST

• One development well in Muda-f(MDF) namely MDF-09RST3, under 2024 drilling plan (completion of Field Development Project Phase 5)

รายได้ของประเทศจากพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในปี 2566

องค์กรร่วมไทย-มาเลเซียทำหน้าที่จัดเก็บรายได้ทั้งหมดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ และนำส่งรายได้ครึ่งหนึ่งให้กับประเทศไทยผ่านทางกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อนำส่งให้กระทรวงการคลังจัดเก็บเป็นรายได้ของแผ่นดินต่อไป โดยในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม 2566 ได้จัดส่งค่าภาคหลวงปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร และรายได้อื่น ๆ จากแปลง A-18 และแปลง B-17-01 เป็นเงินรวม 11,922.87 ล้านบาท

Revenue

MTJA takes charge of collecting all MTJDA revenue and remits 50% to the Thai Treasury through DMF. The remitted royalty, profit petroleum, and other associated operating revenues derived from Blocks A-18 and B-17-01 for the calendar year amounted to Baht 11.92287 billion.

รายได้ Revenue	แปลง Block A-18	แปลง Block B-17-01
ค่าภาคหลวง Royalty	2,337.70	1,456.98
ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร Profit petroleum	6,905.47	1,213.60
รายได้อื่น ๆ Others	-	9.12
รวม Total	**9,243.17**	**2,679.70**

การเข้าร่วมประชุมระหว่างประเทศ

1. การประชุม The 5th Japan – Thailand Energy Policy Dialogue (The 5th JTEPD)

เมื่อวันที่ 12 - 13 มกราคม 2566 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน ประธานฝ่ายไทย และ Mr. KOBAYASHI Izuru, Deputy Commissioner for International Affairs, ANRE, METI ประธานฝ่ายญี่ปุ่น เข้าร่วมการประชุม The 5th Japan – Thailand Energy Policy Dialogue (The 5th JTEPD) ณ ห้องประชุม 9 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน และจังหวัดลำปาง โดยมีนายศุภลักษณ์ พาหอนุรักษ์ รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว ในการประชุม The 5th JTEPD มีพิธีการลงนามความตกลงความร่วมมือในโครงการด้านพลังงานของภาคเอกชนของไทยและญี่ปุ่นจำนวน 4 ฉบับ ดังนี้ 1) EGCO/JERA Asia: EGCO/JERA Decarbonization for Thailand 2) EGCO/Banpu Power/ BLCP/JERA/ Mitsubishi Corp./MHI: MOU for Collaboration to Materialize the Feasibility Study for Ammonia Co - Firing at the existing BLCP Power Plants 3) BLCP/ Chiyoda Corp./Mitsubishi Corp.: MOU for the Feasibility Study of CCUS for BLCP และ 4) SCG Cement Co., Ltd./ The Siam Cement (Kaeng Khoi) Co., Ltd./Nippon Steel Engineering Co., Ltd./Thai Nippon Steel Engineering & Construction Co., Ltd. : Feasibility Study of Social Implementation of Carbon Capture and Utilization from Flue Gas of Cement Production Plant in Thailand and Neighboring Countries in Southeast Asia และที่ประชุมได้มีการหารือเชิงนโยบายความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างไทยและญี่ปุ่น การส่งเสริมการลงทุนผลิตรถยนต์ไฟฟ้าและการผลิตแบตเตอรี่รถยนต์ไฟฟ้าในประเทศไทย การแลกเปลี่ยนเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนและเชื้อเพลิงแอมโมเนีย การส่งเสริมความร่วมมือด้านการพัฒนาพลังงานทดแทนการอนุรักษ์พลังงาน การจัดหา LNG และความร่วมมือด้านเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS)

Participation in international meetings

1. The 5th Japan – Thailand Energy Policy Dialogue (The 5th JTEPD)

Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent-Secretary of Energy, head of the Thai team, and Mr. Kobayashi Izuri, Deputy Commissioner for International Affairs, ANRE, METI, head of the Japanese team, participated in the 5th Japan – Thailand Energy Policy Dialogue (The 5th JTEPD) held at Meeting Room 9, Floor 15, Ministry of Energy, and Lampang province, during January 12-13, 2023. Also attending the meeting was Mr. Supalak Parn-anurak, DMF Deputy Director-General. At the meeting, four Memorandum of Understanding (MOU) on energy cooperation to achieve carbon neutrality between Japanese and Thai companies were signed, namely:

1. EGCO/JERA Asia: EGCO/JERA Decarbonization for Thailand;

2. EGCO/Banpu Power/BLCP/JERA/Mitsubishi Corp./ MHI, for collaboration to Materialize the Feasibility Study for Ammonia Co-Firing at the existing BLCP Power Plants;

3. BLCP/Chiyoda Corp./Mitsubishi Corp, for the Feasibility Study of CCUS for BLCP; and

4. SCG Cement Co., Ltd./The Siam Cement (Kaeng Khoi) Co., Ltd./ Nippon Steel Engineering Co., Ltd./Thai Nippon Steel Engineering & Construction Co., Ltd., for a Feasibility Study of Social Implementation of Carbon Capture and Utilization from Flue Gas of Cement Production Plant in Thailand and Neighboring Countries in Southeast Asia.

The meeting also discussed policy on Thai – Japanese energy cooperation, promtion of investment in electrical vehicles and EV battery production in Thailand, exchange of technology regarding hydrogen production and ammonia fuel cells, promotion of cooperation on alternative energy development, energy conservation, LNG procurement, and cooperation on carbon capture, utilization, and storage (CCUS).

2. การหารือระหว่างรองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานกับรัฐมนตรีช่วยว่าการกระทรวงกิจการยุโรปและการต่างประเทศสาธารณรัฐฝรั่งเศส

เมื่อวันที่ 27 มกราคม 2566 นายสุพัฒนพงษ์ พันธ์มีเชาว์ รองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ให้การต้อนรับ Mr. Olivier Becht รัฐมนตรีช่วยว่าการกระทรวงกิจการยุโรปและการต่างประเทศสาธารณรัฐฝรั่งเศส และ Mr. Thierry Mathou เอกอัครราชทูตฝรั่งเศสประจำประเทศไทย พร้อมคณะนักธุรกิจจากบริษัทฝรั่งเศสในประเทศไทย อาทิ Total energies HDF Energy Artelia Holding ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน โดยมีนายสราวุธ แก้วตาทิพย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมได้หารือเพื่อพัฒนาความร่วมมือด้านพลังงานและเสริมสร้างโอกาสการลงทุนของบริษัทฝรั่งเศสในประเทศไทย เพื่อสนับสนุนการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนของประเทศไทย อาทิ ความร่วมมือการพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลมชีวมวล การอนุรักษ์พลังงาน ไบโอพลาสติก อิเล็กโทรไลต์ เชื้อเพลิงไฮโดรเจน เตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็ก การดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS) ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) และสถานีอัดประจุไฟฟ้า

3. การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน สมัยพิเศษ ครั้งที่ 40 (The 40th Special Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings)

เมื่อวันที่ 31 มกราคม-1 กุมภาพันธ์ 2566 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน สมัยพิเศษ ครั้งที่ 40 (The 40th Special Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings) ผ่านระบบการประชุมทางไกล ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน โดยมีนายศุภลักษณ์ พาหอนุรักษ์ รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมรับทราบสรุปผลการดำเนินงานปี 2565 และแผนการดำเนินงานปี 2566 ภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงานระยะที่ 2 (พ.ศ. 2564-2568) (APAEC Phase II: 2021-2025) ในกรอบความร่วมมือด้านพลังงาน 7 สาขา ทั้งนี้ แผนการดำเนินงานด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Coal and Clean Coal Technology: CCT) ที่สำคัญในปี 2566 มีดังนี้ 1) การจัดการประชุม ASEAN Coal Awards 2) การจัดการประชุมสัมมนาเชิงปฏิบัติการเรื่องการดักจับและการกักเก็บคาร์บอน (CCS) เมื่อวันที่ 15-16 พฤษภาคม 2566 โดยเน้นที่กรอบการดำเนินด้านกฎหมาย ข้อบังคับ นโยบาย ตลอดจนกลไกทางการเงินภายใต้การมีส่วนร่วมกับ GCCSI และศูนย์พลังงานอาเซียน (ASEAN

2. Discussion between Thailand's Deputy Prime Minister and Minister of Energy and France's Deputy Minister of Europe and Foreign Affairs

On January 27, 2023, at Meeting Room 2, Floor 15, Ministry of Energy, Mr. Supattanapong Punmeechaow, Deputy Prime Minister and Minister of Energy, welcomed Mr. Olivier Becht, France's Deputy Minister of Europe and Foreign Affairs, and Mr. Tierry Mathou, French Ambassador to Thailand, along with a number of businesspeople from French companies in Thailand, such as TotalEnergies, HDF Energy and Artelia Holding. Also present at the meeting was Mr. Sarawut Kaewtathip, DMF Director-General. The meeting discussed energy cooperation and promotion of investment of French companies in Thailand to achieve carbon neutrality, including cooperation on development of solar power, wind power, biomass, energy conservation, bioplastic, electrolyte, hydrogen fuel, small scale nuclear reactor, and carbon capture and storage (CCS), liquefied natural gas (LNG), and electric re-charging station.

3. The 40th Special Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings

During January 31 – February 1, 2023, Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent-Secretary of Energy, led the Thai team to attend the 40th Special Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings held via online at Meeting Room 2, Floor 15, Ministry of Energy. Also present at the meeting was Mr. Supalak Parn-anurak, Deputy Director-General. The meeting acknowledged the 2022 performance and the 2023 plan under the APAEC Phase II: 2021-2025, which covers seven program areas. In this regard, the plan on Coal and Clean Coal Technology (CCT) for 2023 mainly included: 1) organization of the ASEAN Coal Awards; 2) organization of a seminar on carbon capture and storage during May 15-16, 2023 with focus on legal matters, regulations, policies, and financial mechanism under the cooperation with GCCSI and ASEAN Centre for Energy (ACE); 3) the study to be conducted by ACE on Macroeconomic and Distributional Value of Carbon Capture Use and Storage in ASEAN; 4) integration of projects between ACE and dialogue partner countries/international organizations to organize a seminar on coal and sustainable development goals; 5) integration of ASEAN Coal Database and Information

Centre for Energy: ACE) 3) ศูนย์พลังงานอาเซียนจะดำเนินการศึกษาเรื่อง “Macroeconomic and Distributional Value of Carbon Capture Use and Storage in ASEAN” 4) การบูรณาการโครงการร่วมกันระหว่างศูนย์พลังงานอาเซียนและประเทศคู่เจรจา/องค์การระหว่างประเทศเพื่อดำเนินการสัมมนาเรื่องถ่านหินและเป้าหมายของการพัฒนาที่ยั่งยืน 5) การดำเนินการบูรณาการระบบฐานข้อมูลและข้อมูลถ่านหินของอาเซียน (ASEAN Coal Database and Information System: ACDIS) เข้ากับระบบฐานข้อมูลพลังงานของอาเซียน (ASEAN Energy Database System: AEDS) และ 6) การเปิดตัวระบบฐานข้อมูลและข้อมูลถ่านหินของอาเซียน (ACDIS)

4. การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 41 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 41st Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings)

เมื่อวันที่ 19-23 มิถุนายน 2566 นายวีรพัฒน์ เกียรติเฟื่องฟู รองปลัดกระทรวงพลังงาน หัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 41 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 41st Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings) ณ สำนักงานเลขาธิการอาเซียน กรุงจาการ์ตา สาธารณรัฐอินโดนีเซีย โดยมีนายศุภวิชญ์ ใจงาม ผู้อำนวยการกองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมได้มีการกำหนดแนวทางการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงานระยะที่ 2 ปี 2564-2568 (APAEC Phase II: 2021-2025) และโครงการที่จะดำเนินการต่อเนื่องในอนาคต ในกรอบความร่วมมือ 7 สาขา ทั้งนี้ ในสาขาความร่วมมือด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (CCT) มีกิจกรรมการดำเนินงานที่สำคัญ เช่น 1) การจัดการประกวด ASEAN Coal Awards 2023 2) การจัดตั้งศูนย์แห่งความเป็นเลิศด้านถ่านหิน (ASEAN Centre of Excellence for Clean Coal Technology: ASEAN COE-CCT) โดยประเทศสมาชิกอาเซียนได้เห็นชอบแผนปฏิบัติการของ ASEAN COE-CCT แล้ว 3) การเปิดตัวระบบฐานข้อมูลและข้อมูลถ่านหินของอาเซียน (ACDIS) 4) การบูรณาการระบบฐานข้อมูลและข้อมูลถ่านหินของอาเซียน (ACDIS) เข้ากับระบบฐานข้อมูลพลังงานของอาเซียน (AEDS) 5) การศึกษาเรื่อง Macroeconomic and Distributional Value of Carbon Capture Use and Storage in ASEAN โดยศูนย์พลังงานอาเซียนได้จัดทำ Concept Note และจะแจ้งเวียนให้คณะกรรมการถ่านหินอาเซียน (AFOC) ทราบภายในเดือนมิถุนายน 2566 และ 6) การจัดการประชุมสัมมนาเชิงปฏิบัติการเพื่อศึกษาเรื่อง CCUS Deployment Framework and Roadmap for ASEAN เป็นต้น

System (ACDIS) with ASEAN Energy Database System (AEDS); and 6) the launch of ASEAN Coal Database and Information System (ACDIS).

4. The 41st Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings

During June 22-26, 2023, Mr. Veerapat Kiatfuengfoo, Deputy Permanent-Secretary of Energy, led the Thai team to attend the 41st Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings held at the ASEAN Secretariat Headquarters in Jakarta, Indonesia. Mr. Supawat Chaingam, Director, Mineral Fuels Management Division, DMF, also attended the meeting. The meeting set guidelines for implementations under the APAEC Phase II: 2021-2025 and on-going projects within the seven program areas. Major cooperation in respect of Coal and Clean Coal Technologies (CCT) included: 1) organization of the ASEAN Coal Awards 2023; 2) establishment of the ASEAN Centre of Excellence for Clean Coal Technology (ASEAN COE-CCT), which ASEAN member countries have already agreed with the ASEAN COE-CCT’s operating plans; 3) the launch of ASEAN Coal Database and Information System (ACDIS); 4) integration of ASEAN Coal Database and Information System (ACDIS) with ASEAN Energy Database System (AEDS); 5) the study on Macroeconomic and Distributional Value of Carbon Capture Use and Storage in ASEAN, which ACE has made a concept note to be circulated to the ASEAN Forum on Coal (AFOC) by June 2023; and 6) organization of a seminar on CCUS Deployment Framework and Roadmap for ASEAN, among others.

5. การประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 41 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 41st ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings)

เมื่อวันที่ 22-26 สิงหาคม 2566 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน หัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 41 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 41st ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings) ณ เมืองบาหลี สาธารณรัฐอินโดนีเซีย โดยมีนายศุภวิชญ์ ใจงาม ผู้อำนวยการกองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมรับทราบความสำเร็จของการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมือด้านพลังงานระยะที่ 2 ปี 2564 - 2568 (APAEC Phase II: 2021-2025) ในกรอบความร่วมมือ 7 สาขา ทั้งนี้ในสาขาความร่วมมือด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (CCT) ภายใต้แผน APAEC ระยะที่ 2 มีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและบทบาทของเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดและการใช้เทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (CCUS) เพื่อการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและการเข้าสู่ยุคเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ ซึ่งที่ประชุมได้เน้นย้ำถึงความมุ่งมั่นในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในอาเซียนผ่านการใช้เทคโนโลยีถ่านหินสะอาดและเทคโนโลยี CCUS นอกจากนี้ ที่ประชุมเห็นพ้องที่จะสำรวจช่องทางในการดำเนินการขนส่งและกักเก็บคาร์บอนข้ามแดนตลอดจนสนับสนุนการพัฒนาตลาดคาร์บอนในระดับภูมิภาค เพื่อพัฒนาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจและทางเทคนิคของโครงการ CCUS ในภูมิภาคอาเซียน

5. The 41st ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings

During August 19-23, 2023, Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent-Secretary of Energy, led the Thai team to attend the 41st ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings held in Bali, Indonesia. Mr. Supawat Chaingam, Director of Mineral Fuels Management Division, also attended the meeting. The meeting acknowledged achievements under the APAEC Phase II: 2021-2025 within the seven program areas. Regarding the coal and Clean Coal Technologies (CCT), the cooperation under the APAEC Phase II aimed to raise efficiency and the role of clean coal technologies (CCT) and carbon capture, utilization, and storage technology (CCUS) to achieve energy transition to a low carbon economy era. The meeting emphasized on the commitment to reduce greenhouse gas emission through CCS and CCUS technologies. In addition, the meeting agreed to explore cross-border channels for carbon transport and storage while developing a regional carbon market to raise economic and technical viability of the CCUS projects in the ASEAN region.

6. การประชุมระดับรัฐมนตรีด้านพลังงานแห่งเอเชียและแปซิฟิก ครั้งที่ 3 (The Third Asian and Pacific Energy Forum: The 3rd APEF)

เมื่อวันที่ 19-20 ตุลาคม 2566 นายพีระพันธุ์ สาลีรัฐวิภาค รองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานให้เกียรติเป็นประธานการประชุมระดับรัฐมนตรีด้านพลังงานแห่งเอเชียและแปซิฟิก ครั้งที่ 3 (The Third Asian and Pacific Energy Forum: The 3rd APEF) ณ ศูนย์การประชุมสหประชาชาติ กรุงเทพฯ โดยมีนางสาวจิตติมา มัณฑะจิตร ผู้อำนวยการกอง

6. The Third Asian and Pacific Energy Forum (The 3rd APEF)

During August 19-20, 2023, Mr. Pirapan Salirathavibhaga, Deputy Prime Minister and Minister of Energy, presided over the Third Asian and Pacific Energy Forum held at the United Nation's Bangkok Office, with Ms. Jittima Mantajit, DMF's Director of International Petroleum Division, attending the meeting. The meeting reported progress of implementations

บริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมได้รายงานความคืบหน้าผลการดำเนินงานจากผลการประชุม APEF ครั้งที่ 1 และ 2 ตามเป้าหมาย Sustainable Development Goal 7 (SDG7) ในการส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดและพลังงานทดแทน การวิจัย การพัฒนา การใช้งานเทคโนโลยีพลังงานสะอาด และส่งเสริมการร่วมมือระหว่างประเทศ เพื่อส่งเสริมการเข้าถึงการวิจัยทางเทคโนโลยีพลังงานสะอาด พลังงานทดแทน พลังงานน้ำ และอื่น ๆ รวมถึงพลังงานที่มีราคาเหมาะสม นอกจากนี้ ยังรับทราบถึงบทบาทของประเทศสมาชิกในการกำหนดนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาลที่เกี่ยวข้องกับการสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านพลังงานฟอสซิลสู่พลังงานสะอาด ควบคู่ไปกับการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน การเร่งดำเนินการตามนโยบาย และการประหยัดพลังงานให้สอดคล้องกับสถานการณ์ของแต่ละประเทศ อันจะนำไปสู่การบรรลุเป้าหมายของการพัฒนาที่ยั่งยืน ทั้งนี้ ประเทศไทยมีความก้าวหน้าอย่างยิ่งในการกระจายพลังงานแบบผสมผสานโดยหันมาใช้พลังงานหมุนเวียน มีการลงทุนในโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ ก๊าซชีวภาพ และโครงการพลังงานลม โดยได้ประกาศเชิญชวนข้อเสนอกำลังการผลิตไฟฟ้าจำนวน 5,000 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นการขับเคลื่อนไปสู่การใช้พลังงานสะอาดที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมในอนาคต และส่งผลให้มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างมีนัยสำคัญ โดยประเทศไทยกำลังก้าวไปข้างหน้าเพื่อเป้าหมายของการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contributions: NDCs) ซึ่งเป็นกลไกสำคัญในการบรรลุความตกลงปารีส (Paris Agreement) ที่มีเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงร้อยละ 40 ภายในปี 2573 และตั้งเป้าเพิ่มสัดส่วนพลังงานสะอาดและพลังงานทดแทนในการผลิตไฟฟ้าให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 50 ภายในปี 2593

following the 1st and 2nd APEF meetings to pursue the Sustainable Development Goal 7 (SDG7) in an attempt to promote clean and renewable energy consumption, research, development, and employment of clean energy technology as well as promotion of international cooperation to promote access to research on clean energy technology, renewable energy, hydro power, etc., including energy at reasonable prices. Importantly, the meeting acknowledged the role of member countries in the formulation of energy policies in relation to the transition from fossil energy to clean energy in parallel with higher energy efficiency, acceleration of implementation under the policy, and energy savings to suit each country's situation, all of which will lead to attainment of the sustainable development goal. Thailand, in this regard, has made substantial progress in its energy mix by turning towards renewable energy with investments in solar, biogas, and wind projects. The country made an invitation for proposal on power production of 5,000 megawatts from renewables. This will lead to utilization of clean and environment-friendly energy, which will ultimately result in significant reduction in greenhouse gas emissions as it is moving forward with its Nationally Determined Contributions (NDCs), a key mechanism in Paris Agreement that aims for greenhouse gas reduction by 40% in 2030 while raising consumption of clean and renewable energy for power generation by at least 50% by the year 2050.

7 Production Sharing Contract Management

การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต

แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61

ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ได้เสนอแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (Work Program and Budget; WPB) ซึ่งแสดงแผนงานและรายการค่าใช้จ่ายตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2566 จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2566 เพื่อขออนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม โดยระหว่างปี 2566 ผู้รับสัญญาได้ขอปรับปรุงแผนงานและงบประมาณจำนวน 1 ครั้ง เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน และแผนพัฒนาแหล่งฉบับปรับปรุงล่าสุด

โดยจากภาพรวมของแผนพัฒนาแหล่ง (Field Development Plan; FDP) ตลอดทั้งโครงการแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ระหว่างปี 2565 - 2575 (ข้อมูล ณ เดือนกันยายน 2566) ผู้รับสัญญามีแผนการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม จำนวน 67 แท่น แบ่งเป็นแท่นหลุมผลิตใหม่ จำนวน 34 แท่น และการนำแท่นหลุมผลิตที่ไม่มีการผลิตแล้วมาใช้ซ้ำ (Topside Reuse) จำนวน 33 แท่น รวมถึงมีการติดตั้งท่อขนส่งปิโตรเลียมเพิ่มเติมอีกจำนวน 271 เส้น และมีแผนเจาะหลุมผลิตรวมทั้งสิ้น 2,850 หลุม แบ่งเป็นหลุมผลิตที่เจาะบนแท่นที่ติดตั้งใหม่ (Primary Well) จำนวน 1,311 หลุม และหลุมผลิตที่เจาะซ้ำบนแท่นหลุมผลิตเดิม หรือที่เรียกว่า หลุมเจาะซ้ำ (Infill well) จำนวน 1,539 หลุม โดยผู้รับสัญญาได้มีการจัดหาแท่นขุดเจาะเพื่อรองรับการดำเนินงานขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมตลอดทั้งโครงการดังกล่าวสูงสุดที่ 6 แท่นต่อปี นอกจากนี้ ผู้รับสัญญามีแผนเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal Well) จำนวน 20 หลุม และหลุมสำรวจ (Exploration well) จำนวน 1 ถึง 2 หลุม (ขึ้นกับผลการเจาะหลุมสำรวจหลุมแรก)

สำหรับภาพรวมในการผลิตก๊าซธรรมชาติของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ผู้รับสัญญาได้เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตรา 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (PCV1) ในช่วงเริ่มต้นของสัญญา (24 เมษายน 2565) ต่อมาได้เพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นอัตรา 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (PCV2) ในเดือนกรกฎาคม 2566 และได้มีการปรับแผนการเพิ่มอัตราผลิตก๊าซธรรมชาติใหม่ จากเดิมที่มีแผนจะเพิ่มอัตราการผลิตเป็นอัตรา 600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (PCV3) ภายในเดือนธันวาคม 2566 ตามแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมฉบับปี 2565 เป็นการเพิ่มอัตราการผลิตที่ 450 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ภายในเดือนกุมภาพันธ์ 2567 จากนั้นเพิ่มเป็น 550 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ภายในเดือนมีนาคม 2567 และสุดท้ายจึงเพิ่มอัตราการผลิตเป็น 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามข้อกำหนดในสัญญาแบ่งปันผลผลิต ภายใน

Offshore Exploration Block G1/61

The contractor of offshore exploration Block G1/61 in the Gulf of Thailand submitted its work program and budget (WPB) for 2023 (January 1 to December 31, 2023) petroleum operations for approval of the Director-General with the consent of the Petroleum Committee. During the year, the contractor asked for a revision of the WPB in an attempt to keep up with current circumstances and the latest version of the field development plan.

Under the field development plan (FDP), which covers the entire program of Block G1/61 from 2022-2032 (data as of September 2023), the PSC contractor planned to fabricate and install a total of 67 wellhead platforms (34 newly constructed platforms and 33 reused topsides), install 271 additional petroleum pipelines and drill 2,850 production wells (1,311 primary wells and 1,539 infill wells). The PSC contractor had acquired up to six drilling rigs per year to support the entire drilling program. The contractor also planned to drill 20 appraisal wells and one to two exploration wells (depending on the outcome of the first exploration well.

As for natural gas, at the beginning of the contract for Block G1/61 (April 24, 2023), the contractor produced gas at the rate of 210 MMscfd (PCV1) and then up to 400 MMscfd (PCV2) in July 2023. However, the plan on gas production rate was adjusted, from the previous plan at an increased rate of 600 MMscfd (PCV3) by December 2023, according to the 2022 Field Development Plan, to 450 MMscfd by February 2024, then to 550 MMscfd by March 2024 and finally to 800 MMscfd, as required under the contract, by April 1, 2024. Based on the assessment of reserves and resource volumes, coupled with other related plans on wellhead platform construction and installation, drilling, and drilling rig operation, as well as other related service contracts under the 2023 Field Development Plan, the contractor expected that the rate at 800 MMscfd could be maintained until 2033 and steadily decline in the 11th year of the contract.

วันที่ 1 เมษายน 2567 ตามลำดับ ทั้งนี้ จากการประเมินปริมาณสำรองและปริมาณทรัพยากร ประกอบแผนก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิต แผนการเจาะหลุมและแผนดำเนินงานของแท่นขุดเจาะ รวมถึงสัญญาให้บริการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ตามแผนพัฒนาแหล่งฯ ฉบับปี 2566 ผู้รับสัญญาคาดว่าจะรักษาอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่องที่ปริมาณ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันได้จนถึงปี 2576 จากนั้นจึงจะลดอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติลงตั้งแต่ปี 2576 หรือปีที่ 11 ของสัญญาแบ่งปันผลผลิต เป็นต้นไป

การผลิตและขายปิโตรเลียม

การผลิตและการขายปิโตรเลียมในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (1 มกราคม-31 ธันวาคม 2566) มีรายละเอียดดังนี้

1) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติ ปริมาณ 116,466 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเป็น 20,311,670.4 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ สามารถส่งขายก๊าซธรรมชาติที่อัตราตามสัญญาซื้อขายที่ 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม - 30 มิถุนายน 2566 ต่อมาจึงได้เพิ่มเป็น 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2566 เป็นต้นมา

2) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว ปริมาณ 2,442,574 บาร์เรล ทั้งนี้ มีกิจกรรมการขาย/จำหน่าย (Offtake Loading) จำนวน 17 ครั้ง โดยคิดเป็นปริมาณที่ขายทั้งหมดในปี 2566 รวมทั้งสิ้น 2,401,794 บาร์เรล ที่ราคาเฉลี่ย 75.23 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยมีผู้ซื้อคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

3) มีการผลิตน้ำมันดิบ ปริมาณ 3,247,882 บาร์เรล ทั้งนี้ มีกิจกรรมการขาย/จำหน่าย จำนวน 14 ครั้ง โดยมีปริมาณที่ขายทั้งหมดในปี 2566 เท่ากับ 3,406,808 บาร์เรล ที่ราคาเฉลี่ย 82.97 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยมีผู้ซื้อคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

การดำเนินงานตามแผนงานและงบประมาณ

การดำเนินงานในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (1 มกราคม - 31 ธันวาคม 2566) มีรายละเอียดดังนี้

1. การดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE)

ผู้รับสัญญาได้มีการดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (Safety Security Health and Environment; SSHE) เพื่อให้ดำเนินการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยได้ดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามรายงานประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment; EIA) ซึ่งในปีที่ผ่านมา ผู้รับสัญญาได้มีการดำเนินงานที่สำคัญ ดังนี้

Petroleum production and sale

Petroleum production and sale under the 2023 WPB (January 1 – December 31, 2023) comprised:

1) Natural gas – totaling 116,466 MMscf (20,311,670.4 barrel of oil equivalent), having met the contractual obligations of 210 MMscfd from January 1 until June 30, 2023, before increasing to 400 MMscfd from July 1, 2023, onwards.

2) Condensate – totaling 2,442,574 barrels, with 17 offtake loadings, bringing about a total sales volume of 2,401,794 barrels for 2023, bought by PTT Plc. at an average price of US$75.23 per barrel.

3) Crude – totaling 3,247,882 barrels, with 14 offtake loadings, bringing about a total sales volume of 3,406,808 barrels throughout 2023, bought by PTT Plc. at an average price of US$82.97 per barrel.

Operations under the Work Program and Budget (WPB)

Petroleum operations under the 2023 work program and budget (WPB) for January 1 - December 31, 2023, included:

1. Safety, security, health, and environment (SSHE)

To ensure safe operations without impact on the environment, the contractor observed SSHE measures, including measures on environmental impact prevention and mitigation, and on environmental impact monitoring as stated in the environmental impact assessment (EIA) report. Key actions taken during the year comprised:

1) Safety

(1) Hazard and Operability Study (HAZOP) for PLCPP2, ERCPP, EFSO2, SACPP, and FUCPP

(2) Draft of permit to work, job safety analysis (JSA), and medical emergency response training

1) การดำเนินงานด้านความปลอดภัย

(1) การศึกษาการชี้บ่งอันตรายของกระบวนการและการปฏิบัติงาน (Hazard and Operability Study; HAZOP) สำหรับแท่นผลิตกลางก๊าซธรรมชาติปลาทอง 2 (PLCPP2) แท่นผลิตกลางเอราวัณ (ERCPP) เรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวเอราวัณ 2 (EFSO2) แท่นผลิตกลางสตูล (SACPP) และแท่นผลิตกลางฟูนาน (FUCPP)

(2) การจัดทำร่างใบอนุญาตการทำงาน (Permit to Work) และการวิเคราะห์งานเพื่อความปลอดภัย (Job Safety Analysis; JSA) การจัดอบรมชุดปฏิบัติการแพทย์ฉุกเฉิน (Medical Emergency Response)

2) การดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม

(1) การพัฒนาแผนและการติดตามการดำเนินงานตามแผนการตอบสนองกรณีเกิดเหตุรั่วไหล จัดประชุมเชิงปฏิบัติการเพื่อจัดทำแผนป้องกันการรั่วไหลของปรอทออกสู่สิ่งแวดล้อม

(2) การนำส่งตัวอย่างน้ำมันดิบเพื่อนำไปวิเคราะห์และศึกษาองค์ประกอบของน้ำมันดิบ (Crude Oil Properties) และพิสูจน์หาลักษณะบ่งชี้น้ำมัน (Oil Fingerprint) เพื่อใช้ประกอบการจัดทำแผนการตอบสนองกรณีน้ำมันดิบหกรั่วไหล (G1 Oil Spill Response Plan)

(3) การจัดทำแผนการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมและนำตัวอย่างไปวิเคราะห์ด้วยเทคโนโลยี e-DNA

(4) การสำรวจการรั่วไหลของก๊าซมีเทน ณ แท่นผลิตกลางและแท่นหลุมผลิตบางส่วนในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61

2. การดำเนินงานด้านการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (Development)

1) การเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (Development Drilling)

ผู้รับสัญญาได้จัดหาแท่นเจาะจำนวน 6 แท่น เพื่อช่วยเพิ่มกำลังการผลิต แบ่งเป็น แท่นขุดเจาะประเภท Jack - Up Rig จำนวน 1 แท่น และ Tender Assisted Drilling Rig จำนวน 5 แท่น โดยแท่นเจาะเริ่มดำเนินการเจาะหลุมบนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ตามแผนพัฒนาระยะที่ 1C (กำหนดการติดตั้งปี 2566) ตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2566 โดยในปี 2566 สามารถเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมแล้วเสร็จทั้งหมดเป็นจำนวน 244 หลุม โดยแบ่งเป็นการเจาะหลุมผลิตบนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ตามแผนพัฒนาระยะที่ 1A จำนวน 156 หลุม แผนพัฒนาระยะที่ 1C จำนวน 14 หลุม และการเจาะหลุมซ้ำบนแท่นหลุมผลิตเดิม (Infill Drilling) จำนวน 74 หลุม

2) การก่อสร้างและติดตั้งหลุมผลิต (Development Facilities)

ผู้รับสัญญาได้ก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1A (กำหนดการติดตั้งก่อนปี 2565) จำนวน 8 แท่น รวมถึงท่อขนส่งปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้องแล้วเสร็จ และปัจจุบันกำลัง

2) Environment

(1) Development of an oil spill response plan and monitoring of implementations under the plan, organization of a workshop to draw a plan to prevent mercury leakage into the environment

(2) Delivery of crude samples for analyses of crude oil properties and oil fingerprint to support the G1 oil spill response plan

(3) Arrangement of a plan to collect environmental quality samples for an e-DNA analysis

(4) Methane gas leakage surveys at some central processing platforms and wellhead platforms in the offshore Block G1/61

2. Field development

1) Development drilling

The PSC contractor acquired six drilling rigs (one jack-up rig and five tender-assisted drilling rigs) to increase production rate. The first drilling began at a primary well under the Field Development Plan (Phase 1C) (planned for installation in 2023) in November 2023. Throughout 2023, a total of 244 production wells were drilled, comprising 156 primary wells under the Field Development Plan (Phase 1A), 14 wells under the Field Development Plan (Phase 1C), and 74 infill wells.

2) Development facilities

The PSC contractor completed fabrication and installation of eight wellhead platforms along with connected pipelines in Phase 1A of the Field Development Plan, scheduled for completion before 2022. More wellhead platforms are under construction for Phases 1C, 1D, and 1E, scheduled for 2023, 2024, and 2025 respectively. Of the four platforms under Phase 1C, three platforms were fabricated and installed, with petroleum pipelines connected. Engineering, procurement, and construction (EPC) work was underway for the remaining platform, scheduled for completion in February 2024. For Phase 1D, engineering design and procurement of related equipment for seven platforms was underway. Construction of the wellhead platforms already started in September 2022 and installation was expected in the second quarter of 2024. The six platforms under Phase 1E were in their EPC stage, comprising four new wellhead platforms and two topside reused platforms, of which the work already started in September 2023.

ดำเนินการก่อสร้างแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1C 1D และ 1E ตามลำดับ (กำหนดการติดตั้งปี 2566 2567 และ 2568 ตามลำดับ) โดยแผนพัฒนาระยะที่ 1C จำนวน 4 แท่น ปัจจุบันได้ดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิต รวมถึงท่อขนส่งปิโตรเลียมสำหรับ 3 แท่นแรกแล้วเสร็จ และกำลังอยู่ในขั้นตอนการก่อสร้างและจัดหาอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง (Engineering, Procurement and Construction; EPC) สำหรับแท่นหลุมผลิตอีก 1 แท่นที่เหลือ ซึ่งมีกำหนดการติดตั้งให้แล้วเสร็จภายในเดือนกุมภาพันธ์ 2567 แผนพัฒนาระยะที่ 1D จำนวน 7 แท่น ปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนการออกแบบทางวิศวกรรมและการจัดหาวัสดุและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง โดยเริ่มดำเนินการก่อสร้างแท่นหลุมผลิตตั้งแต่เดือนกันยายน 2565 ที่ผ่านมา และคาดว่าจะเริ่มดำเนินการติดตั้งแท่นหลุมผลิตได้ตั้งแต่ไตรมาสที่ 2 ของปี 2567 เป็นต้นไป และแผนพัฒนาระยะที่ 1E จำนวน 6 แท่น ปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนการออกแบบทางวิศวกรรมและการจัดหาวัสดุและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง แบ่งเป็นแท่นหลุมผลิตใหม่ (New Wellhead Platform) จำนวน 4 แท่น และแท่นหลุมผลิตที่นำกลับมาใช้ใหม่ (Topside Reuse) จำนวน 2 แท่น โดยเริ่มดำเนินการตั้งแต่เดือนกันยายน 2566 ที่ผ่านมา

3. การดำเนินงานด้านการผลิตและการปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (Production and Operation)

1) กิจกรรมหยุดผลิตเพื่อซ่อมบำรุงตามแผน (Shutdown Plan)

ผู้รับสัญญาได้มีการหยุดผลิตทั้งหมด (Total Plant Shutdown) ของแท่นผลิตกลางปลาทอง (Platong Complex) ในเดือนมิถุนายน 2566 เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการเริ่มกระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางก๊าซธรรมชาติปลาทอง 2 (Platong Central Processing Platform 2; PLCPP2) ซึ่งใช้สำหรับรองรับการเพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติจาก 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็นอัตรา 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2566 เป็นต้นไป นอกจากนี้ ผู้รับสัญญาได้มีการหยุดผลิตบางส่วน (Partial Shutdown) สำหรับแท่นผลิตกลางอื่น ๆ ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 เพื่อซ่อมบำรุงและตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์การผลิตต่าง ๆ ตามวงรอบ ซึ่งเป็นการสร้างความมั่นใจในการผลิตก๊าซธรรมชาติของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ให้เป็นไปอย่างต่อเนื่องและปลอดภัยมากที่สุด

2) การดำเนินงานของแท่นผลิตและเรือกักเก็บปิโตรเลียม (Production Facilities and FSO)

เนื่องจากเรือกักเก็บน้ำมันดิบ Pattani FSO ได้สิ้นสุดอายุการใช้งานในเดือนตุลาคม 2566 ดังนั้น ผู้รับสัญญาจึงได้จัดหาเรือกักเก็บน้ำมันดิบลำใหม่ (G1FSO) เข้ามาดำเนินการทดแทนเพื่อใช้รองรับการผลิตและขายน้ำมันดิบของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ให้เป็นไปตามแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมฉบับล่าสุด โดยเรือกักเก็บน้ำมันดิบลำใหม่ (G1FSO) คาดว่าจะมีความพร้อมเข้าดำเนินการในพื้นที่ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2567 เป็นต้นไป

3. Production and Operation

1) Shutdown plan

The PSC contractor had a planned total shutdown for Platong Complex in June 2023 to be prepared for of Platong Central Processing Platform 2 (PLCPP2) to raise natural gas production from 210 MMscfd to 400 MMscfd from July 2023 onwards. The contractor also had a partial shutdown at other central processing platforms in Block G1/61 under the planned equipment maintenance and inspection to ensure production continuity and maximum safety of the block.

2) Production facilities and FSO

As the use of Pattani FSO came to its end in October 2023, a new floating storage unit for crude (G1FSO) was acquired as a replacement to support production and sale of crude oil produced from the offshore Block G1/61, meeting the requirements in the latest version of Field Development Plan. The G1FSO was expected for commission from December 2023 onwards.

แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61

ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 2/2562/2 ของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ได้กำหนดข้อผูกพันในการผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยแบ่งออกเป็น 2 ช่วง คือ ช่วงที่ 1 ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 - 7 มีนาคม 2566 กำหนดปริมาณการผลิตขั้นต่ำที่ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และช่วงที่ 2 ตั้งแต่วันที่ 8 มีนาคม 2566 - 30 เมษายน 2575 กำหนดปริมาณการผลิตขั้นต่ำที่ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นอกจากนี้ ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสามารถผลิตและขายก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากข้อกำหนดอีก 125 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในช่วงวันที่ 8 มีนาคม 2566 - 31 ธันวาคม 2566 รวมเป็นส่งขายที่อัตรา 825 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในการนี้ เพื่อให้การผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปได้อย่างต่อเนื่อง ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตดังกล่าว ผู้รับสัญญาจึงได้เสนอแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (Work Program and Budget; WPB) ซึ่งแสดงแผนงานและรายการค่าใช้จ่ายตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม - 31 ธันวาคม 2566 เพื่อขออนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม โดยระหว่างปี 2566 ผู้รับสัญญาได้ขอปรับปรุงแผนงานและงบประมาณจำนวน 1 ครั้ง เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน และแผนพัฒนาแหล่งฉบับปรับปรุงล่าสุด

โดยจากภาพรวมแผนพัฒนาแหล่ง (FDP) และแผนแม่บทสำหรับการจัดหาสินค้าและบริการประจำปี 2566 (AMPP) ผู้รับสัญญามีแผนสำหรับปี 2565 - 2575 ที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมรวมทั้งหมด จำนวน 47 แท่น (โดยแบ่งเป็นการสร้างแท่นหลุมผลิตใหม่ จำนวน 36 แท่น และการนำแท่นหลุมผลิตที่ไม่มีการผลิตแล้วมาใช้ซ้ำ (Topside Reuse) จำนวน 11 แท่น) โดยมีแผนเจาะหลุมผลิตที่เจาะบนแท่นที่ติดตั้งใหม่ (Primary Well) และหลุมผลิตที่เจาะซ้ำบนแท่นหลุมผลิตเดิม หรือที่เรียกว่า หลุมเจาะซ้ำ (Infill well) รวมทั้งสิ้น 1,169 หลุม โดยผู้รับสัญญาจำเป็นต้องจัดหาแท่นขุดเจาะเพื่อรองรับการดำเนินงานขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมตลอดทั้งโครงการ ซึ่งช่วงที่ต้องใช้แท่นขุดเจาะจำนวนมากที่สุด คือ การใช้แท่นขุดเจาะพร้อมกันจำนวน 4 แท่น ในช่วงปี 2567 - 2573 นอกจากนี้ ผู้รับสัญญามีแผนจะเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal well) จำนวน 29 หลุม และหลุมสำรวจ (Exploration well) จำนวน 1 หลุม

ทั้งนี้ จากสมรรถนะการผลิตล่าสุด รวมถึงการประเมินปริมาณสำรอง Developed Reserves ที่เพิ่มขึ้น ทำให้แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 มีศักยภาพเพียงพอที่จะส่งขายก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากปริมาณตามข้อผูกพันของสัญญาซื้อขายก๊าซธรรรมชาติได้ เพิ่มจากข้อกำหนดการผลิตและขายก๊าซธรรมชาติขั้นต่ำตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตเดิมที่ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2567 เป็นต้นไป) โดยแบ่งเป็น

Offshore Exploration Block G2/61

The production sharing contract no. 2/2562/2 for the offshore Block G2/61 in the Gulf of Thailand divides natural gas production into two phases. Phase one (April 24, 2022, to March 7, 2023) requires a minimum production of 200 MMscfd; and phase 2 (March 8, 2023, to April 30, 2032) of 700 MMscfd. The contractor, however, could produce and sale another 125 MMscfd of gas over the minimum requirement during April 8 - December 31, 2023, leading to a daily offtake of 825 MMscf in total. To ensure uninterrupted gas production under the contract, the contractor submitted the 2023 Work Program and Budget (WPB) for the period of January 1 - December 31, 2023, for approval of the Director-General with consent from the Petroleum Committee. The contractor made one revision to the 2023 WPB to keep up with the circumstances and the latest version of the Field Development Plan.

Regarding the Field Development Plan (FDP) and the 2023 Annual Master Plan for Procurement of Products and Services (AMPP), in 2022-2032, the PSC contractor planned to install altogether 47 wellhead platforms (36 newly constructed platforms and 11 reused topsides), and drill a total of 1,169 primary wells and infills wells. The PSC contractor must acquire sufficient drilling rigs to support the entire drilling program, in particular, in 2024-2030 when it was expected that the drilling needs four rigs to be used simultaneously. In addition, the contractor planned to drill 29 appraisal wells and one exploration well.

Considering the latest production performance and assessment of the increasing developed reserves, gas supply from Block G2/61 could potentially be raised to exceed the contract obligations, i.e. higher than the minimum requirement of 700 MMscfd as from January 1, 2024, onwards, detailed below:

1) During January 1 – February 29, 2024, up by another 100 MMscfd to 800 MMscfd

2) During March 1 – December 31, 2024, up by another 50 MMscfd to 750 MMscfd

As from January 1, 2025, according to the latest version of the Field Development Plan, the PSC contractor, will return to the agreed daily contracted quantity (DCQ) of 700 MMscfd.

1) ในช่วงตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม - 29 กุมภาพันธ์ 2567 มีแผนจะขายเพิ่มอีก 100 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2) ในช่วงตั้งแต่ 1 มีนาคม – 31 ธันวาคม 2567 มีแผนจะขายเพิ่มอีก 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 750 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

จากนั้น ตามแผนพัฒนาแหล่งฉบับล่าสุด ตั้งแต่ 1 มกราคม 2568 เป็นต้นไป ผู้รับสัญญาจะกลับไปขายก๊าซธรรมชาติตามข้อผูกพันฯ DCQ ที่อัตรา 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิต

การผลิตและขายปิโตรเลียม

การผลิตและการขายปิโตรเลียมในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (1 มกราคม - 31 ธันวาคม 2566) มีรายละเอียดดังนี้

1) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติปริมาณ 280,840.219 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเป็น 48,978,534.19 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเฉลี่ยเป็น 769.425 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวปริมาณ 7,737,081.304 บาร์เรล หรือคิดเป็น 21,197.483 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ มีกิจกรรมการขาย/จำหน่าย จำนวน 74 ครั้ง โดยมีปริมาณที่ขายเท่ากับ 7,642,042.000 บาร์เรล ที่ราคาเฉลี่ย 76.67 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยมีผู้ซื้อคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ภายใต้สัญญาซื้อขายระยะยาว (Long Term Contract)

การดำเนินงานตามแผนงานและงบประมาณ

การดำเนินงานในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (1 มกราคม - 31 ธันวาคม 2566) มีรายละเอียดดังนี้

1. การดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE)

ผู้รับสัญญาได้มีการดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE) เพื่อให้ดำเนินการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยได้ดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมถึงมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามรายงานประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ซึ่งในปีที่ผ่านมา ผู้รับสัญญาได้มีการดำเนินงานที่สำคัญ ดังนี้

1) การดำเนินงานด้านความปลอดภัย

(1) การตรวจความปลอดภัยในสถานที่ปฏิบัติงาน (Workplace Monitoring)

(2) การซ้อมแผนฉุกเฉินเพื่อรองรับสถานการณ์เกิดเหตุต่าง ๆ เช่น พายุโซนร้อน (Tropical Cyclone Exercise) การเกิดเหตุฉุกเฉินหากเกิดเพลิงไหม้ที่ห้องปฏิบัติงาน (Internal Fire at Hot Workshop) ณ แหล่งบงกชใต้ (G2S) การเกิดเหตุ

Petroleum production and sale

Petroleum production and sale under the 2023 Work Program and Budget (WPB), from January 1 to December 31, 2023, included:

1) Natural gas – totaling 280,840.219 MMscf (48,978,534.19 BOE or an average of 769.425 MMscfd)

2) Condensate – totaling 7,737,081.304 barrels (21,197.483 barrels per day, with 74 offtake loadings, bringing about a total sales volume of 7,642,042.000 barrels, bought by PTT Plc. at an average price of US$76.67 per barrel under the long-term contract.

Operations under the Work Program and Budget (WPB)

Operations under the 2023 Work Program and Budget (WPB) for the year (January 1-December 31, 2023), are detailed below:

1. Safety, security, health, and environment (SSHE)

To ensure safe operations without impact on the environment, the PSC contractor observed measures for environmental impact monitoring as specified in the environmental impact assessment (EIA) report. Key actions taken during the year included:

1) Safety

(1) Workplace monitoring

(2) Emergency exercises, including tropical cyclone exercise and internal fire at hot workshop exercise at South Bongkot Field (G2S); fire and explosion in cargo tank and boat/evacuation drills at North Bongkot Field (G2N); 2023 PTTEP tropical cyclone exercise at North and South Bongkot fields (G2N and G2S); helicopter emergency landing exercise as required by the CoP CP.06 at North Bongkot Field (G2N)

(3) Random drug testing of offshore staff with 'all negative' results

เพลิงไหม้และระเบิดที่ถังบรรทุกสินค้า รวมถึงการอพยพทางเรือ (Fire & Explosion in Cargo Tank and Boat/Evacuation Drills) ณ แหล่งบงกชเหนือ (G2N) การเกิดเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่นประจำปี 2566 (2023 PTTEP Tropical Cyclone Exercise) ณ แหล่งบงกชเหนือ (G2N) และแหล่งบงกชใต้ (G2S) การเกิดเหตุเกี่ยวกับการลงจอดเฮลิคอปเตอร์ (Helicopter Emergency Landing) ตาม Code of Practice CP.06 ณ แหล่งบงกชเหนือ (G2N)

(3) การสุ่มตรวจสารเสพติดของพนักงานที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง โดยผลจากการสุ่มตรวจสารเสพติดทั้งหมดเป็นลบ (All Negative)

2) การดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม

(1) การจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม (Compliance and Monitoring Report) ประจำปี ทั้งโครงการเจาะสำรวจและโครงการผลิตปิโตรเลียม

(2) การเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมทางทะเล (Marine Environmental Monitoring; MEM) โดยรอบแท่นผลิตกลางบงกชเหนือใต้ทะเลโดยใช้ยานยนต์ใต้น้ำควบคุมระยะไกล (Remotely Operated Vehicle; ROV) และการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมทางทะเล (Marine Monitoring Sampling) เพื่อจัดทำข้อมูลคุณภาพสิ่งแวดล้อมทางทะเลพื้นฐานก่อนเริ่มดำเนินการรื้อถอน (DEA Baseline) และโครงการ Rig to Reef (RTR)

(3) การติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทิ้งที่ถูกส่งเข้าระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open Drain System) และคุณภาพน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) ประจำเดือน

2. การดำเนินงานด้านการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (Development)

1) การเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (Development Drilling)

ผู้รับสัญญาได้จัดหาแท่นขุดเจาะจำนวน 5 แท่น เพื่อช่วยเพิ่มกำลังการผลิต แบ่งเป็น แท่นขุดเจาะประเภท Jack - Up Rig จำนวน 1 แท่น และ Tender Assisted Drilling Rig จำนวน 4 แท่น โดยในปี 2566 สามารถเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมแล้วเสร็จทั้งหมดเป็นจำนวน 85 หลุม โดยแบ่งเป็นการเจาะหลุมผลิตบนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ตามแผนพัฒนาระยะที่ 1A จำนวน 3 หลุม ระยะที่ 1B จำนวน 17 หลุม และการเจาะหลุมซ้ำบนแท่นหลุมผลิตเดิม (Infill Drilling) จำนวน 65 หลุม

2) Environment

(1) Annual Compliance and Monitoring Report covering both exploration drilling and petroleum production projects

(2) Marine Environmental Monitoring (MEM) around the North Bongkot central processing platform using the remotely operated vehicle (ROV), and Marine Monitoring Sampling to support DEA baseline prior to decommissioning and Rigs to Reefs (RTR) Project

(3) Monthly monitoring of quality of wastewater discharged to the open drain system and quality of produced water

2. Field development

1) Development drilling

The PSC contractor acquired five drilling rigs to augment the production, comprising one jack-up rig and four tender-assisted rigs. In 2023, a total of 85 production wells were drilled, three primary wells drilled in phase 1A, 17 wells in phase 1B of the Field Development Plan, and 65 infill wells.

2) Development facilities

Wellhead platforms fabricated and installed under the development plan included:

• Phase 1A - four wellhead platforms fabricated and installed by November 2023

• Phase 1B – only two of the three wellhead platforms, previously scheduled to be installed in 2022, were fabricated and installed this year. The delay was caused by the damage to the WPS18 wellhead platform in an accident during transport for offshore installation, causing failure to complete the installation by early 2023. Installation of the remaining platform was expected in the first quarter of 2024 after the platform repair.

• Phase 1C – two wellhead platforms fabricated and installed, against three earlier planned for 2023. Installation of the remaining platform is scheduled for January 2024.

• Phase 1D – fabrication of four wellhead platforms started in the third quarter of 2022 (installation planned for 2024), with installation to take place in the third quarter of 2024.

2) การก่อสร้างและติดตั้งหลุมผลิต (Development Facilities)

ผู้รับสัญญาได้ดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตตามแผนพัฒนาระยะต่าง ๆ ดังนี้

• ก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1A แล้วเสร็จทั้งหมด จำนวน 4 แท่น ภายในเดือนพฤศจิกายน 2566

• ก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1B (กำหนดการติดตั้งปี 2565) แล้วเสร็จ จำนวน 2 แท่น จากทั้งหมด 3 แท่น เนื่องจากแท่นหลุมผลิต WPS18 เกิดอุบัติเหตุได้รับความเสียหายระหว่างการขนย้ายไปติดตั้งนอกชายฝั่งจึงไม่สามารถติดตั้งได้ตามแผนเดิมในช่วงต้นปี 2566 โดยจะทำการแก้ไขซ่อมแซมแท่นดังกล่าวแล้วเสร็จ พร้อมดำเนินการติดตั้งได้ในช่วงไตรมาสที่ 1 ของปี 2567

• ก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1C (กำหนดการติดตั้งปี 2566) แล้วเสร็จ จำนวน 2 แท่น จากทั้งหมด 3 แท่น โดยมีแผนจะติดตั้ง 1 แท่นที่เหลือ ภายในเดือนมกราคม 2567

• ผู้รับสัญญาได้เริ่มการก่อสร้างแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1D (กำหนดการติดตั้งปี 2567) จำนวน 4 แท่น ในช่วงไตรมาสที่ 3 ของปี 2565 และคาดว่าจะสามารถติดตั้งแท่นหลุมผลิตได้ในช่วงไตรมาสที่ 3 ของปี 2567

3. การดำเนินงานด้านการผลิตและการปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (Production and Operation)

1) กิจกรรมหยุดผลิตเพื่อซ่อมบำรุงตามแผน (Shutdown Plan)

ผู้รับสัญญาได้ดำเนินกิจกรรมหยุดผลิตเพื่อซ่อมบำรุงตามแผน (Planned Shutdown) และมีกิจกรรมสำคัญอื่นที่ส่งผลต่อการผลิตก๊าซธรรมชาติ ได้แก่

• มีการหยุดผลิตบางส่วนตามแผน (Planned Partial Shutdown) ณ แท่นกระบวนการผลิตบงกชใต้ ระหว่างวันที่ 22 กรกฎาคม - 2 สิงหาคม 2566 โดยได้ดำเนินกิจกรรมซ่อมบำรุงตามรอบ 8,000 ชั่วโมงการทำงาน (Turbo Compressor 8K PM) และตรวจสอบสภาพ Gas Cooler ณ แท่นผลิตกลางบงกชใต้ (G2S) แล้วเสร็จ ทั้งนี้อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ในช่วงเวลาดังกล่าวลดลงเป็น 630 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

• มีการหยุดผลิตทั้งหมดตามแผน (Planned Total Shutdown) ณ แท่นกระบวนการผลิตบงกชเหนือ ระหว่างวันที่ 11 - 30 กันยายน 2566 โดยได้ดำเนินกิจกรรมเปลี่ยนท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาด 32 นิ้ว (32” Gas Export Line) และตรวจสอบสภาพแท่นเผาก๊าซธรรมชาติทิ้ง (Flare Gas) ทั้งนี้ อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ในช่วงเวลาดังกล่าวลดลงเป็น 305 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

3. Production and Operation

1) The shutdown plan

The contractor carried out its planned shutdown and some key activities that affected gas production, detailed below:

• Planned partial shutdown at the South Bongkot central processing platform during July 22 – August 2, 2023, for the 8,000-working-hour cycle maintenance of the turbo compressor 8K PM and inspection of the gas cooler at the South Bongkot central processing platform (G2S). Gas production from the offshore Block G2/61 was decreased to 630 MMscfd during the shutdown period.

• Planned total shutdown at the North Bongkot central processing platform during September 11 – 30, 2023 for the replacement of 32” gas export line and inspection of the gas flaring platform. Gas production from the block decreased to 305 MMscfd during the shutdown period.

แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65

ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 1/2566/3 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้เสนอแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (ปีที่ 1 ของสัญญาแบ่งปันผลผลิต) ซึ่งครอบคลุมการดำเนินงานตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน - 31 ธันวาคม 2566 โดยได้รับอนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม เมื่อวันที่ 7 กันยายน 2566

ทั้งนี้ จากภาพรวมของแผนการดำเนินงานภายใต้แผนการสำรวจพื้นที่ของผู้รับสัญญาที่เสนอ ณ เดือนกันยายน 2566 ผู้รับสัญญามีแผนที่จะดำเนินการสำรวจด้วยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ รวมถึงการประมวลผล (3D Seismic Acquisition and Processing) ในปี 2568 ครอบคลุมพื้นที่ 500 ตารางกิโลเมตร เพื่อศึกษาเกี่ยวกับโครงสร้างทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่ นอกจากนี้ ผู้รับสัญญามีแผนเจาะหลุมสำรวจในพื้นที่หลักจามจุรีใต้ (South Jarmjuree Prime Area) จำนวน 3 หลุม ในปี 2568 (Exploration Well Drilling - Phase 1) และมีแผนเจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติมในช่วงปี 2569 (Exploration Well Drilling - Phase 2) จำนวน 2 หลุม ซึ่งในการประเมินตำแหน่งและจำนวนหลุมสำรวจในระยะที่สอง ขึ้นกับผลการเจาะหลุมสำรวจ 3 หลุมในระยะที่หนึ่ง และผลการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ ที่ได้กล่าวมาข้างต้น นอกจากนี้ ผู้รับสัญญามีแผนเจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติมในช่วงปี 2571 (Exploration Well Drilling - Phase 3) โดยขึ้นกับผลการสำรวจและการแปลผลคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติเช่นกัน

การดำเนินงานตามแผนงานและงบประมาณ

การดำเนินงานในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (1 มกราคม - 31 ธันวาคม 2566) มีรายละเอียดดังนี้

1. การดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE)

ผู้รับสัญญาอยู่ระหว่างดำเนินการเตรียมรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) สำหรับโครงการเจาะหลุมสำรวจ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 โดยได้เริ่มจัดหาบริษัทผู้จัดทำเล่มรายงานฯ และมีการระบุกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียด้านการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมฯ โดยเบื้องต้นคาดว่ามีจังหวัดที่เกี่ยวข้องทั้งหมด 8 จังหวัดรอบอ่าวไทย ได้แก่ จังหวัดระยอง จังหวัดสมุทรปราการ จังหวัดสมุทรสาคร จังหวัดสมุทรสงคราม จังหวัดชุมพร จังหวัดสุราษฎร์ธานี จังหวัดนครศรีธรรมราช และจังหวัดสงขลา

2. การดำเนินงานด้านการสำรวจปิโตรเลียม (Exploration)

ในปี 2566 ผู้รับสัญญาได้ดำเนินกิจกรรมการสำรวจปิโตรเลียม โดยสามารถจำแนกเป็น 2 งานหลัก ดังนี้

Offshore Exploration Block G1/65

As required by the production sharing contract no. 1/2566/3 for the offshore Block G1/65 in the Gulf of Thailand, the contractor submitted its Work Program and Budget (WPB) for 2023 (the first year of the contract) covering the period from June 1 – December 31, 2023. The WPB received approval from the Director-General with consent of the Petroleum Committee on September 7, 2023.

The contractor's operation under the proposed exploration plan submitted in September 2023 included a 3D seismic acquisition and processing in 2025 covering an area of 500 sq.km. to understand the geological structure and to assess petroleum potential. The PSC contractor also planned to drill three exploration wells in the South Jamjuree prime area in 2025 (Exploration Well Drilling - Phase 1), and two more exploration wells in 2026 (Exploration Well Drilling - Phase 2). Drilling locations and number of wells to be drilled will depend on the results of the three wells in phase 1 coupled with the results of 3D seismic survey mentioned above. The contractor planned to drill more wells in 2028 (Exploration Well Drilling - Phase 3) based on the results of exploration and 3D seismic interpretation.

Operations under the Work Program and Budget (WPB)

Operations under the 2023 Work Program and Budget (WPB), from January 1 to December 31, 2023, are detailed below:

1. Safety, security, health, and environment (SSHE)

The contractor was preparing its environmental impact assessment (EIA) report for the project to drill exploration wells in Block G1/65 in the Gulf of Thailand. An EIA report consultant and stakeholders involving in environmental impact assessment have been identified as well as eight related provinces along the coast of the Gulf of Thailand, namely Rayong, Samut Prakan, Samut Sakhon, Samut Songkram, Chumphon, Surat Thani, Nakhon Si Thammarat, and Songkhla.

2. Exploaration

In 2023, the contractor carried out petroleum exploration, which can be divided into two main fields of work, detailed below:

1) การศึกษาสำหรับการสำรวจ (Exploration Studies)

ผู้รับสัญญาได้ทำการศึกษาทางธรณีวิทยา และประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมในพื้นที่หลักจามจุรีใต้ (South Jarmjuree Prime Area) ของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 เพื่อประกอบการพิจารณาตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจในปี 2568 อีกทั้งยังวิเคราะห์ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจ เพื่อคัดเลือกพื้นที่สำหรับการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D Seismic Acquisition) ในปี 2568

2) การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (Exploration Seismic)

ผู้รับสัญญาได้ดำเนินการแปลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Interpretation) ในพื้นที่หลักจามจุรีใต้ (South Jarmjuree Prime Area) ของแปลงสำรวจ G1/65 เพื่อประกอบการพิจารณาตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจในปี 2568 อีกทั้ง ได้เริ่มจัดเตรียมข้อมูลเพื่อทำรายงานแผนการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมสำหรับการสำรวจปิโตรเลียมโดยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือน (Safety and Environmental Management Plan; SEMP) และดำเนินกิจกรรมการเตรียมการเพื่อสนับสนุนแผนการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ เช่น ศึกษาตัวแปรและวิธีการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ ที่เหมาะสม เป็นต้น

แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65

ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 2/2566/4 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้เสนอแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (ปีที่ 1 ของสัญญาแบ่งปันผลผลิต) ซึ่งครอบคลุมการดำเนินงานตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน-31 ธันวาคม 2566 โดยได้รับอนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม เมื่อวันที่ 7 กันยายน 2566

ทั้งนี้ จากภาพรวมของแผนการดำเนินงานภายใต้แผนการสำรวจพื้นที่ของผู้รับสัญญาที่เสนอ ณ เดือนกันยายน 2566 ผู้รับสัญญามีแผนการเจาะหลุมสำรวจ (Exploration well) จำนวน 2 หลุม แบ่งเป็น หลุมก๊าซธรรมชาติ 1 หลุม และหลุมน้ำมันดิบ 1 หลุม ระหว่างปี 2569 - 2570 โดยหากพบว่าพื้นที่ที่ทำการสำรวจดังกล่าวมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ต่อการผลิตปิโตรเลียม ผู้รับสัญญามีแผนที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมจำนวน 4 แท่น รวมถึงท่อขนส่งปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง โดยแบ่งเป็นแท่นผลิตก๊าซธรรมชาติจำนวน 2 แท่น และแท่นผลิตน้ำมันดิบจำนวน 2 แท่น ในปี 2571 เพื่อทำการผลิตและขายปิโตรเลียมต่อไป

1) Exploration Studies

The PSC contractor conducted geological studies and assessed petroleum potential of the South Jarmjuree prime area in Block G1/65, data of which would be used in determining target areas for 2025 well drilling. Analyses were made into data related to petroleum system in the exploration block to locate suitable areas for the 3D seismic survey in 2025.

2) Exploration Seismic

The PSC contractor conducted seismic interpretation of data acquired from the South Jarmjuree prime area in Block G1/65, to determine well sites for 2025 drilling. The company also arranged for the preparation of the Safety and Environmental Management Plan (SEMP) and other activities to support the 3D seismic survey, such as studies into variables and suitable methods of the 3D seismic survey.

Offshore Exploration Block G2/65

As required by the production sharing contract no. 2/2566/4 for the offshore Block G2/65 in the Gulf of Thailand, the contractor submitted its Work Program and Budget (WPB) for 2023 (the first year of the contract) covering the period from June 1 - December 31, 2023. The WPB was approved by the Director-General with consent of the Petroleum Committee on September 7, 2023.

The contractor's operation under the proposed exploration plan submitted in September 2023 included the drilling of two exploration wells (one gas well and one oil well) during 2026-2027. If commercial volumes of petroleum are discovered, the company will go ahead with the plan to install four wellhead platforms (two gas production platforms and two crude oil production platforms) together with connected pipelines in 2028 to support production and sale.

การดำเนินงานตามแผนงานและงบประมาณ

การดำเนินงานในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (1 มกราคม - 31 ธันวาคม 2566) มีรายละเอียดดังนี้

1. การดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE)

ผู้รับสัญญาอยู่ระหว่างดำเนินกิจกรรมต่าง ๆ เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับสนับสนุนการดำเนินกิจกรรมสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D Seismic Acquisition) ตั้งแต่ไตรมาสที่ 2 ของปี 2567 ได้แก่ การจัดทำรายงานแผนการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมสำหรับการสำรวจปิโตรเลียมโดยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือน (SEMP) รวมถึงมีการประชาสัมพันธ์รับฟังความคิดเห็น และประเมินค่าเสียหายที่จะต้องชดเชยต่อผู้มีส่วนได้เสียจากกิจกรรมการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ

2. การดำเนินงานด้านการสำรวจปิโตรเลียม (Exploration)

ผู้รับสัญญาได้ดำเนินการศึกษาข้อมูลทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เพื่อประเมินศักยภาพของปิโตรเลียมในพื้นที่ (Subsurface Evaluation) สำหรับการคัดเลือกพื้นที่สำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D Seismic Acquisition) ขนาดพื้นที่ประมาณ 2,400 ตารางกิโลเมตร ที่จะเริ่มดำเนินการในไตรมาสที่ 2 ของปี 2567 โดยผู้รับสัญญาอยู่ระหว่างการศึกษาและตรวจสอบคุณภาพของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ ซึ่งเป็นข้อมูลในอดีตที่เคยมีการสำรวจในพื้นที่ดังกล่าวมาก่อน ซึ่งหากข้อมูลมีคุณภาพดีและสามารถใช้ประโยชน์ได้ จะช่วยลดขนาดพื้นที่ที่จะต้องทำการสำรวจเหลือประมาณ 1,600 ตารางกิโลเมตร (ลดลงประมาณ 800 ตารางกิโลเมตร) และจะสามารถลดค่าใช้จ่ายของโครงการได้

แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65

ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 3/2566/5 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65 ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้เสนอแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (ปีที่ 1 ของสัญญาแบ่งปันผลผลิต) ซึ่งครอบคลุมการดำเนินงานตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน - 31 ธันวาคม 2566 โดยได้รับอนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม เมื่อวันที่ 7 กันยายน 2566

ทั้งนี้ จากภาพรวมของแผนการดำเนินงานภายใต้แผนการสำรวจพื้นที่ของผู้รับสัญญาที่เสนอ ณ เดือนกันยายน 2566 ผู้รับสัญญามีแผนที่จะดำเนินการวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติและประมวลผล (3D Seismic Acquisition and Processing) ในปี 2568 ครอบคลุมพื้นที่ 300 ตารางกิโลเมตร เพื่อศึกษาเกี่ยวกับโครงสร้างทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม นอกจากนี้ ผู้รับสัญญามีแผนเจาะหลุมสำรวจในพื้นที่หลักพิกุล (Pikul Prime Area) จำนวน 2 หลุม ในปี 2568 (Exploration Well Drilling - Phase 1) และมีแผนเจาะหลุมสำรวจในระยะที่ 2 (Exploration Well Drilling - Phase 2) และระยะที่ 3

Operations under the Work Program and Budget (WPB)

Operations under the 2023 Work Program and Budget (WPB), from January 1 to December 31, 2023, are detailed below:

1. Safety, security, health, and environment (SSHE)

The contractor conducted preparation activities in support of the 3D seismic acquisition scheduled for the second quarter of 2024, including Safety and Environmental Management Plan (SEMP), public relation activities, public hearing, and estimate of compensation for stakeholders affected by the 3D seismic survey.

2. Exploration

The contractor conducted geological and geophysical data studies to evaluate subsurface petroleum potential and identify areas of approximately 2,400 sq.km. for 3D seismic acquisition scheduled to start in the second quarter of 2024. The contractor was in the process of studying and checking the quality of the 3D seismic data earlier acquired. If the data was still of good quality and usable, it could reduce the survey area to around 1,600 sq.km. (reduced by 800 sq.km.) as well as exploration costs.

Offshore Exploration Block G3/65

As required by the production sharing contract no. 3/2566/5 for the exploration Block G3/65 in the Gulf of Thailand, the contractor submitted its Work Program and Budget (WPB) for 2023 (1st year of the contract) covering the period from June 1 – December 31, 2023. The Director-General, with consent from the Petroleum Committee, approved the WPB on September 7, 2023.

The contractor's operation under the proposed exploration plan submitted in September 2023 included a 3D seismic acquisition and processing in 2025, covering an area of 300 sq.km., to understand the geological structure and to assess petroleum potential. The contractor also planned to drill two exploration wells in the Pikul prime area in 2025 (Exploration Well Drilling – Phase 1), with Exploration Well Drilling - Phase 2 and Exploration Well Drilling - Phase 3 scheduled for 2026-2027. Drilling locations and number of exploration wells to be drilled in the next two phases would be based on the results of the first three wells drilled in phase 1 coupled with the results of the 3D seismic survey

(Exploration Well Drilling - Phase 3) เพิ่มเติมในช่วงปี 2569 - 2570 ซึ่งในการประเมินตำแหน่งและจำนวนหลุมสำรวจ ขึ้นกับผลการเจาะหลุมสำรวจ 3 หลุมในระยะที่ 1 และผลการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ ในพื้นที่แปลงสำรวจดังกล่าว

การดำเนินงานตามแผนงานและงบประมาณ

การดำเนินงานในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2566 (1 มกราคม - 31 ธันวาคม 2566) มีรายละเอียดดังนี้

1. การดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE)

ผู้รับสัญญาอยู่ระหว่างดำเนินการเตรียมรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม สำหรับโครงการเจาะหลุมสำรวจแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65 โดยได้เริ่มจัดหาบริษัทผู้จัดทำเล่มรายงานฯ และมีการระบุกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียด้านการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมฯ โดยเบื้องต้นคาดว่ามีจังหวัดที่เกี่ยวข้องทั้งหมด 3 จังหวัดรอบอ่าวไทย ได้แก่ จังหวัดนครศรีธรรมราช จังหวัดสงขลา และจังหวัดปัตตานี

2. การดำเนินงานด้านการสำรวจปิโตรเลียม (Exploration)

ในปี 2566 ผู้รับสัญญาได้ดำเนินกิจกรรมการสำรวจปิโตรเลียม โดยสามารถจำแนกเป็น 2 งานหลัก ดังนี้

1) การศึกษาสำหรับการสำรวจ (Exploration Studies)

ผู้รับสัญญาได้ทำการศึกษาทางธรณีวิทยา และประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมในพื้นที่หลักพิกุล (Pikul) ของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65 เพื่อประกอบการพิจารณาตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจในปี 2567 อีกทั้งยังวิเคราะห์ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจ เพื่อคัดเลือกพื้นที่สำหรับการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D Seismic Acquisition) ในปี 2568

2) การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (Exploration Seismic)

ผู้รับสัญญาได้ดำเนินการแปลผลคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Interpretation) ในพื้นที่หลักพิกุล (Pikul) ของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65 เพื่อประกอบการพิจารณาตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจในปี 2567 อีกทั้ง ได้เริ่มจัดเตรียมข้อมูลเพื่อทำรายงานแผนการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมสำหรับการสำรวจปิโตรเลียมโดยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือน (SEMP) และดำเนินกิจกรรมการเตรียมการเพื่อสนับสนุนแผนการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ เช่น ศึกษาตัวแปรและวิธีการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ ที่เหมาะสม เป็นต้น

การลงทุนภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2566 ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ได้ดำเนินการจัดหาสินค้าและบริการแล้วเสร็จ 96 รายการ เป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 23,044.00 ล้านบาท โดยได้ทำการจัดหาสินค้าและบริการ

Operations under the Work Program and Budget (WPB)

Operations under the 2023 Work Program and Budget (WPB), from January 1 to December 31, 2023, are detailed below:

1. Safety, security, health and environment (SSHE)

The contractor was preparing the environmental impact assessment (EIA) report for the exploration drilling in Block G3/65. An EIA report consultant and stakeholders involving in environmental impact assessment have been identified as well as three related provinces along the coast of the Gulf of Thailand, namely Nakhon Si Thammarat, Songkhla, and Pattani.

2. Exploration

Petroleum exploration activities carried out by the PSC contractor during 2023 could be divided into two main fields of work, detailed below;

1) Exploration studies

The contractor conducted geological studies and petroleum potential assessment in the Pikul prime area in Block G3/65 to identify well sites for the drilling in 2024. Data concerning the petroleum system in the exploration block were analyzed to define a suitable area for the 3D seismic acquisition in 2025.

2) Exploration seismic

The contractor conducted seismic interpretation of data acquired from the Pikul prime area to be used for locating well sites for drilling in 2025. The contractor also prepared data for the Safety and Environmental Management Plan (SEMP), and organized some activities to support the seismic survey, such as studies into variables and suitable 3D seismic survey methods.

Investment under PSCs

At end of December 2023, the contractor of Block G1/61 had procured 96 items of goods and services worth altogether Baht 23,044.00 million. Major procurement contracts included the contracts for the supply base service, rig number 14 (Rig#14) acquisition, and procurement and installation of the mono trip gas lift (MTGL) system and related equipment, among others.

ที่สำคัญ ได้แก่ สัญญาการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการสนับสนุนการผลิตปิโตรเลียม (Supply Base Services) สัญญาการจัดหาแท่นขุดเจาะแท่นที่ 14 (Rig#14) และสัญญาการจัดหาและติดตั้งชุดอุปกรณ์ Mono Trip Gas Lift (MTGL) พร้อมทั้งบริการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น

ในส่วนของผู้รับสัญญาแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ได้ดำเนินการจัดหาแล้วเสร็จ 87 รายการ เป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 13,023.92 ล้านบาท โดยได้ทำการจัดหาสินค้าและบริการที่สำคัญ ได้แก่ สัญญาการจัดหาแท่นขุดเจาะแท่นที่ 8 (Rig#8) สัญญาการให้บริการที่เกี่ยวข้องกับการสนับสนุนการผลิตปิโตรเลียม (Supply Base Services) เป็นต้น

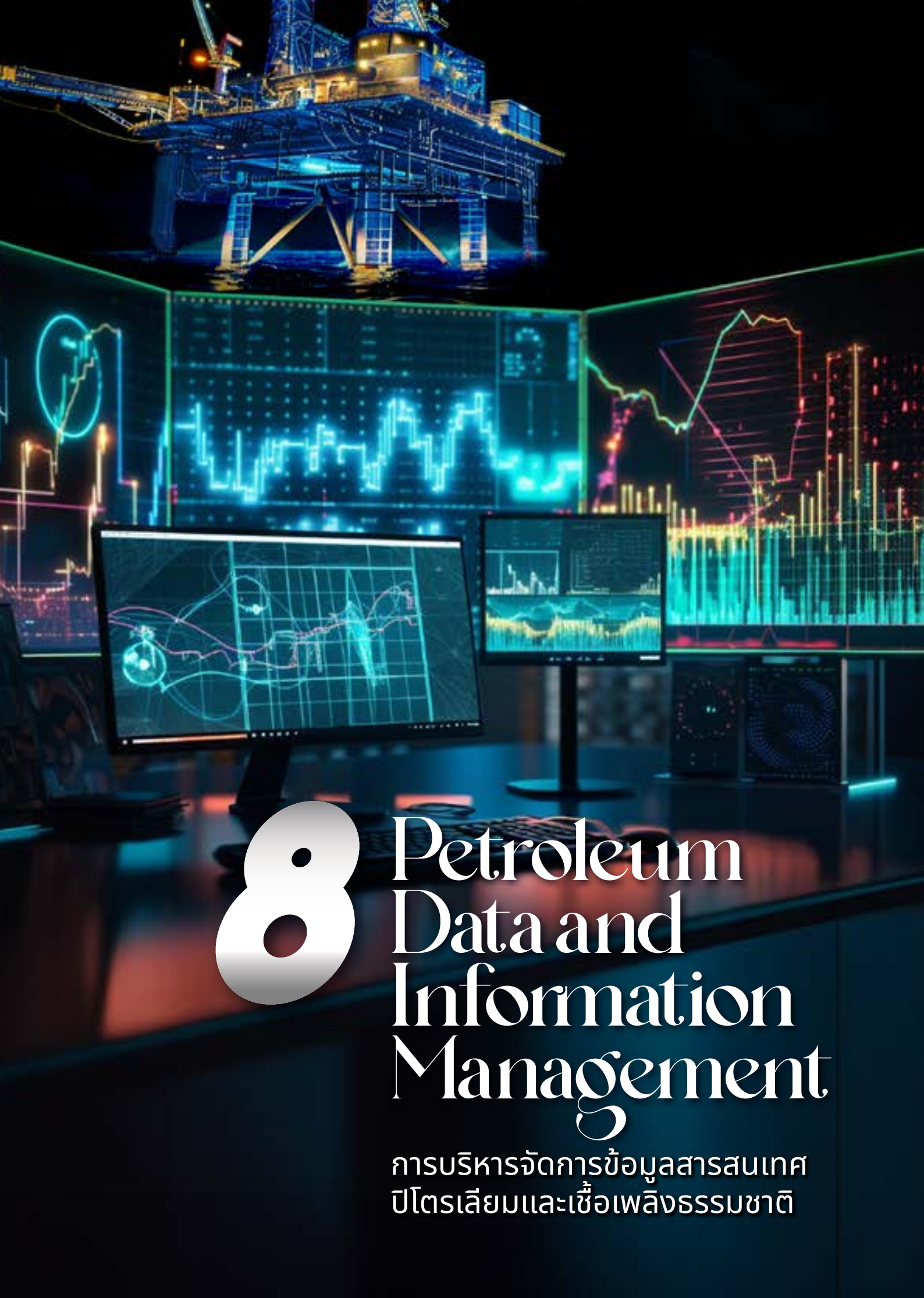
นอกจากนี้ ในส่วนของการดำเนินงานของผู้รับสัญญาของแปลงสำรวจ 3 แปลงใหม่ ที่เริ่มดำเนินงานในปี 2566 คือ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 ได้เริ่มดำเนินการจัดหาสินค้าและบริการแล้วจำนวน 11 รายการ เป็นมูลค่ารวม 1,199.80 ล้านบาท แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 ได้เริ่มดำเนินการจัดหาสินค้าและบริการแล้วจำนวน 4 รายการ เป็นมูลค่ารวม 1,202.05 ล้านบาท และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65 ได้เริ่มดำเนินการจัดหาสินค้าและบริการแล้วจำนวน 10 รายการ เป็นมูลค่ารวม 937.65 ล้านบาท

ทั้งนี้ ในการจัดหาสินค้าและบริการตามแผนแม่บทสำหรับการจัดหาสินค้าและบริการประจำปี 2566 ดังกล่าว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานของรัฐที่มีหน้าที่ติดตามและกำกับดูแลการดำเนินงานของผู้รับสัญญา ได้พิจารณากลั่นกรองกลยุทธ์การจัดหาสินค้าและบริการ ตามข้อกำหนดในสัญญาแบ่งปันผลผลิต เพื่อให้การจัดหาสินค้าและบริการของผู้รับสัญญา เป็นไปตามมาตรฐานทางเทคนิค โปร่งใส และคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ อีกทั้ง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ มีนโยบายส่งเสริมให้ผู้รับสัญญาสนับสนุนสินค้าและบริการจากผู้ประกอบการสัญชาติไทย โดยจากผลการจัดหาสินค้าและบริการในปี 2566 พบว่า จากจำนวนสัญญาทั้งหมดที่ผู้รับสัญญาทั้ง 5 แปลง ได้ทำการจัดหาสินค้าและบริการแล้วเสร็จทั้งสิ้น 184 สัญญา มีผู้ได้รับสัญญาเป็นผู้ประกอบการสัญชาติไทยจำนวน 146 สัญญาและผู้ประกอบการจากต่างประเทศจำนวน 38 สัญญา

For Block G2/61, the contractor procured 87 items worth Baht 13,023.92 million. Main items included acquisition of rig number 8 (Rig#8) and supply base service contract, etc.

As for the three new exploration blocks, G1/65, G2/65 and G3/65 in the Gulf of Thailand, procurement of goods and services were: Block G1/65 - 11 items worth Baht 1,199.80 million, Block G2/65 - 4 items worth Baht 1,202.05, and Block G3/65 - 10 items worth Baht 937.65 million.

DMF, as the government agency monitoring and overseeing the operations of the contractors, considered strategies for the procurement of goods and services under the 2023 procurement master plan to ensure that procurement of goods and services as required by the contracts to ensure that procurement was up to technical standards, transparent and cost effective. DMF, moreover, has a policy to encourage the contractors to source goods and services from Thai entrepreneurs. Of the total 184 procurement contracts made in 2023 for the five blocks, 146 contracts were made with Thai vendors and 38 with foreign vendors.



8 Petroleum Data and Information Management

การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ

8 การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ

Petroleum Data and Information Management

ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารมีหน้าที่บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ เผยแพร่หรือจำหน่ายข้อมูลสารสนเทศในความรับผิดชอบ จัดทำและบริหารจัดการระบบข้อมูลของกรม รวมถึงปฏิบัติงานร่วมกับหรือสนับสนุนการปฏิบัติงานของหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้อง หรือที่ได้รับมอบหมาย โดยในปี 2566 ได้มีการดำเนินงาน ดังนี้

การบริหารจัดการข้อมูล

1. การติดตามและบริหารจัดการข้อมูลการสำรวจปิโตรเลียมที่บริษัทผู้รับสัมปทานนำส่งให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามมาตรา 76 แห่ง พ.ร.บ.ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์ การรายงานผลการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2561

• บริหารจัดการข้อมูลธรณีฟิสิกส์ โดยการติดตามข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนจากบริษัทผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ชนิด 2 มิติ จำนวน 7 กิจกรรมการสำรวจ และชนิด 3 มิติ จำนวน 19 กิจกรรมการสำรวจ พร้อมตรวจสอบและปรับปรุงฐานข้อมูลธรณีฟิสิกส์ ให้พร้อมใช้งาน สามารถเข้าถึงและเรียกใช้ข้อมูลได้อย่างสะดวก รวดเร็วและปลอดภัย ผ่านระบบฐานข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน และระบบระเบียนเทปข้อมูลธรณีฟิสิกส์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รองรับการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงงานการให้บริการข้อมูลธรณีฟิสิกส์ และการจัดจำหน่ายข้อมูลธรณีฟิสิกส์ที่เปิดเผยแล้วในอนาคต

• บริหารจัดการข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมโดยเป็นข้อมูลหลุมเจาะประเภทหลุมสำรวจ หลุมประเมินผล หลุมพัฒนา และหลุมอัดน้ำ ที่บริษัทผู้รับสัมปทานนำส่งจำนวน 275 หลุม ประกอบด้วยหลุมเจาะปิโตรเลียมบนบกจำนวน 121 หลุม และหลุมเจาะปิโตรเลียมในทะเลจำนวน 154 หลุม และข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมในทะเลที่บริษัทผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตนำส่ง จำนวน 356 หลุม

2. การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศและข้อมูลภูมิสารสนเทศปิโตรเลียม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนข้อมูลสำหรับการประกอบการตัดสินใจและการวางแผนการทำงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รวมทั้งสนับสนุนการดำเนินงานของหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง

• บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม โดยติดตามข้อมูล ปรับปรุง และเผยแพร่บนเว็บไซต์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

• ออกแบบ และปรับปรุงการแสดงผลหน้าแรก และภาพรวมของเว็บไซต์ให้ทันสมัย เพื่อพัฒนาภาพลักษณ์ของ

The Information and Communication Technology Center takes charge of managing data related to petroleum and natural fuels, disseminating or selling data under its responsibility, as well as developing and managing the department's information system, while giving support and cooperation to other units and performing tasks as assigned. In 2023, the ICT Center carried out the following tasks:

Data Management

1. Monitoring and management of exploration information submitted by concessionaires under Section 76 of the Petroleum Act B.E. 2514 (1971) and its amendments, and DMF Notification on Procedures for Submission of Reports on Petroleum Operations, B.E. 2561 (2018), which includes:

• Geophysical data management: Geophysical data derived from seven 2D seismic surveys and nineteen 3D seismic surveys obtained from concessionaires and PSC contractors were monitored and verified, and geophysical database improved to ensure its ready availability, and convenient, fast and secure data access and retrieval via the seismic survey database system and the geophysical tape-recording system, which will not only enhance DMF's performance but will also favor studies and assessment of petroleum potential in support of future licensing, geophysical data service, and sale of released data.

• Well data management: Data of 275 wells (exploration, appraisal, development and water injection wells) submitted to DMF this year comprised data from 121 wells onshore and 154 offshore by concessionaires, and data of 356 offshore wells submitted by PSC contractors.

2. Petroleum geomatics and information management for data servicing enhancement in support of decision making and planning of DMF and operations of other related agencies:

• Petroleum information management: Data are regularly monitored and updated and then posted on DMF website.

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รวมทั้งพัฒนาเพิ่มเติมหน้าข้อมูลสถิติรายงานที่เผยแพร่บนเว็บไซต์ ได้แก่ รายงานปริมาณการผลิตรายเดือน รายงานปริมาณสำรอง และหน้าผู้มีสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการเผยแพร่ เชื่อมโยงให้บริการข้อมูล และรองรับการแสดงผลข้อมูลภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

• พัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อผู้บริหารเพิ่มเติม โดยปรับปรุงการนำเข้าและแสดงผลข้อมูลผู้มีสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้สามารถนำเข้าและแสดงผลข้อมูลภายใต้ระบบสัมปทานและระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้

• บริหารจัดการข้อมูลเชิงพื้นที่ โดยตรวจสอบและปรับปรุงฐานข้อมูลให้เป็นปัจจุบัน เช่น พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม พื้นที่สงวนและพื้นที่คัดสรรเพื่อเตรียมการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ ผ่านระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS)

• เชื่อมโยงฐานข้อมูลระหว่างหน่วยงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมายังฐานข้อมูลเว็บไซต์ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการข้อมูล ลดขั้นตอนการทำงานของเจ้าหน้าที่ และเพื่อให้ข้อมูลที่เผยแพร่มีความถูกต้องน่าเชื่อถือ ผู้ใช้งานสามารถเข้าถึงและนำข้อมูลไปใช้ได้อย่างรวดเร็ว

3. การบริหารจัดการระบบคอมพิวเตอร์ระบบเครือข่ายคอมพิวเตอร์ ระบบอินเทอร์เน็ต ระบบอินทราเน็ต ระบบเครือข่ายไร้สาย ระบบกล้องวงจรปิด ระบบคอมพิวเตอร์เสมือน ระบบการประชุม Online ระบบการทำงานภายใน Data Center และอุปกรณ์ภายในห้อง รวมถึง Colocation เพื่อสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

• ติดตั้ง ซ่อมบำรุงเครื่องคอมพิวเตอร์ อุปกรณ์คอมพิวเตอร์ให้สามารถใช้งานได้อย่างต่อเนื่อง

• สำรองข้อมูลปิโตรเลียม และ Application เพื่อลดความเสี่ยงในการสูญหายของข้อมูล

• Update โปรแกรมป้องกันไวรัส รวมถึงติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันภัยคุกคามเพิ่ม เพื่อเพิ่มความปลอดภัยจากการถูกโจมตีภายนอก

• กำหนดสิทธิ์การเข้าถึงข้อมูลของทั้งเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและบุคคลภายนอก

• บริหารจัดการพื้นที่ใช้งานภายในอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลให้ผู้ใช้งานสามารถใช้งานร่วมกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ

• จัดทำประกาศนโยบายการใช้งานเครื่องคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นแนวทางในการใช้งานที่เหมาะสม

• ปรับปรุงและทบทวนแผนรับสถานการณ์ฉุกเฉินจากภัยพิบัติระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Contingency Plan) เพื่อให้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศสามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่อง และมีประสิทธิภาพ และเป็นแนวทางในการดูแลรักษาระบบความมั่นคงปลอดภัยของฐานข้อมูล และระบบสารสนเทศให้มีเสถียรภาพพร้อมสำหรับการใช้งาน

• Design and improvement of DMF's homepage and overall website: The website has been modernized to enhance DMF's corporate image and new pages on statistic reports added, including monthly production volumes and reserved volumes, and another page on list of companies granted the right to explore and produce petroleum, to enhance data dissemination, service and linkage and to support data verification and output under the production sharing scheme.

• Information system for executives: The information system for executives was further improved to better facilitate upload and display of data acquired under both the concession and production sharing contract regimes.

• Spatial data management: The database concerning petroleum production areas, reserved areas, and selected areas for the new petroleum licensing round was verified and updated using the geographic information system (GIS).

• Data centralization: Databases at various units in DMF have been pooled to DMF website to enhance data management efficiency, streamline work processes, and ensure accuracy and credibility of data while providing easy access for data users.

3. Management of the computer systems, including computer network, internet and intranet, wireless network, closed-circuit television, virtualization, online meeting, operating systems of the data center and auxiliaries, and colocation to enhance work efficiency of DMF staff:

• Installation/maintenance of computers and auxiliaries to ensure uninterrupted flow of work

• Arrangement of petroleum data backup and application to minimize risk of data loss

• Updates of the antivirus program and installation of additional protection tools to ward off any possible cyber attack

• Defining levels of authority to access data for both DMF staff and external parties

• Management of data storage space so that it can be efficiently shared among users

• Formulation of policy aimed at providing guidelines for proper computer use

• บริหารจัดการการทำงานของระบบไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์ เพื่อรองรับการนำส่งข้อมูลตามกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม ให้มีความปลอดภัย

• จัดทำบัญชีข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อให้ผู้ใช้ข้อมูลทุกภาคส่วน ที่ต้องการใช้ข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สามารถใช้บริการผ่านระบบสารสนเทศในการสืบค้น ร้องขอเข้าถึงแหล่งที่มา ทราบถึงประเภท รูปแบบข้อมูล และเพื่อรวบรวมให้เป็นบัญชีข้อมูลภาครัฐหรือ Government Data Catalog: GD Catalog

• พัฒนาระบบอ่านบัตรประชาชนเพื่อเชื่อมโยงข้อมูลจากระบบ Linkage Center ช่วยให้เจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเข้าถึงชุดข้อมูลส่วนบุคคลของผู้ที่เข้ามาติดต่อราชการจากฐานข้อมูลของหน่วยงานที่ได้ดำเนินการเชื่อมโยงข้อมูลไว้ ซึ่งเป็นข้อมูลที่ครบถ้วน ถูกต้อง และเป็นปัจจุบัน ทั้งหมดนี้เพื่อให้ประชาชนได้รับความสะดวกสบายในการใช้บริการ อีกทั้งยังช่วยลดขั้นตอนและระยะเวลาในการประสานงานระหว่างหน่วยงานภาครัฐด้วยกันเอง

• ปรับปรุงระบบยืม-คืนครุภัณฑ์ และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ เพื่อช่วยบริหารจัดการครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

• จัดทำแผนปฏิบัติการดิจิทัล ระยะ 5 ปี พ.ศ. 2566 - 2570 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

การเผยแพร่ การให้บริการและการจำหน่ายข้อมูล

1. การเผยแพร่ และการให้บริการข้อมูลแก่เจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ผู้รับสัมปทาน/ผู้รับสัญญา สถาบันการศึกษา และหน่วยงานของรัฐ

• ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อใช้ศึกษา ตรวจสอบ ประเมินการวางแผนและการวางตำแหน่งสำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 3 มิติ จำนวน 9 กิจกรรมการสำรวจ ข้อมูลแสดงพิกัดจุดสำรวจ จำนวน 20 รายการ ข้อมูลบันทึกการสำรวจภาคสนาม จำนวน 47 รายการ และข้อมูลรายงาน จำนวน 24 รายการ

• ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อศึกษาและประเมินศักยภาพความเป็นไปได้ในการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นหินในพื้นที่ทะเลอ่าวไทย ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 10 แนวเส้นสำรวจ ชนิด 3 มิติ จำนวน 2 กิจกรรมการสำรวจ ข้อมูลแสดงพิกัดจุดสำรวจ จำนวน 10 รายการ และข้อมูลรายงาน จำนวน 3 รายการ

• ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับผู้รับสัมปทาน/ผู้รับสัญญา เพื่อสนับสนุนการเตรียมการประกอบกิจการปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 236 แนวเส้นสำรวจ ข้อมูลแสดง

• Review and improvement of IT Contingency Plan to ensure uninterrupted and highly efficient operations while developing maintenance guidelines for maximum security of the database and IT system to enhance system stability and readiness for use

• Management of the email system to support safe transmission of information under the laws concerning petroleum operations

• Arrangement of DMF's data catalogue so that users from all sectors can search, request, and access data through the IT system, as well as to learn about data category and format, which will contribute to the Government Data Catalog (GD Catalog)

• Development of the national identification card reading system to enable data connection via the Linkage Center to facilitate DMF staff's access to authenticate the identity of individuals coming into contact with DMF based on the linked complete, accurate, and up-to-date database of other agencies. DMF can, therefore, provide faster and better services with reduced time and steps-to-do in coordination with government agencies.

• Improvement of the borrowing-returning or circulation system of durable articles and computer equipment to enhance DMF operation efficiency

• Formulation of DMFs Five-Year Digital Action Plan (2023-2027)

Data sharing, service, and sale

1. Data sharing and data service for DMF staff, concessionaires/ contractors, education institutes, and government agencies

• Geophysical data to facilitate DMF staff in their studies, verification, and assessment of plans and locations of petroleum wells to be drilled by PSC contractors. This includes data from nine 3D seismic surveys, 20 coordinates, 47 field surveys, and 24 associated reports.

• Geophysical data to facilitate DMF staff in their studies and assessment of carbon capture potential in rock layers in the Gulf of Thailand. This includes data obtained from 10 lines of 2D seismic survey and two coverages of 3D seismic survey, 10 coordinates, and three associated reports.

พิกัดจุดสำรวจ จำนวน 194 รายการ และข้อมูลรายงาน จำนวน 1 รายการ

• ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับผู้รับสัมปทาน/ผู้รับสัญญา เพื่อการศึกษา วิเคราะห์ ประมวลผล ประเมินศักยภาพ และวางแผนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมอย่างเหมาะสม ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ และชนิด 3 มิติ จำนวน 13 กิจกรรมการสำรวจ

• ข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม ชนิดดิจิทัล สำหรับเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อใช้ในการประกอบการสัมมนาเชิงปฏิบัติการ จัดทำแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน และใช้ศึกษาและประเมินศักยภาพชั้นหินทางธรณีวิทยาสำหรับการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่ทะเลอ่าวไทยตอนบน จำนวนรวมทั้งหมด 33 หลุม

• ข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม ชนิดดิจิทัล สำหรับนักศึกษาปริญญาโท หลักสูตร MSc Subsurface Energy Systems เพื่อการศึกษา Individual Project (Thesis) บริเวณแอ่งกระ ในทะเลอ่าวไทย จำนวน 4 หลุม

• ข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม ชนิดดิจิทัล บริเวณพื้นที่ภาคกลาง จำนวน 7 หลุม เพื่อร่วมหารือกับกรมทรัพยากรธรณีในการใช้ข้อมูลการสำรวจปิโตรเลียมตรวจสอบลักษณะโครงสร้างทางธรณีวิทยาใต้ผิวดิน เช่น รอยเลื่อน แนวการวางตัวของชั้นหิน เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการปรับปรุงแผนที่เสี่ยงภัยแผ่นดินไหวของประเทศไทย

• บริการเชื่อมโยงข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมในรูปแบบ Web Service ให้กับหน่วยงานภายนอก 3 หน่วยงาน ได้แก่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และกระทรวงมหาดไทย

• เผยแพร่ข้อมูลสารสนเทศเชื้อเพลิงธรรมชาติผ่าน Internet Website ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยมีผู้เข้าเยี่ยมชมประจำปี 2566 จำนวน 921,915 ครั้ง มากกว่าปี 2565 จำนวน 96,066 ครั้ง

• บริการตรวจสอบและจัดทำแผนที่ เพื่อสนับสนุนงานเกี่ยวกับการพิจารณาอนุมัติพื้นที่ต่าง ๆ ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จำนวน 149 ฉบับ

• บริการตรวจสอบพื้นที่ ตรวจสอบค่าพิกัดขอบเขตพื้นที่ที่จะวางและจัดทำผังเมืองรวมชุมชนรวม 9 พื้นที่

• Geophysical data to facilitate concessionaires and PSC contractors in their offshore operations in the Gulf of Thailand. This includes data from 236 lines of 2D seismic survey, 194 coordinates, and one associated report.

• Geophysical data to facilitate concessionaires and contractors in their studies, analyses, processing, assessment of petroleum potential, and planning for suitable field development. This includes data from 13 activities of 2D and 3D seismic survey.

• Digital data of 33 wells drilled for DMF staff to use in their workshop held for drawing initial decommissioning and cost estimates plans, and to use for assessment of geological potential around the upper Gulf area to support carbon storage.

• Digital data for four petroleum wells in Kra Basin in the Gulf of Thailand for master's degree students studying in the MSc Subsurface Energy Systems course to facilitate their individual project (thesis) writing

• Digital data of seven petroleum wells in the Central Plain to support discussions with the Department of Mineral Resources regarding the use of data from petroleum exploration for subsurface structure examination, such as faults and rock strata to support improvement of Thailand's earthquake risk map

• Services on petroleum data linkage via web service with three external agencies, namely Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), Energy Policy and Planning Office (EPPO), and Ministry of Interior

• Data sharing services via DMF's Internet Website, with 921,915 visits recorded throughout 2023, 96,066 visits higher than 2022

• Verification service of 149 maps to support DMF approval of multiple areas

• Verification service on geomatics and coordinates of nine community areas to support town planning

2. การจำหน่ายข้อมูลสารสนเทศในความรับผิดชอบ

ในปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มีการจำหน่ายชุดข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนและข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมที่เปิดเผยได้ตามมาตราที่ 76 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม ผ่านหน้าเว็บไซต์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (https://dmf.go.th/public/list/data/index/menu/1413/groupid/51) ดังรูปที่ 1 และรูปที่ 2 โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) ชุดข้อมูลการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน

Seismic survey data

พื้นที่ Area	รายการข้อมูล Data		รวมทั้งสิ้น Total
ทะเลอ่าวไทยตอนบน Upper Gulf of Thailand	1. 2. 3. 4.	ชนิด 2 มิติ จำนวน 524 แนวเส้นสำรวจ 524 lines of 2D seismic ชนิด 3 มิติ จำนวน 2 พื้นที่ 2 coverages of 3D seismic data ข้อมูลความเร็วของชั้นหิน จำนวน 222 รายการ 222 datasets of rock stratum velocity ข้อมูลรายงานที่เกี่ยวข้อง จำนวน 62 รายการ 62 associated reports	810
อันดามัน Andaman	1. 2. 3. 4.	ชนิด 2 มิติ จำนวน 451 แนวเส้นสำรวจ 451 lines of 2D seismic ชนิด 3 มิติ จำนวน 2 พื้นที่ 2 coverages of 3D seismic data ข้อมูลความเร็วของชั้นหิน จำนวน 132 รายการ 132 datasets of rock stratum velocity ข้อมูลรายงานที่เกียวข้อง จำนวน 11 รายการ 11 associated reports	596

โดยมีผู้สนใจสั่งข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน พื้นที่ทะเลอ่าวไทยตอนบน จำนวน 7,133,344.63 บาท

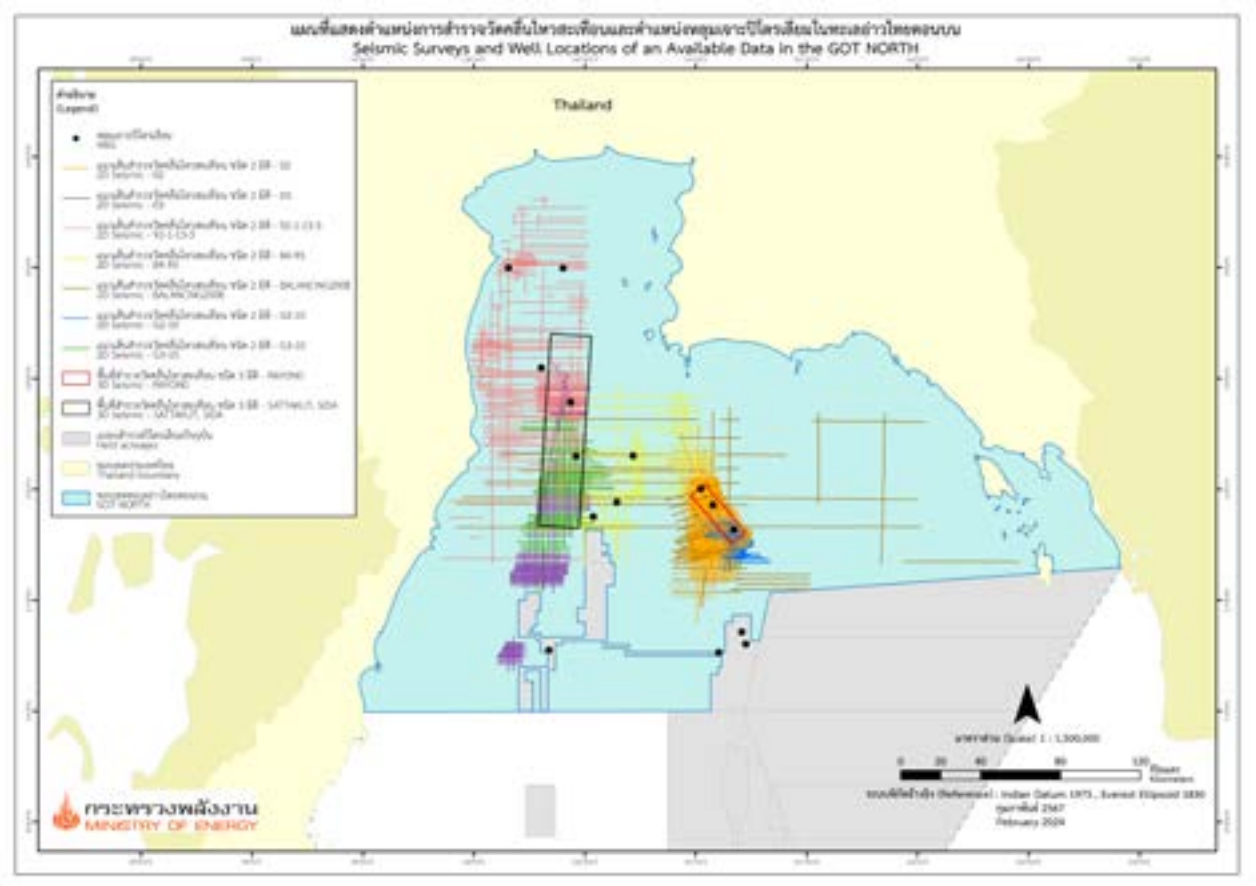
2) ข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ทะเลอ่าวไทยตอนบน จำนวน 16 หลุม และบริเวณพื้นที่ในทะเลอันดามันน้ำลึก จำนวน 18 หลุม โดยมีผู้สนใจสั่งซื้อข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมในพื้นที่ในทะเลอ่าวไทยตอนบน จำนวน 2 ราย คิดเป็นเงิน 6,857,272.19 บาท

2. Sale of information under DMF's responsibility

In 2023, DMF arranged for the sale of dataset on seismic survey and petroleum well drilling publicly disclosed under Section 76 of the Petroleum Act, B.E. 2514 and its amendments via DMF's website: https://dmf.go.th/public/list/data/index/menu/1413/groupid/51), as shown in figures 1 and 2:

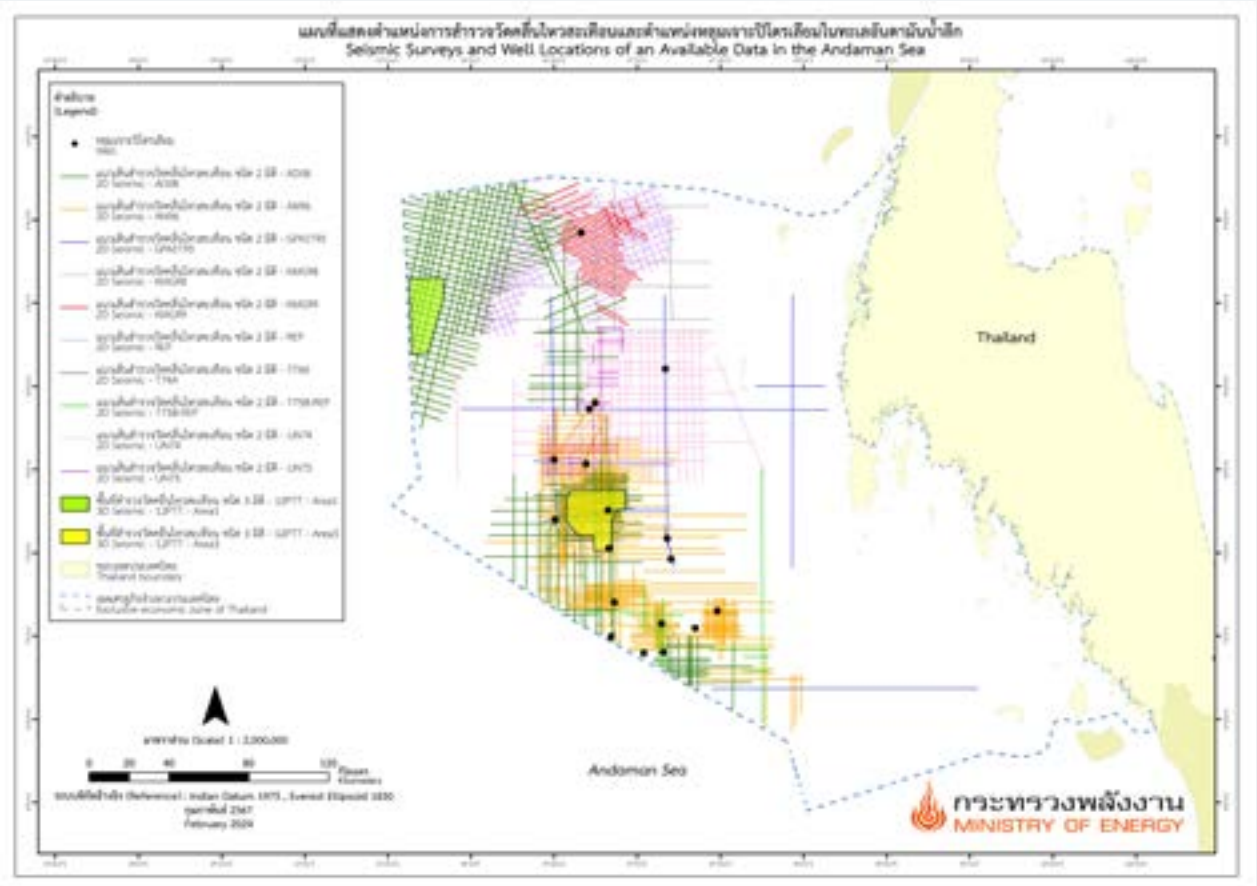
A total sum of Baht 7,133,344.63 was earned from the sale of seismic survey data of the upper Gulf of Thailand.

2) Data of 16 petroleum drilling wells in the upper Gulf of Thailand and 18 wells in the Andaman Sea were sold to two interested parties for a total sum of Baht 6,857,272.19



รูปที่ 1 แผนที่แสดงตำแหน่งการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนและ/ตำแหน่งหลุมเจาะปิโตรเลียมในพื้นที่ทะเลอ่าวไทยตอนบน

Figure 1: Locations of seismic surveys and petroleum drilling wells in the upper Gulf of Thailand



รูปที่ 2 แผนที่แสดงตำแหน่งการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนและตำแหน่งหลุมเจาะปิโตรเลียมในพื้นที่ทะเลอันดามัน

Figure 2: Locations of seismic surveys and petroleum drilling wells in the Andaman Sea

การดำเนินงานภายใต้ธรรมาภิบาลข้อมูล

ตามที่รัฐบาลมีนโยบายและแผนระดับชาติว่าด้วยการพัฒนาดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม และได้มีการบังคับใช้พระราชบัญญัติการบริหารงานและการให้บริการภาครัฐผ่านระบบดิจิทัล พ.ศ. 2562 โดยกำหนดให้หน่วยงานของรัฐต้องจัดให้มีการบริหารงานภาครัฐ และการจัดทำบริการสาธารณะเป็นไปด้วยความสะดวก รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ ตอบสนองต่อการให้บริการและอำนวยความสะดวกแก่ประชาชน รวมทั้งกำหนดให้หน่วยงานของรัฐจัดให้มีการบริหารจัดการและบูรณาการข้อมูลภาครัฐ และการทำงานให้มีความสอดคล้องและเชื่อมโยงเข้าด้วยกันอย่างมั่นคงปลอดภัย และมีธรรมาภิบาล

เมื่อวันที่ 31 มกราคม 2566 ได้มีการจัดอบรมผู้ปฏิบัติงานด้านธรรมาภิบาลข้อมูล เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจในการดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง นโยบายและแนวปฏิบัติธรรมาภิบาลข้อมูล ด้านการเปิดเผย เผยแพร่ และการรักษาความลับข้อมูล

การเตรียมความพร้อมและการดำเนินงานเพื่อรองรับแผนงานในอนาคตของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1. จัดทำแผนการจัดหาครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ทั้งฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ เพื่อทดแทนของเดิมที่เสื่อมสภาพและจัดหาเพิ่มเติมให้สามารถรองรับการทำงานปัจจุบันของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

2. จัดเตรียมโครงการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ ให้สอดรับกับเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่เปลี่ยนแปลงในปัจจุบัน เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของเจ้าหน้าที่ยุค New Normal ทั้งแบบ Online และ Offline เช่น เทคโนโลยี Hyper Converged Infrastructure: HCI, Hybrid Cloud เป็นต้น

3. ปรับปรุงการใช้งานระบบคอมพิวเตอร์ และระบบเครือข่าย ให้มีความมั่นคงปลอดภัย

4. ปรับปรุงระบบห้องประชุมพิสุทธิ์ สุทัศน์ ณ อยุธยา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำหรับการประชุมออนไลน์ ให้มีประสิทธิภาพเพิ่มมากขึ้น

5. จัดทำประมวลแนวทางปฏิบัติและกรอบมาตรฐานด้านการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ที่สอดคล้องกับพระราชบัญญัติการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ พ.ศ. 2562 และมาตรฐานสากล (National Institute of Standards and Technology: NIST)

6. บริหารจัดการอาคารคลังข้อมูลตัวอย่างหิน จ.ระยอง ให้เหมาะสมกับการจัดเก็บข้อมูลตัวอย่างหินที่ได้จากการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ผู้รับสัมปทานส่งมอบตามความในมาตรา 76 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม ซึ่งในปี 2566 ได้ดำเนินการกำจัดเชื้อราที่เกิดขึ้นกับตัวอย่างหินและการบริหารจัดการบรรจุภัณฑ์ที่เกิดเชื้อราจำนวนไม่น้อยกว่า 10,000 รายการ เพื่อป้องกันการแพร่กระจายของเชื้อราและรักษาสภาพแวดล้อมภายในอาคาร

Data Governance

In line with the government policy and the national economic and social digital development plan, as well as the enforcement of the Digitalization of Public Administration and Service Delivery Act, B.E. 2562 (2019), state authorities are required to arrange for public administration and public services that are convenient, fast, and efficient, and able to serve and facilitate the public. They are also required to arrange for data management and integration while ensuring that their work processes are synchronized with safe and secure connection and with good governance.

On January 31, 2023, a training course was organized for authorities whose work involves data governance to enhance their knowledge and understanding in line with DMF announcement on policy and guidelines on data governance, information disclosure, dissemination, and confidentiality.

Preparation and execution of future work plans

1. Development of a plan on computer procurement, both hardware and software, to replace obsolete ones and to acquire some new ones to support DMF's current missions

2. Initiation of IT projects to ensure system compatibility with advancing technology to support staff in coping with work under the new normal environment settings, both online and offline, such as hyper converged infrastructure (HCI) and hybrid cloud, among others

3. Heightening security of the computer system and network

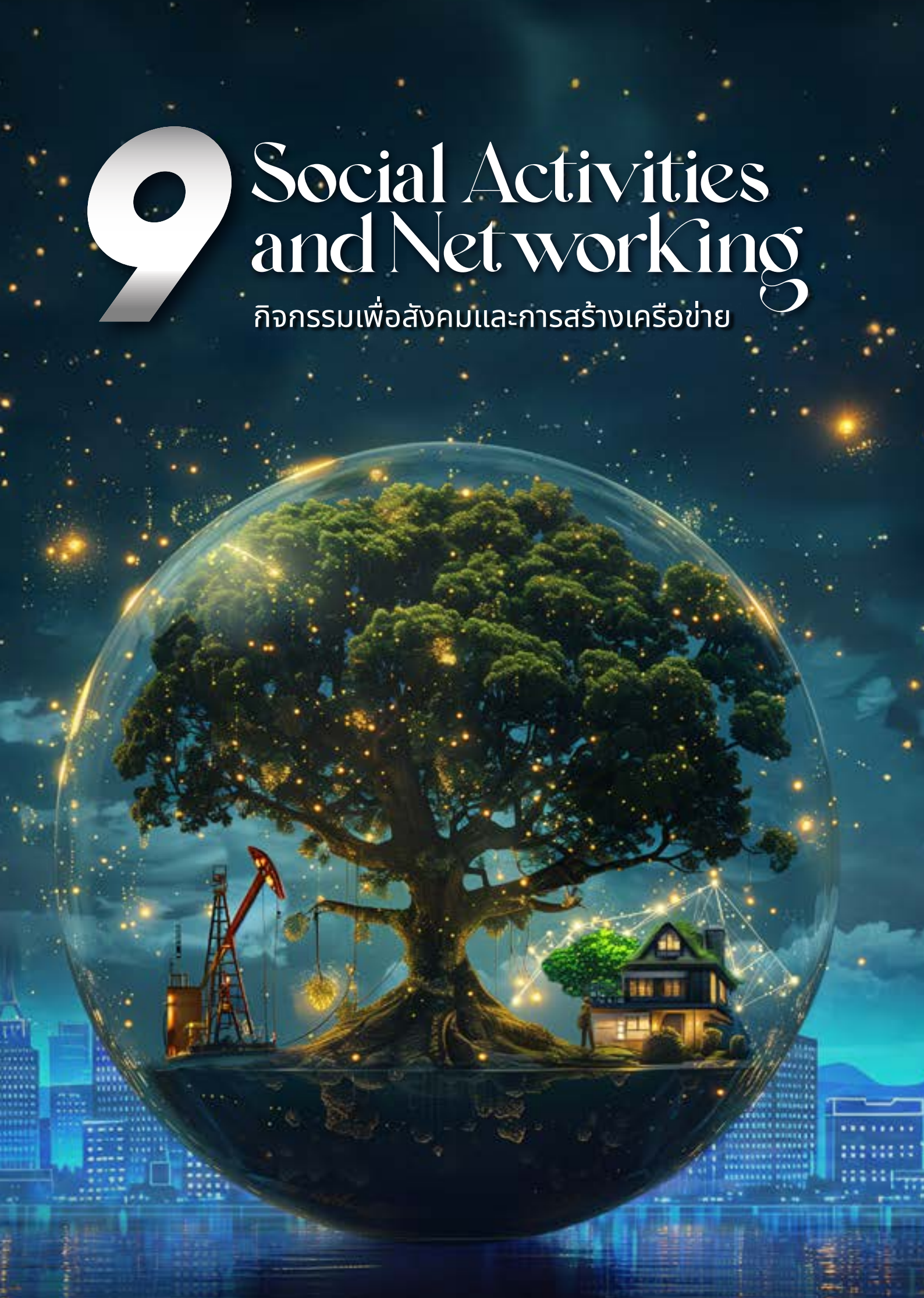
4. Renovation of the Pisut Sudasna Na Ayuthaya conference room, DMF, to better facilitate online conference

5. Formulation of guidelines and standard framework to enhance cyber security, in line with the Cyber Security Act, B.E. 2019 and international standards defined by the National Institute of Standards and Technology (NIST)

6. Management of the core sample storage in Rayong to ensure proper storage of core samples from petroleum wells submitted by concessionaires as required under Section 76 of the Petroleum Act, B.E 2514 and its amendments. In 2023, fungi on core samples were removed and over 10,000 packages of core samples were taken out for proper treatment to prevent spreading of fungus and maintain the building's interior hygiene.

9 Social Activities and Networking

กิจกรรมเพื่อสังคมและการสร้างเครือข่าย



การสร้างการมีส่วนร่วมของประชาชนในพื้นที่ที่มีการผลิตปิโตรเลียม

1. โครงการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบด้านการกำกับ ดูแล สำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนในพื้นที่ต่าง ๆ เพื่อให้เกิดการสนับสนุน และความร่วมมือในการดำเนินงานตามภารกิจของกรมให้เป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้ จึงได้จัดทำโครงการเกี่ยวกับการสร้างและรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมกับประชาชนในพื้นที่ เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องเกี่ยวกับการดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพื่อให้เครือข่ายดังกล่าวสามารถนำข้อมูลความรู้ที่ถูกต้องไปเผยแพร่แก่บุคคลอื่นได้ต่อไป โดยในปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ยังคงดำเนินกิจกรรมเพื่อสร้างการมีส่วนร่วมของประชาชนในพื้นที่ต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง ภายใต้โครงการ “สร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม” ซึ่งประกอบด้วย 2 กิจกรรม คือ

1) กิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน ได้จัดตั้งคณะทำงานในรูปแบบไตรภาคี ซึ่งประกอบด้วย ผู้แทนกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม และตัวแทนภาคประชาชน เพื่อเพิ่มช่องทางในการรับฟังความคิดเห็น และสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน และผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในการสร้างความเข้าใจอันดีและหาแนวทางลดผลกระทบที่อาจเกิดจากการดำเนินกิจกรรมด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ซึ่งทุกพื้นที่ที่ดำเนินโครงการสร้างความสัมพันธ์อันดีกับกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในพื้นที่ได้เป็นอย่างดี โดยในปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดกิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี ในรูปแบบการดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคมใน 4 พื้นที่ ได้แก่ จังหวัดชุมพร จังหวัดบุรีรัมย์ จังหวัดสงขลา และจังหวัดขอนแก่น (นามูล ดูนสาด) พื้นที่ละ 1 กิจกรรม ดังนี้

(1) กิจกรรม “ซั้งกอ ภูมิปัญญาชุมชน สร้างความยั่งยืนท้องทะเลไทย” ณ ท่าเรือประมงสะพลี อำเภอปะทิว จังหวัดชุมพร ในวันพฤหัสบดีที่ 16 มีนาคม 2566

(2) กิจกรรม “ปลูกป่าชุมชน เพื่อการพัฒนาสิ่งแวดล้อมที่ยั่งยืน” ณ ศูนย์เรียนรู้เศรษฐกิจพอเพียงทุ่งเมืองทอง บ้านตามา ตำบลชุมแสง อำเภอสตึก จังหวัดบุรีรัมย์ ในวันศุกร์ที่ 19 พฤษภาคม 2566

Public participation in petroleum production areas

1. Projects to Bolster Confidence, Trust and Greater Engagement of the People to Accommodate E&P Project Development

As the core agency in charge of domestic E&P supervision under the Petroleum Act, B.E. 2514, DMF values engagement with the people sector in various areas to nurture their support and cooperation with its mission. It therefore organizes projects for the formation and upkeep of petroleum networks of local residents and to educate them so that they command proper understanding of E&P activities and thereby become a network of DMF in spreading it. In 2023, DMF carried on with its efforts to relentlessly promote the public engagement with two projects to win confidence and trust and to increase public sector’s participation in support of E&P development, which are:

1) Maintenance of networks through a tripartite taskforce

Department of Mineral Fuels, Ministry of Energy, formed a tripartite taskforce comprising representatives from DMF, petroleum operators and the people sector to enhance public-hearing channels and people engagement as well as that by related parties to lead to better understanding and mitigation approaches for potential E&P impacts. A good relationship has been successfully built up with groups of stakeholders in all operating areas. In 2023, DMF carried out a number of CSR activities through the tripartite taskforce to maintain the network at four areas, namely Chumphon, Buri Ram, Songkhla, and Khon Kaen (Na Moon, Toon Sad), with one activity per area, detailed below;

(1) The “Fish cage project – a local wisdom for the sustainable Thai sea” carried out at Sa Plee Fishing Pier, Pathio district, Chumphon Province, on Thursday, March 16, 2023

(2) The “Tree planting in the community forest for sustainable environment development” project - carried out at the Sufficiency Economy Learning Center, Thung Muang Thong, Ban Tama, Chum Saeng subdistrict, Satuek district, Buri Ram Province, on Friday, May 19, 2023

(3) กิจกรรม “ซั้งกอ สร้างความสมบูรณ์ท้องทะเลไทย” ณ บริเวณชายทะเลหน้าสำนักงานเทศบาลเมืองเขารูปช้างเก่า อำเภอเมืองสงขลา จังหวัดสงขลา ในวันศุกร์ที่ 2 มิถุนายน 2566

(4) กิจกรรม “ปลูกป่าชุมชน และปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ เพื่อการพัฒนาสิ่งแวดล้อมที่ยั่งยืน” ณ อาคารอเนกประสงค์องค์การบริหารส่วนตำบลดูนสาด อำเภอกระนวน จังหวัดขอนแก่น ในวันศุกร์ที่ 14 กรกฎาคม 2566

ทั้งนี้ ก่อนการจัดกิจกรรมเพื่อสังคมในแต่ละพื้นที่ ได้มีการจัดประชุมเพื่อรับฟังความคิดเห็นเพื่อให้ทราบความต้องการของประชาชนในพื้นที่ รวมทั้งปัญหาและผลกระทบที่ประชาชนในพื้นที่ได้รับ เพื่อให้กิจกรรมเพื่อสังคมที่จัดตรงตามความต้องการและเกิดประโยชน์ต่อประชาชนในพื้นที่อย่างแท้จริง ซึ่งกิจกรรมเพื่อสังคมที่ได้จัดขึ้นจะเกี่ยวกับการรักษาสิ่งแวดล้อม ซึ่งจะส่งผลต่อการเพิ่มคุณภาพชีวิตของประชาชนในพื้นที่ให้มีคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้น รวมทั้งเป็นการสร้างภาพลักษณ์ที่ดีให้กับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติต่อไป

2) กิจกรรมรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เล็งเห็นความสำคัญของการสร้างเครือข่ายด้านปิโตรเลียม เพื่อเสริมสร้างภาพลักษณ์ ความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเกิดความร่วมมือจากทุกภาคส่วนในการสนับสนุนภารกิจด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยได้จัดกิจกรรมสร้างเครือข่ายผ่านการจัดกิจกรรมถ่ายทอดองค์ความรู้ให้แก่แกนนำเครือข่าย ได้แก่ ส่วนราชการระดับจังหวัด อำเภอ ลงไปถึงผู้นำชุมชน และตัวแทนชุมชนของจังหวัดในพื้นที่เป้าหมายต่าง ๆ ซึ่งเมื่อมีการสร้างเครือข่ายด้านปิโตรเลียมแล้ว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณาเห็นว่าการรักษาเครือข่ายดังกล่าวเป็นสิ่งจำเป็นที่ต้องดำเนินการอย่างต่อเนื่องเพื่อพัฒนาความสัมพันธ์ที่ดี และรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เดิมให้เป็นเครือข่ายที่ยั่งยืน ให้เครือข่ายปิโตรเลียมสามารถเป็นตัวแทนของชุมชนในการสร้างความร่วมมือและการยอมรับของคนในพื้นที่และสนับสนุนให้การดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีความต่อเนื่อง และคล่องตัว อันจะส่งผลต่อการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศอย่างยั่งยืนต่อไป โดยในปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดกิจกรรมรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียม ในรูปแบบการให้ความรู้ด้านปิโตรเลียมและนำเครือข่ายปิโตรเลียมไปศึกษาดูงาน ณ สถานีผลิตก๊าซธรรมชาติสินภูฮ่อม และโรงไฟฟ้าพลังน้ำ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว โดยเครือข่ายด้านปิโตรเลียมที่เข้าร่วมกิจกรรมครั้งนี้ ประกอบด้วย

(1) กิจกรรมรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมของจังหวัดอุดรธานี จัดขึ้นระหว่างวันที่ 24 - 26 เมษายน 2566

(2) กิจกรรมรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมของจังหวัดมหาสารคาม จัดขึ้นระหว่างวันที่ 21 - 23 มิถุนายน 2566

(3) กิจกรรมรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมของจังหวัดกาฬสินธุ์ จัดขึ้นระหว่างวันที่ 25 - 27 กรกฎาคม 2566

(3) The Fish Cage Project for richness of the Thai sea’ - carried out on the beach at the foreground of the old Khao Roop Chang Municipal Office, Muang Songkhla district, Songkhla Province, on Friday, June 2, 2023

(4) The tree planting in the community forest and aquatic animal releasing for sustainable environment development’ - carried out at the multi-purpose building of Toon Sad Subdistrict Administrative Office, Kranuan district, Khon Kaen Province, on Friday, July 14, 2023

Before each activity took place, a consultative meeting was held at each area to hear views, needs and problems of and impacts on local resident to ensure that the CSR activities will respond to their true needs and is held for their benefit. Importantly, these activities were organized to preserve the environment and will raise the quality of lives in the areas while creating good corporate image for DMF.

2) Maintenance of Petroleum Support Networks

Realizing the need to win trust, confidence, and participation from all parties involved to support the petroleum exploration and production mission, DMF established petroleum support networks with activities specifically designed to pass on knowledge to network leaders, such as those at provincial and district levels, as well as leaders and representatives of communities in target areas. Networks established, DMF sees that these networks maintain activities organized to further strengthen the relationship as well as upkeeping the networks. Sustainable petroleum networks can represent communities in providing cooperation and acceptance at each location to support continuous E&P operations, which will consequently enhance the country’s sustainable energy security. In 2023, DMF organized a number of activities to maintain these petroleum support networks in the form of knowledge transfer and site visit to Sin Phu Hom natural gas production site and hydro power plants in Laos PDR. Petroleum support networks participating in these activities included:

(1) Udon Thani Petroleum Support Network, activities held during April, 24-26, 2023

(2) Maha Sarakham Petroleum Support Network, activities held during April, 21-23, 2023

(3) Kalasin Petroleum Support Network, activities held during April, 25-27, 2023

2. กิจกรรมเพื่อสังคมปลูกป่าชายเลน "FOREST for LIFE"

ในปี 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่สำคัญกิจกรรมหนึ่ง คือ กิจกรรมปลูกป่าชายเลน "FOREST for LIFE" ซึ่งสอดคล้องกับนโยบายของกระทรวงพลังงานที่ให้หน่วยงานในสังกัดดำเนินกิจกรรมจิตอาสาภาคประชาชนมุ่งผลสัมฤทธิ์ ตามนโยบายของสำนักนายกรัฐมนตรีเพื่อให้ส่วนราชการต่าง ๆ ร่วมบำเพ็ญสาธารณประโยชน์ในการพัฒนาสังคม คุณภาพชีวิต และสิ่งแวดล้อม ทั้งนี้ กิจกรรมเพื่อสังคมปลูกป่าชายเลน "FOREST for LIFE" จัดขึ้นโดยมูลนิธิกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ร่วมกับบริษัทผู้ประกอบการ ด้านปิโตรเลียม ในวันเสาร์ที่ 1 กรกฎาคม 2566 ณ บริเวณชายหาดด้านทิศตะวันออกของอนุสรณ์เรือรบหลวง ประแส ตำบลประแส อำเภอแกลง จังหวัดระยอง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่ออนุรักษ์และรักษาสมดุลทางด้านสิ่งแวดล้อม สร้างระบบนิเวศให้สมบูรณ์ อีกทั้งยังเป็นการส่งเสริมปลูกฝังการมีจิตอาสาและความตระหนักในการอนุรักษ์ธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม รักษาและสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างหน่วยงานภาครัฐ ผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม และประชาชนในพื้นที่ ซึ่งป่าชายเลนมีความสำคัญต่อระบบนิเวศวิทยา รวมทั้งเป็นแหล่งที่อยู่อาศัยและเพาะพันธุ์ของสัตว์น้ำ

การดำเนินการจัดกิจกรรมปลูกป่าชายเลน FOREST for LIFE ในครั้งนี้ จะเกิดประโยชน์สูงสุดต่อจังหวัดระยอง เพื่อฟื้นฟูสิ่งแวดล้อมทางทะเล สร้างแหล่งที่อยู่อาศัยของสัตว์น้ำ และสร้างความมั่นคงให้กับแนวชายฝั่ง โดยจะเป็นการปลูกกล้าพันธุ์ไม้โกงกาง จำนวนทั้งสิ้น 1,000 ต้น โดยจะเพิ่มพื้นที่ป่าชายเลนและเพิ่มพื้นที่สีเขียวให้กับประเทศ รวมถึงเป็นส่วนหนึ่งในการช่วยลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อันเป็นสาเหตุหลักที่ก่อให้เกิดปัญหาโลกร้อนได้ด้วย

2. FOREST for LIFE, mangrove reforestation

One of DMF's notable CSR activities in 2023 was 'FOREST for LIFE', a mangrove replanting project, initiated in line with the Ministry of Energy policy to encourage the various units under the ministry to run people volunteer projects, as led by the policy of the Office of the Prime Minister for government agencies to organize volunteer projects to support social development while raising the quality of life and the environment. The FOREST for LIFE project was jointly organized by the DMF Foundation in collaboration with petroleum operators on Saturday, July 1, 2023, on the beach to the east of HTMS Prasae monument, Prasae subdistrict, Klaeng district, Rayong Province. The event was meant to conserve and to keep balance of the environment while building up a fertile ecosystem. It also serves to promote the volunteer spirit among government agencies, petroleum operators, and local people. Mangrove forests play an important role to the ecosystem, serving as a habitat and sanctuary for aquatic animals.

Benefits Rayong Province will gain from the FOREST for LIFE project include restoration of marine environment, creation of a marine habitat for aquatic animals, and coastal bank reinforcing. Under the project, 1,000 mangrove trees were planted, contributing to the country's more mangrove and green areas, which will absorb more carbon dioxide, a main cause of global warming.

10 Financial Statement / Performance Outcome

ผลการดำเนินงาน/งบการเงิน

10.1 งบแสดงฐานะการเงิน
Statement of Financial Position

(หน่วย : บาท)

งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2566	หมายเหตุ	2566	2565
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	4	15,250,843,969.53	13,040,514,502.92
ลูกหนี้อื่นระยะสั้น	5	2,235,579.37	2,1240,978.79
วัสดุคงเหลือ		1,039,801.07	1,569,106.31
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		**15,254,119,349.97**	**13,063,324,588.02**
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
ลูกหนี้ระยะยาว	6	-	5,024,128.83
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ - สุทธิ	7	36,359,685.77	36,019,418.53
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน- สุทธิ	8	26,263,958.71	9,969,979.77
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		**62,623,644.48**	**51,013,527.13**
รวมสินทรัพย์		**15,316,742,994.45**	**13,114,338,115.15**
หนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน			
หนี้สิน			
หนี้สินหมุนเวียน			
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	9	3,803,239,289.73	1,527,136,919.49
เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	10	16,122,299.52	9,100,172.99
เงินรับฝากระยะสั้น	11	758,707,348.33	991,516,871.89
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	12	-	19,431,731.03
รวมหนี้สินหมุนเวียน		**4,578,068,937.58**	**2,547,185,695.40**
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
หนี้สินระยะยาว	13	-	5,024,128.83
เจ้าหนี้เงินโอนและรายการอุดหนุนระยะยาว	14	10,437,917,748.15	10,368,938,419.22
เงินทดรองราชการรับจากคลังระยะยาว		1,000,000.00	1,000,000.00
เงินรับฝากระยะยาว	15	243,977,397.00	162,737,074.00
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		**10,682,895,145.15**	**10,537,699,622.05**
รวมหนี้สิน		**15,260,964,082.73**	**13,084,885,317.45**
สินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน			
ทุน		21,361,504.14	21,361,504.14
รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสม		34,417,407.58	8,091,293.56
รวมสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน		**55,778,911.72**	**29,452,797.70**
รวมหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนหุ้น		**15,316,724,994.45**	**13,114,338,115.15**

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

10.2 งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน
Financial Performance Statements

(หน่วย : บาท)

งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2566	หมายเหตุ	2566	2565
รายได้			
รายได้จากงบประมาณ	17	412,479,586.06	434,369,473.1
รายได้จากการบริการ		72,520.00	-
รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	18	33,395,146.57	21,526,047.90
รวมรายได้		**445,947,252.63**	**455,895,521.00**
ค่าใช้จ่าย			
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	19	108,854,159.65	103,859,375.15
ค่าบำเหน็จบำนาญ	20	37,202,616.10	35,948,743.96
ค่าตอบแทน		264,757.50	57,000.00
ค่าใช้สอย	21	252,560,652.22	285,864,996.96
ค่าวัสดุ		1,001,249.49	1,849,371.41
ค่าสาธารณูปโภค	22	6,630,537.93	6,784,532.88
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	23	12,673,628.72	22,220,926.58
ค่าใช้จ่ายจากเงินอุดหนุนอื่นและบริจาค		433,537.00	1,000,000.00
ค่าใช้จ่ายอื่น		-	-
รวมค่าใช้จ่าย		**419,621,138.61**	**457,584,946.94**
รายได้สูง(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ		**26,326,114.02**	**(1,689,425.94)**

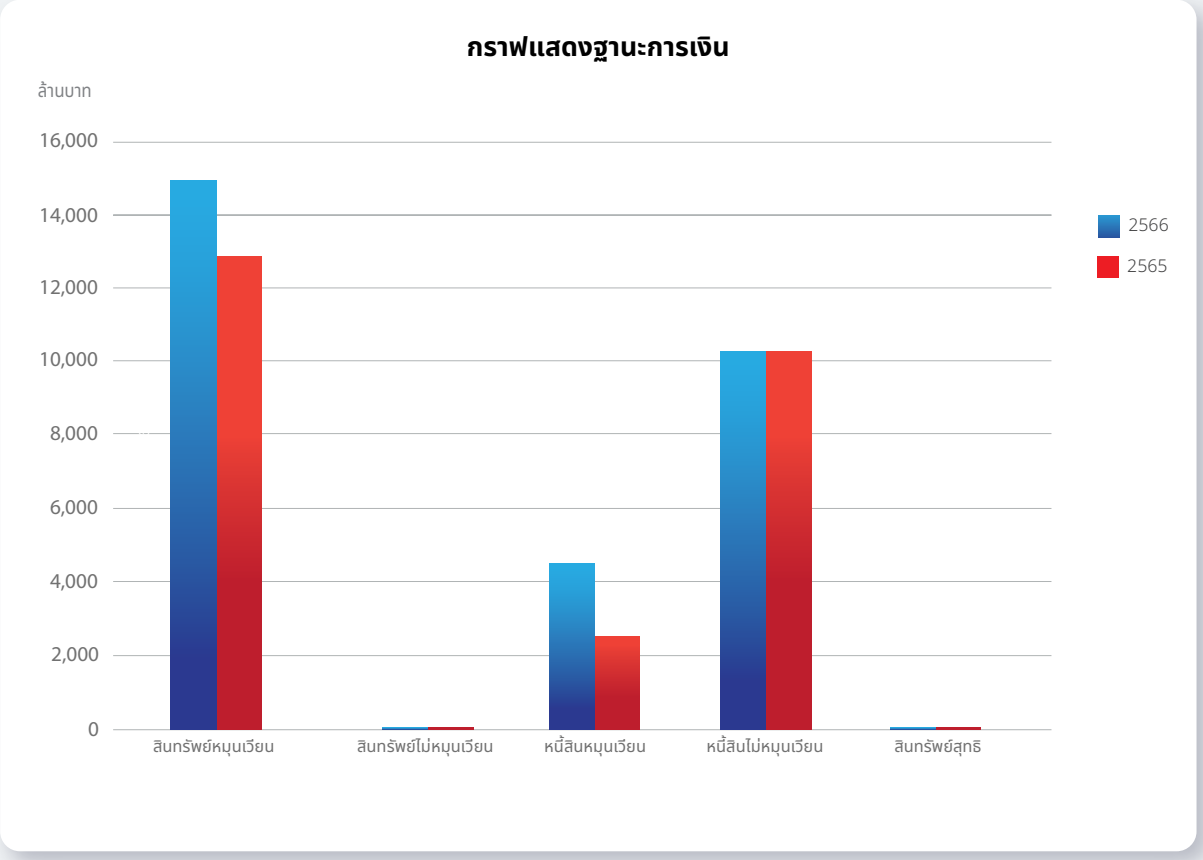
หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

10.3 งบแสดงการเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน
Statement of Changed in Net Assets/Equity

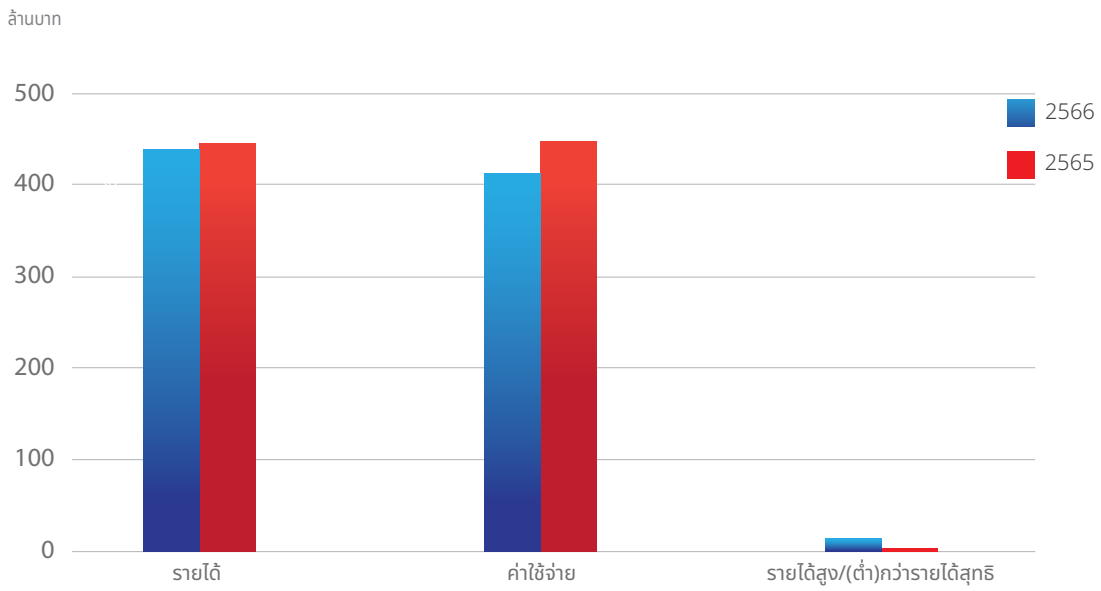
(หน่วย : บาท)

งบแสดงการเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน ณ วันที่ 30 กันยายน 2566	ทุน	รายได้สูง(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	องค์ประกอบอื่นของสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน	รวมสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2564	**21,361,504.14**	**9,780,719.50**	**-**	**31,142,223.64**
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุนสำหรับปี 2565				
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสำหรับงวด	-	(1,689,425.94)	-	(1,689,425.94)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2565	**21,361,504.14**	**8,091,293.56**	**-**	**29,452,797.70**
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2565	**21,361,504.14**	**8,091,293.56**	**-**	**29,452,797.70**
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุนสำหรับปี 2566				
รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสำหรับงวด	-	26,326,114.02	-	26,326,114.02
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2566	**21,361,504.14**	**34,417,407.58**	**-**	**55,778,911.72**

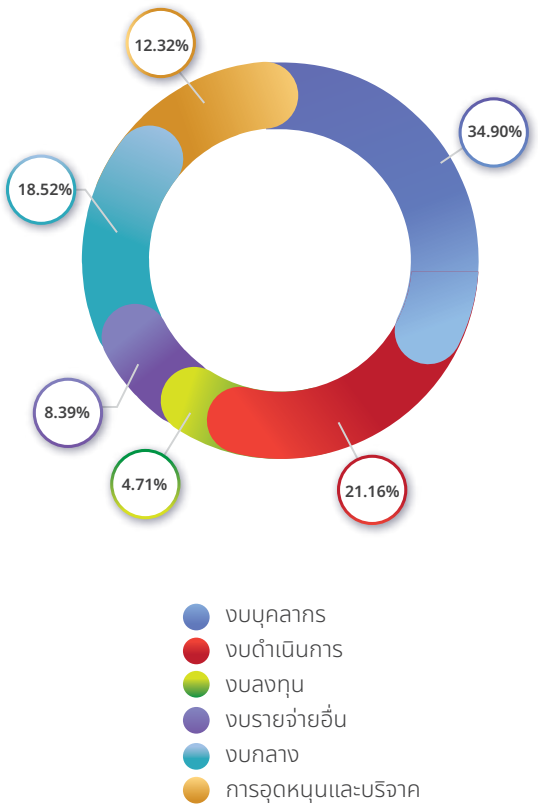
หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้



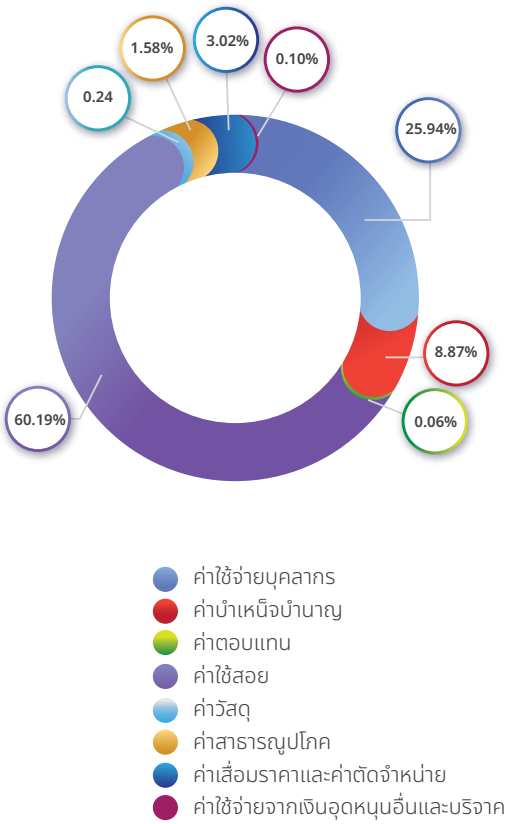
กราฟแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน



กราฟแสดงรายได้



กราฟแสดงค่าใช้จ่าย



10.4 หมายเหตุประกอบงบการเงิน

Notes to Financial Statements

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2566

1. ข้อมูลทั่วไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นส่วนราชการในสังกัดกระทรวงพลังงาน มีหน้าที่ความรับผิดชอบหลักในการบริหารจัดการในการให้สัมปทาน การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่ง การขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม กำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนาและการจัดการแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์ วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรอง และพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ พิจารณาสิทธิ ประสาน และอำนวยความสะดวกแก่ผู้ประกอบการให้เป็นไปตามกฎหมายและข้อผูกพันต่อรัฐ รวมทั้งจัดเก็บค่าภาคหลวงและผลประโยชน์อื่นใดนอกจากปิโตรเลียม กำหนดมาตรฐานการดำเนินงานอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วมพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน และประเทศอื่น บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นอำนาจหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ หรือตามที่กระทรวงพลังงานหรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

กรอบกฎหมายหลักที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2566 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับการจัดสรรงบประมาณรายจ่ายประจำปี จำนวน 265,690,565.10 บาท (ปีงบประมาณ พ.ศ. 2565 จำนวน 361,948,507.84 บาท) ประกอบด้วย งบบุคลากร จำนวน 94,558,165.10 บาท งบดำเนินงาน จำนวน 65,961,229.20 บาท งบลงทุน จำนวน 13,377,810.80 บาท และงบรายจ่ายอื่น จำนวน 91,793,360.00 บาท เพื่อใช้จ่ายในแผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน และแผนงานบุคลากรภาครัฐ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน่วยงานระดับหน่วยเบิกจ่ายภายใต้สังกัด จำนวน 1 แห่ง เป็นหน่วยเบิกจ่ายในส่วนกลาง มีสถานที่ตั้งหลักอยู่ที่ เลขที่ 555/2 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้น 21 - 22 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 รับผิดชอบบริหารจัดการเงินงบประมาณและเงินนอกงบประมาณที่ได้รับการจัดสรร และไม่มีหน่วยงานในสังกัดในส่วนภูมิภาค

2. เกณฑ์การจัดทำรายงานการเงิน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นหน่วยงานที่เสนอรายงานตามหลักการบัญชีและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่กระทรวงการคลังกำหนด รายงานการเงินของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รวมรายการบัญชีที่เกิดขึ้นของเงินอุดหนุนที่ได้รับจากกองทุนต่าง ๆ และหน่วยงานอื่น รายการที่ปรากฏในรายงานการเงินของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รวมสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของรัฐบาลและอยู่ภายใต้การควบคุมของรัฐบาลในภาพรวม แต่ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลรักษา และบริหารจัดการให้แก่รัฐบาล ภายในขอบเขตอำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย และรวมถึงองค์ประกอบของรายงานการเงินซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ที่ใช้เพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานเอง

รายงานการเงินนี้จัดทำขึ้นตามมาตรฐานการบัญชีภาครัฐและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่กระทรวงการคลังกำหนด รวมทั้งหลักเกณฑ์และวิธีการจัดทำรายงานการเงินประจำปี ตามหนังสือกระทรวงการคลัง ที่ กค 0410.2/ว 15 ลงวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2563 โดยปรับใช้รูปแบบการนำเสนอรายงานการเงินของหน่วยงานภาครัฐ ตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ที่ กค 0410.2/ว 479 ลงวันที่ 2 ตุลาคม 2563 และแนวทางการจัดทำรายงานการเงิน ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2566 หากพบข้อผิดพลาด ตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ที่ กค 0410.3/ว 567 ลงวันที่ 26 กันยายน 2566รายงานการเงินนี้ได้จัดทำและนำเสนอตามหลักการบัญชีเกณฑ์คงค้าง เว้นแต่จะได้เปิดเผยเป็นอย่างอื่นในสรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

3. สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

3.1 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

- เงินสดในมือ หมายถึง เงินสดในมือ เช็ค ดราฟต์หรือธนาณัติ หน่วยงานจะรับรู้เงินสดในราคาตามมูลค่าที่ตราไว้ และแสดงรายการดังกล่าวไว้ในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดในงบแสดงฐานะการเงิน

- เงินทดรองราชการ เป็นเงินที่หน่วยงานได้รับจากรัฐบาลเพื่อทดรองจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายปลีกย่อยในการดำเนินงานของหน่วยงานตามวงเงินที่ได้รับอนุมัติ และต้องคืนให้รัฐบาลเมื่อหมดความจำเป็นในการใช้เงิน แสดงไว้เป็นเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดซึ่งมียอดตรงกันข้ามกับรายการเงินทดรองราชการรับจากคลังภายใต้หัวข้อหนี้สินไม่หมุนเวียน

- รายการเทียบเท่าเงินสด ได้แก่ เงินฝากสถาบันการเงิน เงินฝากประจำที่มีกำหนดจ่ายคืนไม่เกิน 3 เดือน และเงินฝากคลังแสดงไว้เป็นรายการเทียบเท่าเงินสด

- เงินฝากคลัง หมายถึง เงินนอกงบประมาณที่หน่วยงานฝากไว้กับกระทรวงการคลัง หน่วยงานจะรับรู้เงินฝากคลังในราคาตามมูลค่าที่ตราไว้ โดยแสดงรายการเงินฝากคลังในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดในงบแสดงฐานะการเงิน

3.2 ลูกหนี้

ลูกหนี้เงินยืม หมายถึง ลูกหนี้ภายในหน่วยงานกรณีให้ข้าราชการ พนักงาน หรือเจ้าหน้าที่ยืมเงินไปใช้จ่ายในการปฏิบัติงานโดยไม่มีดอกเบี้ย เช่น ลูกหนี้เงินงบประมาณ ลูกหนี้เงินนอกงบประมาณแสดงตามมูลค่า ที่จะได้รับโดยไม่ตั้งบัญชีค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญ

3.3 วัสดุคงเหลือ

วัสดุคงเหลือ หมายถึง สินทรัพย์ที่หน่วยงานมีไว้เพื่อใช้ในการดำเนินงานตามปกติ โดยทั่วไปมีมูลค่าไม่สูงและไม่มีลักษณะคงทนถาวร แสดงตามราคาทุน และตีราคาวัสดุคงเหลือโดยวิธีเข้าก่อนออกก่อน

3.4 ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์

- ที่ดิน หน่วยงานมีที่ดินซึ่งเป็นที่ดินราชพัสดุที่หน่วยงานครอบครองและใช้ประโยชน์แต่ไม่ได้เป็นผู้ถือกรรมสิทธิ์จะแสดงข้อมูลเพิ่มเติมไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงิน

- อาคารและสิ่งปลูกสร้าง รวมทั้งส่วนปรับปรุงอาคาร ทั้งอาคารและสิ่งปลูกสร้างที่หน่วยงานมีกรรมสิทธิ์และไม่มีกรรมสิทธิ์แต่หน่วยงานได้ครอบครองและนำมาใช้ประโยชน์ในการดำเนินงาน แสดงมูลค่าสุทธิตามบัญชีที่เกิดจากราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม อาคารที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างแสดงตามราคาทุน

- อุปกรณ์ ได้แก่ ครุภัณฑ์ประเภทต่าง ๆ รับรู้เป็นสินทรัพย์เฉพาะรายการที่มีมูลค่าต่อหน่วยตั้งแต่ 10,000.00 บาท ขึ้นไป ยกเว้นรายการที่ได้มาก่อนปี 2563 รับรู้เป็นอุปกรณ์เมื่อมูลค่าขั้นต่ำตั้งแต่ 5,000.00 บาท ขึ้นไป แสดงมูลค่าตามมูลค่าสุทธิตามบัญชีที่เกิดจากราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม

- ราคาทุนของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมต้นทุนทางตรงที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาสินทรัพย์ เพื่อให้สินทรัพย์นั้นอยู่ในสภาพและสถานที่ที่พร้อมจะใช้งาน ราคาทุนของสินทรัพย์ที่ก่อสร้างขึ้นเองประกอบด้วยต้นทุนค่าวัสดุ ค่าแรงงานทางตรง และต้นทุนทางตรงอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาสินทรัพย์

ส่วนประกอบของรายการที่ดิน อาคารและอุปกรณ์แต่ละรายการที่มีรูปแบบและอายุการให้ประโยชน์ที่แตกต่างกัน และมีต้นทุนที่มีนัยสำคัญจะบันทึกส่วนประกอบนั้นแยกต่างหากจากกัน

ต้นทุนที่เกิดขึ้นในภายหลัง ต้นทุนในการเปลี่ยนแทนส่วนประกอบจะรับรู้เป็นส่วนหนึ่งของมูลค่าตามบัญชีของรายการที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ เมื่อมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่ที่หน่วยงานจะได้รับประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการเพิ่มขึ้นจากรายการนั้น และสามารถวัดมูลค่าต้นทุนของรายการนั้นได้อย่างน่าเชื่อถือ และตัดมูลค่าของชิ้นส่วนที่เปลี่ยนแทนออกจากบัญชีด้วยมูลค่าตามบัญชี ส่วนต้นทุนที่เกิดขึ้นในการซ่อมบำรุงที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ที่เกิดขึ้นเป็นประจำจะรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายเมื่อเกิดขึ้น

- ค่าเสื่อมราคา บันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน คำนวณโดยวิธีเส้นตรงตามอายุการให้ประโยชน์โดยประมาณ ดังนี้

	อายุการให้ประโยชน์
อาคารเพื่อประโยชน์อื่น	15 - 40 ปี
สิ่งปลูกสร้าง	15 ปี
ครุภัณฑ์สำนักงาน	3 – 12 ปี
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	5 - 10 ปี
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	2 – 10 ปี
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	5 ปี
ครุภัณฑ์เกษตร	2 - 5 ปี
ครุภัณฑ์โรงงาน	5 ปี
ครุภัณฑ์ก่อสร้าง	6 ปี
ครุภัณฑ์สำรวจ	8 - 10 ปี
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์	5 ปี
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	2 - 5 ปี
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	2 ปี
อาคารไม่ระบุรายละเอียด	37 ปี
ครุภัณฑ์ไม่ระบุรายละเอียด	2 – 12 ปี

- ไม่มีการคิดค่าเสื่อมราคาสำหรับที่ดิน และสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้าง

3.5 สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

- สินทรัพย์ไม่มีตัวตน ได้แก่ ต้นทุนที่เกี่ยวข้องโดยตรงในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ รวมถึงระบบงานต่าง ๆ และต้นทุนเว็บไซต์ ทั้งที่ได้มาจากการจัดซื้อ และการจ้างพัฒนาขึ้น โดยมีสิทธิ์ควบคุมการใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์นั้น และคาดว่าจะได้รับประโยชน์เชิงเศรษฐกิจหรือศักยภาพในการให้บริการจากสินทรัพย์นั้นเกินกว่าหนึ่งปี แสดงรายการสินทรัพย์ไม่มีตัวตนตามราคาทุนหักค่าตัดจำหน่ายสะสม

- ค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ไม่มีตัวตน บันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน โดยวิธีเส้นตรงตามอายุการให้ประโยชน์โดยประมาณ ดังนี้

	อายุการให้ประโยชน์
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	2 - 5 ปี
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนไม่ระบุรายละเอียด	2 - 5 ปี

3.6 สัญญาเช่าดำเนินงาน

สัญญาเช่าระยะยาวเพื่อเช่าสินทรัพย์โดยที่ความเสี่ยงและผลตอบแทนของความเป็นเจ้าของส่วนใหญ่ไม่ได้โอนมาให้หน่วยงานในฐานะผู้เช่าถือเป็นสัญญาเช่าดำเนินงาน จำนวนเงินที่จ่ายตามสัญญาเช่าดำเนินงานรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงินตามวิธีเส้นตรงตลอดอายุของสัญญาเช่า

3.7 เงินรับฝาก

เงินรับฝาก หมายถึง จำนวนเงินที่หน่วยงานได้รับไว้โดยมีข้อผูกพันในการจ่ายคืนหรือจ่ายต่ออาจเป็นเงินนอกงบประมาณที่รับไว้ตามข้อกำหนด เงินหลักประกันสัญญา เงินหลักประกันผลงาน หรือเงินอื่นใด ซึ่งจะต้องจ่ายคืนให้แก่ผู้ฝาก หรือเป็นเงินผ่านมือที่จะต้องส่งต่อไปยังบุคคลที่สาม หน่วยงานจะบันทึกเป็นหนี้สินไว้จนกว่าจะมีการจ่ายคืน หรือจ่ายต่อไปยังบุคคลที่สาม หน่วยงานจะรับรู้เงินรับฝากเมื่อได้รับเงินและให้แสดงรายการในงบแสดงฐานะการเงินประเภทหนี้สินหมุนเวียนหรือหนี้สินไม่หมุนเวียนแล้วแต่กรณี

3.8 ประมาณการหนี้สิน

ประมาณการหนี้สิน หมายถึง หนี้สินที่มีความไม่แน่นอนเกี่ยวกับจังหวะเวลา หรือจำนวนที่ต้องจ่ายชำระ แต่เป็นภาระผูกพันในปัจจุบันตามกฎหมายหรือข้อตกลงที่จัดทำไว้ อันเป็นผลสืบเนื่องจากเหตุการณ์ในอดีต ซึ่งมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนที่หน่วยงานจะต้องจ่ายชำระภาระผูกพันนั้นในอนาคต และสามารถประมาณมูลค่าภาระผูกพันนั้นได้อย่างน่าเชื่อถือ หน่วยงานจะรับรู้ประมาณการหนี้สินด้วยจำนวนประมาณการที่ดีที่สุดของรายจ่ายที่จะต้องจ่าย ณ วันที่ในงบแสดงฐานะการเงินเพื่อชำระภาระผูกพันนั้น

3.9 รายได้จากเงินงบประมาณ

รายได้จากเงินงบประมาณรับรู้ตามเกณฑ์ ดังนี้

1) กรณีที่เบิกจ่ายเงินเข้าบัญชีหน่วยงานเพื่อนำไปจ่ายต่อให้แก่ผู้มีสิทธิรับเงินของหน่วยงานรับรู้รายได้จากเงินงบประมาณเมื่อได้ส่งคำขอเบิกเงินกับคลัง

2) กรณีที่เบิกหักผลักส่งหรือเบิกจ่ายตรงจากรัฐบาลให้แก่ผู้มีสิทธิรับเงินของหน่วยงานโดยหน่วยงานไม่ได้รับตัวเงิน รับรู้รายได้จากเงินงบประมาณเมื่อได้รับอนุมัติคำขอเบิกเงินจากคลัง

3.10 รายได้แผ่นดิน

รายได้แผ่นดิน เป็นรายได้ของรัฐบาลที่หน่วยงานได้รับและจะต้องนำส่งคลัง หน่วยงานรับรู้เงินรายได้แผ่นดินเมื่อได้รับรายได้ และเนื่องจากรายได้แผ่นดินเป็นรายได้ที่หน่วยงานไม่สามารถนำมาใช้จ่ายในการดำเนินงานได้ ดังนั้น ณ วันสิ้นสุดรอบระยะเวลารายงาน หน่วยงานจะปิดบัญชีรายได้แผ่นดินและบัญชีรายได้แผ่นดินนำส่งคลังไปเข้าบัญชีรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง เพื่อแสดงภาระผูกพันที่หน่วยงานจะต้องนำเงินส่งคลังในงวดบัญชีถัดไป

3.11 รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค เป็นส่วนหนึ่งของรายการโอนตามมาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 23 เรื่อง รายได้จากรายการไม่แลกเปลี่ยน คือ การโอนทรัพยากรจากหน่วยงานหนึ่งไปยังอีกหน่วยงานหนึ่งโดยไม่ได้ให้สิ่งตอบแทนที่มีมูลค่าใกล้เคียงกันเป็นการแลกเปลี่ยน และไม่ใช่รายการทางภาษี

รายได้จากการอุดหนุนและบริจาคที่มีเงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอนรับรู้เป็นรายได้รอการรับรู้เมื่อได้รับเงินและทยอยรับรู้เป็นรายได้เมื่อได้ทำตามเงื่อนไขที่กำหนด สำหรับรายได้จากการอุดหนุนและบริจาคที่ไม่มีเงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอน ไม่ว่าจะมีข้อจำกัดของสินทรัพย์ที่โอนหรือไม่ รับรู้เป็นรายได้เมื่อได้รับสินทรัพย์รับโอนที่เป็นไปตามเกณฑ์การรับรู้สินทรัพย์

ข้อจำกัดของสินทรัพย์ที่โอน ไม่รวมถึงข้อกำหนดให้ต้องคืนสินทรัพย์ที่รับโอนหรือประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการอื่นที่ต้องคืนให้แก่ผู้โอน ถ้าไม่ใช้สินทรัพย์ตามที่ระบุไว้ ดังนั้น เมื่อเริ่มมีสิทธิควบคุมสินทรัพย์ภายใต้ข้อจำกัด ผู้รับโอนไม่ได้มีภาระผูกพันในปัจจุบันที่จะต้องโอนประโยชน์เชิงเศรษฐกิจหรือศักยภาพในการให้บริการแก่บุคคลที่สาม เมื่อผู้รับโอนทำผิดข้อจำกัด ผู้โอนหรือฝ่ายอื่นอาจมีทางเลือกในการใช้บทลงโทษต่อผู้รับโอน ดังนั้น เมื่อหน่วยงานได้รับสินทรัพย์ตามข้อจำกัดจึงรับรู้รายได้ทันที

เงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอน กำหนดให้หน่วยงานจะต้องใช้ประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการของสินทรัพย์ตามที่ระบุไว้ หรือต้องคืนประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการแก่ผู้โอนในกรณีที่ผิดเงื่อนไขนั้น ดังนั้น หน่วยงานผู้รับโอนสินทรัพย์จึงมีภาระผูกพันในปัจจุบันที่ต้องส่งมอบประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการแก่บุคคลที่สามเมื่อเริ่มมีสิทธิควบคุมสินทรัพย์ที่อยู่ภายใต้เงื่อนไข ทั้งนี้เป็นเพราะผู้รับโอนไม่สามารถหลีกเลี่ยงกระแสไหลออกของทรัพยากร เนื่องจากมีข้อกำหนดให้ใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ในการส่งมอบสินค้าหรือบริการให้แก่บุคคลที่สาม หรือไม่เช่นนั้นต้องส่งคืนประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการให้แก่ผู้โอน ดังนั้น เมื่อผู้รับโอนเริ่มรับรู้สินทรัพย์ตามเงื่อนไขจึงเกิดหนี้สินขึ้นด้วย

4. เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
เงินสดในมือ	-	-
เงินทดรองราชการ	1,000,000.00	1,000,000.00
เงินฝากสถาบันการเงิน		
เงินฝากธนาคารเพื่อนำส่งคลัง	3,812,304,441.49	1,540,210,355.83
เงินฝากกระแสรายวัน		
- เงินในงบประมาณ	3,744,594.92	612,988.87
- เงินนอกงบประมาณ	-	-
เงินฝากออมทรัพย์	350,251,294.14	280,467,789.13
เงินฝากคลัง	11,083,543,638.98	11,218,223,369.09
รวมเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	**15,250,843,969.53**	**13,040,514,502.92**

เงินฝากธนาคารเพื่อนำส่งคลัง จำนวน 3,812,304,441.49 บาท ประกอบด้วย เงินรายได้ค่าภาคหลวงรอนำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน จำนวน 3,801,212,694.13 บาท และเงินรายได้ค่าภาคหลวงที่จัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 11,091,747.36 บาท

เงินฝากออมทรัพย์ จำนวน 350,251,294.14 บาท ประกอบด้วย เงินรับฝากอื่น ซึ่งได้รับจากเงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม เพื่อสนับสนุนการฝึกอบรมและให้ทุนการศึกษาและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามโครงการสัมปทานปิโตรเลียม รวมทั้งการจัดซื้อตำราข้อมูลและเครื่องมือหรืออุปกรณ์ทางเทคนิค จำนวน 106,270,797.14 บาท และเงินรับฝากอื่นระยะยาว จำนวน 243,977,397.00 บาท เพื่อเก็บรักษาหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม และเงินอื่น ๆ จำนวน 3,100.00 บาท

เงินฝากคลัง จำนวน 11,083,543,638.98 บาท เป็นเงินนอกงบประมาณที่มีข้อจำกัดในการใช้จ่าย เพื่อจ่ายต่อไปให้บุคคลหรือหน่วยงานอื่นตามวัตถุประสงค์ที่ระบุไว้ในกฎหมายอันเป็นที่มาของเงินฝากคลังนั้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีหน้าที่ถือไว้จ่ายตามวัตถุประสงค์ของเงินฝากคลัง ประกอบด้วย

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
เงินที่ได้รับมอบไว้เพื่อใช้จ่ายในกิจการ (00786)	68,720,000.00	-
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม (00911)	31,764,809.39	31,827,939.39
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม (00912)	314,009,052.49	302,215,172.41
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล (00913)	2,416,773.27	2,416,773.27
เงินรับฝากค่าภาคหลวงรอจัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (00914)	614,049,454.62	839,076,195.57
บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ (00974)	10,021,007,113.00	10,021,007,113.00
เงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901) ประกอบด้วย		
- ค่าสงวนพื้นที่	18,508,000.00	18,580,000.00
- เงินประกันสัญญา	8,625,049.21	2,252,049.45
- เงินโอนขายบิล จากสำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน	4,443,387.00	848,126.00
รวมเงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901)	31,576,436.21	21,680,175.45
รวมเงินฝากคลัง	**11,083,543,638.98**	**11,218,223,369.09**

5. ลูกหนี้อื่นระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ	143,400.00	86,500.00
ลูกหนี้เงินยืมนอกงบประมาณ	-	176,974.00
ลูกหนี้อื่น - บุคคลภายนอก	-	19,431,731.03
รายได้ค้างรับ - บุคคลภายนอก	2,026,595.60	804,475.40
รายได้ค้างรับจากกรมบัญชีกลาง	65,583.77	741,298.36
รวมลูกหนี้อื่นระยะสั้น	**2,235,579.37**	**21,240,978.79**

ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ แยกตามอายุหนี้ ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	ยังไม่ถึงกำหนดชำระ	เกินกำหนดชำระ ไม่เกิน 15 วัน	เกินกำหนดชำระเกิน กว่า 15 วัน	รวม
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ				
ปี 2566	143,400.00	-	-	143,400.00
ปี 2565	86,500.00	-	-	86,500.00

ลูกหนี้เงินยืมนอกงบประมาณ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ แยกตามอายุหนี้ ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	ยังไม่ถึงกำหนดชำระ	เกินกำหนดชำระ ไม่เกิน 15 วัน	เกินกำหนดชำระเกิน กว่า 15 วัน	รวม
ลูกหนี้เงินยืมนอกงบประมาณ				
ปี 2566	0.00	-	-	0.00
ปี 2565	176,974.00	-	-	176,974.00

6. ลูกหนี้อื่นระยะยาว

ลูกหนี้อื่นระยะยาว ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 จำนวน 5,024,128.83 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาลาศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ ซึ่งคดีความได้สิ้นสุดลงในปี 2565 เนื่องจากศาลปกครองสูงสุด ได้พิพากษาว่าผู้ถูกฟ้องคดีไม่ต้องรับผิดชดใช้ค่าสินไหมทดแทนให้แก่ผู้ฟ้องคดี ตามคำพิพากษาคดีหมายเลขแดงที่ อ.271/2565 ลงวันที่ 21 เมษายน 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ตัดจำหน่ายลูกหนี้รายดังกล่าว ตามบันทึกขออนุมัติจำหน่ายหนี้สูญ กรณีลูกหนี้ค้างชำระ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2566 ที่ 01/(ค.) 475 ลงวันที่ 22 ธันวาคม 2566

7. ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ - สุทธิ

ที่ดิน ประกอบด้วย

- ที่ดิน ซึ่งเป็นที่ตั้งของอาคารเก็บตัวอย่างถ่านหิน จังหวัดสระบุรี เป็นที่ราชพัสดุ โดยให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใช้ประโยชน์
- ที่ดิน ที่เป็นสาธารณประโยชน์ของกระทรวงมหาดไทย ตั้งอยู่หมู่ที่ 3 ถนนสุขุมวิท ตำบลแกลง อำเภอเมือง จังหวัดระยอง จำนวน 4 ไร่ 6 งาน 8 ตารางวา เพื่อการจัดสร้างอาคารเก็บตัวอย่างหิน
- ที่ดิน จังหวัดชลบุรี เป็นที่ราชพัสดุ โดยให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใช้ประโยชน์ สำหรับจัดเก็บข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จัดเก็บวัสดุอุปกรณ์ที่ชำรุดและเสื่อมสภาพจากการตรวจสอบพัสดุประจำปี และจัดเก็บตัวอย่างหิน

7. ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ - สุทธิ (ต่อ)

(หน่วย : บาท)

	2566	2565	2564
อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้าง			
อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้าง	24,211,508.23	24,211,508.23	24,211,508.23
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(20,418,164.40)	(18,813,798.73)	(17,209,433.05)
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง - สุทธิ	**3,793,343.83**	**5,397,709.50**	**7,002,075.18**
อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้างไม่ระบุรายละเอียด	13,549,990.00	13,549,990.00	13,549,990.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(8,353,988.00)	(8,029,238.00)	(7,704,488.00)
อาคารและสิ่งปลูกสร้างไม่ระบุรายละเอียด - สุทธิ	**5,196,002.00**	**5,520,752.00**	**5,845,502.00**
รวม อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้าง (สุทธิ)	**8,989,345.83**	**10,918,461.50**	**12,847,577.18**
ครุภัณฑ์			
ยานพาหนะ	14,088,158.00	14,088,158.00	14,088,158.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(14,088,138.00)	(14,000,609.04)	(13,751,009.04)
ยานพาหนะ – สุทธิ	**20.00**	**87,548.96**	**337,148.96**
ครุภัณฑ์	140,680,688.10	122,760,210.01	122,760,210.01
ซื้อเพิ่ม	10,511,404.90	17,918,300.00	-
รับโอนจากหน่วยงานอื่น	-	2,178.09	-
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(123,884,994.06)	(115,730,501.03)	(108,650,908.45)
ครุภัณฑ์ - สุทธิ	**27,307,098.94**	**24,950,187.07**	**14,109,301.56**
ครุภัณฑ์ไม่ระบุรายละเอียด	32,959,031.97	32,959,031.97	32,959,031.97
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(32,958,940.97)	(32,958,940.97)	(32,958,940.97)
ครุภัณฑ์ไม่ระบุรายละเอียด - สุทธิ	**91.00**	**91.00**	**91.00**
งานระหว่างก่อสร้าง	63,130.00	-	-
ซื้อเพิ่ม	-	63,130.00	-
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	-	-	-
งานระหว่างก่อสร้าง - สุทธิ	**63,130.00**	**63,130.00**	**-**
รวม ครุภัณฑ์ (สุทธิ)	**27,370,339.94**	**25,100,957.03**	**14,446,541.52**
รวม อาคารและสิ่งปลูกสร้าง/ครุภัณฑ์ (สุทธิ)	**36,359,685.77**	**36,019,418.53**	**27,294,118.70**

8. สินทรัพย์ไม่มีตัวตน - สุทธิ

(หน่วย : บาท)

	โปรแกรมคอมพิวเตอร์	สินทรัพย์ไม่มีตัวตนอื่น	งานระหว่างดำเนินการ	รวม
ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2564				
ราคาทุน	118,333,716.14	4,615,083.60	2,215,417.75	125,164,217.49
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	(106,197,564.56)	(4,615,072.60)	-	(110,812,637.16)
มูลค่าตามบัญชี	**12,136,151.58**	**11.00**	**2,215,417.75**	**14,351,580.33**
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2565				
มูลค่าตามบัญชีต้นปี	12,136,151.58	11.00	2,215,417.75	14,351,580.33
- ซื้อเพิ่ม	6,946,100.00	-	1,634,917.76	8,581,017.76
- จัดประเภท/โอนออก	2,215,417.75	-	(2,215,417.75)	-
- ตัดจำหน่าย/บริจาค	-	-	-	-
- ค่าตัดจำหน่ายประจำปี	(12,962,618.32)	-	-	(12,962,618.32)
มูลค่าตามบัญชีปลายปี	**8,335,051.01**	**11.00**	**1,634,917.76**	**9,969,979.77**
ณ วันที่ 30 กันยายน 2565				
ราคาทุน	127,495,233.89	4,615,083.60	1,634,917.76	133,745,235.25
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	(119,160,182.88)	(4,615,072.60)	-	(123,775,255.48)
มูลค่าตามบัญชี	**8,335,051.01**	**11.00**	**1,634,917.76**	**9,969,979.77**
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2565				
มูลค่าตามบัญชีต้นปี	8,335,051.01	11.00	1,634,917.76	9,969,979.77
- ซื้อเพิ่ม	18,796,470.00	-	-	18,796,470.00
- จัดประเภท/โอนออก	1,634,917.76	-	(1,634,917.76)	-
- ตัดจำหน่าย/บริจาค	-	-	-	-
- ค่าตัดจำหน่ายประจำปี	(2,502,491.06)	-	-	(2,502,491.06)
มูลค่าตามบัญชีปลายปี	**26,263,947.71**	**11.00**	**-**	**26,263,958.71**
ณ วันที่ 30 กันยายน 2566				
ราคาทุน	147,926,621.65	4,615,083.60	-	152,541,705.25
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	(121,662,673.94)	(4,615,072.60)	-	(126,277,746.54)
มูลค่าตามบัญชี	**26,263,947.71**	**11.00**	**-**	**26,263,958.71**

9. รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง

รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง จำนวน 3,803,239,289.73 บาท กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดเก็บรายได้แผ่นดินในปีงบประมาณ 2566 แต่นำส่งคลังไม่ทันภายในปีงบประมาณที่รับเงินรายได้แผ่นดิน

10. เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
เจ้าหนี้การค้า	9,544,690.92	5,089,812.32
เจ้าหนี้อื่น	-	161,413.00
ค่าสาธารณูปโภคค้างจ่าย	402,325.06	331,246.16
ใบสำคัญค้างจ่าย	91,038.77	181,970.00
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายอื่น	6,084,244.77	3,335,731.51
รวมเจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	**16,122,299.52**	**9,100,172.99**

11. เงินรับฝากระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
เงินจัดสรรค่าภาคหลวง	625,141,201.98	852,954,107.31
เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานปิโตรเลียม	106,270,797.14	117,730,715.13
เงินประกันผลงาน	162,300.00	-
เงินประกันอื่น	27,133,049.21	20,832,049.45
รวมเงินรับฝากระยะสั้น	**758,707,348.33**	**991,516,871.89**

เงินจัดสรรค่าภาคหลวง จำนวนทั้งสิ้น 3,734,429,483.31 บาท จัดสรรให้กับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 3,109,288,281.33 บาท คงเหลือ 625,141,201.98 บาท

เงินประกันอื่น ประกอบด้วย เงินประกันสัญญา จำนวน 8,625,049.21 บาท และเงินค่าสงวนพื้นที่ จำนวน 18,508,000.00 บาท รวมทั้งสิ้น 27,133,049.21 บาท

12. หนี้สินหมุนเวียนอื่น

หนี้สินหมุนเวียนอื่น ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 จำนวน 19,431,731.03 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาการศึกษาและรับทุน ปัจจุบันลูกหนี้รายดังกล่าวได้ชำระหนี้เสร็จสิ้นเรียบร้อยแล้ว

13. หนี้สินระยะยาว

หนี้สินระยะยาว ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 จำนวน 5,024,128.83 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาการศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ ในปี 2566 ได้ตัดจำหน่ายทั้งจำนวนพร้อมลูกหนี้อื่นระยะยาวตามหมายเหตุข้อ 6

14. เจ้าหนี้เงินโอนและรายการอุดหนุนระยะยาว

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม	31,764,809.39	31,827,939.39
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม	314,009,052.49	302,215,172.41
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล	2,416,773.27	2,416,773.27
บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ	10,021,007,113.00	10,021,007,113.00
เงินที่ได้รับมอบไว้เพื่อใช้จ่ายในกิจการ	68,720,000.00	-
เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม	-	11,471,421.15
รวมเจ้าหนี้เงินโอนและรายการอุดหนุนระยะยาว	**10,437,917,748.15**	**10,368,938,419.22**

บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ จำนวน 10,021,007,113.00 บาท คือเงินที่รับมอบจากผู้รับสัมปทาน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อนำไปจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้างหรือวัสดุอื่นใดสำหรับพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

15. เงินรับฝากระยะยาว

เงินรับฝากระยะยาว จำนวน 243,977,397.00 บาท เป็นเงินที่บริษัทผู้รับสัมปทานวางหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม

16. ภาระผูกพัน

- ภาระผูกพันตามสัญญาเช่าดำเนินงาน

หน่วยงานในฐานะผู้เช่ามีจำนวนเงินขั้นต่ำที่ต้องจ่ายในอนาคต ตามสัญญาเช่าดำเนินงานที่ไม่สามารถยกเลิกได้ ณ วันที่ 30 กันยายน 2566 และ 2565 ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
ไม่เกิน 1 ปี	9,609,228.00	9,609,228.00
เกิน 1 ปี แต่ไม่เกิน 5 ปี	1,113,228.00	10,722,456.00
รวม	**10,722,456.00**	**20,331,684.00**

- ภาระผูกพันตามสัญญาบริการอื่น ๆ

ณ วันที่ 30 กันยายน 2566 และ 2565 หน่วยงานมีภาระผูกพันที่เกิดจากสัญญาบริการอื่น ๆ จำแนกตามระยะเวลาของสัญญาได้ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
ไม่เกิน 1 ปี	12,744,000.00	12,744,000.00
เกิน 1 ปี แต่ไม่เกิน 5 ปี	-	12,744,000.00
รวม	**12,744,000.00**	**25,488,000.00**

17. รายได้จากงบประมาณ

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
รายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน		
รายได้จากงบบุคลากร	94,595,989.46	91,895,013.10
รายได้จากงบดำเนินงาน	57,365,488.41	56,724,575.83
รายได้จากงบลงทุน	12,776,585.80	13,198,900.00
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	22,741,275.53	22,401,566.94
รายได้จากงบกลาง	50,209,081.42	46,735,904.82
หัก เบิกเกินส่งคืนงบประมาณ	(4,161,635.72)	(6,499,552.26)
รวมรายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน - สุทธิ	**233,526,784.90**	**224,456,408.43**
รายได้จากงบประมาณปีก่อน ๆ (เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี เบิกจ่ายปีปัจจุบัน)		
รายได้จากงบดำเนินงาน	6,732,712.94	8,963,604.99
รายได้จากงบลงทุน	71,015.90	1,314,709.00
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	172,139,722.32	5,648,829.10
รายได้จากงบกลาง	9,350.00	193,985,921.58
รวมรายได้จากงบประมาณปีก่อน ๆ	**178,952,801.16**	**209,913,064.67**
รวมรายได้จากงบประมาณ	**412,479,586.06**	**434,369,473.10**

18. รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
รายได้ของหน่วยงานรับเงินจากหน่วยงานอื่น	7,289,200.00	5,815,600.00
รายได้จากการรับโอนสินทรัพย์ระหว่างหน่วยงาน	-	2,178.09
รายได้จากการบริจาค	26,105,946.57	15,708,269.81
รวมรายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	**33,395,146.57**	**21,526,047.90**

19. ค่าใช้จ่ายบุคลากร

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
เงินเดือน	79,051,758.10	76,911,196.16
ค่าตอบแทนพิเศษของผู้ได้รับเงินเดือนเต็มขั้น	15,167.04	-
ค่าล่วงเวลา	36,850.00	34,350.00
เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ	11,455,447.00	11,425,416.68
ค่าจ้าง	4,050,960.00	3,835,560.00
ค่ารักษาพยาบาล	8,947,068.51	6,500,395.58
เงินช่วยการศึกษาบุตร	459,700.00	496,180.00
เงินชดเชยสมาชิก กบข.	1,391,096.78	1,360,369.33
เงินสมทบ กบข.	2,086,645.13	2,040,553.99
เงินสมทบ กสจ.	121,528.80	115,066.80
เงินสมทบกองทุนประกันสังคม	338,251.00	273,274.00
เงินสมทบกองทุนทดแทน	11,726.00	17,561.00
ค่าตอบแทนเหมาจ่ายแทนการจัดหารถประจำตำแหน่ง	887,961.29	849,451.61
รวมค่าใช้จ่ายบุคลากร	**108,854,159.65**	**103,859,375.15**

20. ค่าบำเหน็จบำนาญ

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
บำนาญปกติ	27,431,346.68	26,471,374.68
เงินช่วยค่าครองชีพผู้รับเบี้ยหวัดบำนาญ	1,064,878.68	1,064,878.68
บำเหน็จรายเดือนสำหรับการเบิกเงินบำเหน็จลูกจ้าง	1,877,236.80	2,177,612.40
บำเหน็จดำรงชีพ	1,447,500.00	1,200,000.00
ค่ารักษาพยาบาล	5,324,453.94	4,982,478.20
เงินช่วยการศึกษาบุตร	57,200.00	52,400.00
รวมค่าบำเหน็จบำนาญ	**37,202,616.10**	**35,948,743.96**

21. ค่าใช้สอย

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
ค่าใช้จ่ายฝึกอบรม	6,539,403.42	10,169,479.64
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	2,331,474.44	583,268.94
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	21,148,413.37	21,475,281.64
ค่าแก๊สและน้ำมันเชื้อเพลิง	106,300.00	58,961.07
ค่าจ้างเหมาบริการ	15,569,579.90	14,705,147.26
ค่าธรรมเนียม	166,898,204.92	144,839,225.30
ค่าจ้างที่ปรึกษา	9,967,600.00	66,360,250.00
ค่าใช้จ่ายในการประชุม	1,307,670.00	1,641,442.00
ค่าเช่าอสังหาริมทรัพย์	22,854,280.20	22,867,120.20
ค่าจัดหาสินทรัพย์มูลค่าต่ำกว่าเกณฑ์	3,190,146.80	583,909.00
ค่าเช่าเบ็ดเตล็ด	1,618,858.88	1,805,505.37
ค่าใช้จ่ายผลักส่งเป็นรายได้แผ่นดิน	2,210.00	9,980.00
ค่าใช้สอยอื่น	1,026,510.29	765,426.54
รวมค่าใช้สอย	**252,560,652.22**	**285,864,996.96**

บัญชีค่าธรรมเนียม จำนวน 166,898,204.92 บาท เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการระงับข้อพิพาทระหว่างรัฐบาลกับผู้ฟ้องร้อง จำนวน 166,709,648.92 บาท และค่าธรรมเนียมการโอนเงินค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเพื่อจัดสรรให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 188,556.00 บาท

22. ค่าสาธารณูปโภค

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
ค่าบริการไปรษณีย์โทรเลขและขนส่ง	2,077,865.66	2,664,996.34
ค่าไฟฟ้า	3,657,370.39	3,088,013.15
ค่าประปา	5,509.87	5,275.40
ค่าโทรศัพท์	889,792.01	1,026,247.99
รวมค่าสาธารณูปโภค	**6,630,537.93**	**6,784,532.88**

23. ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	1,929,115.67	1,929,115.68
ครุภัณฑ์	8,242,021.99	7,329,192.58
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	2,502,491.06	12,962,618.32
รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	**12,673,628.72**	**22,220,926.58**

24. รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ปีปัจจุบัน และปีก่อน

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2566

(หน่วย : บาท)

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริม และการบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบดำเนินงาน	65,558,329.20	-	8,161,447.57	57,340,257.90	56,623.73
งบลงทุน	13,377,810.80	-	601,225.00	12,776,585.80	-
งบรายจ่ายอื่น	5,060,799.00	-	3,542,559.30	1,518,239.70	-
รวม	**83,996,939.00**	**-**	**12,305,231.87**	**71,635,083.40**	**56,623.73**
โครงการที่ 2 : โครงการการส่งเสริมบทบาทการกำกับดูแลและเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดหาทรัพยากรปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	27,048,100.00	-	4,776,000.00	21,979,941.64	292,158.36
รวม	**27,048,100.00**	**-**	**4,776,000.00**	**21,979,941.64**	**292,158.36**
โครงการที่ 3 : โครงการพัฒนาระบบบริหารจัดการแหล่งผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)					
งบรายจ่ายอื่น	59,645,600.00	56,753,900.00	-	2,890,000.00	1,700.00
รวม	**59,645,600.00**	**56,753,900.00**	**-**	**2,890,000.00**	**1,700.00**
โครงการที่ 4 : โครงการพัฒนาระบบบริหารจัดการด้านการประเมินศักยภาพเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อการกำกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและการเตรียมการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	38,861.00	-	-	-	38,861.00
รวม	**38,861.00**	**-**	**-**	**-**	**38,861.00**
รวมทั้งสิ้น	**170,729,500.00**	**56,753,900.00**	**17,081,231.87**	**96,505,025.04**	**389,343.09**
แผนงานบุคลากรภาครัฐ					
ผลผลิตที่ 1 : รายการค่าใช้จ่ายบุคลากรภาครัฐพัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
งบบุคลากร	94,558,165.10	-	-	94,558,165.10	-
งบดำเนินงาน	402,900.00	-	-	365,144.04	37,755.96
รวม	**94,961,065.10**	**-**	**-**	**94,923,309.14**	**37,755.96**
รวมทั้งสิ้น	**265,690,565.10**	**56,753,900.00**	**17,081,231.87**	**191,428,334.18**	**427,099.05**

รายงานฐานะเงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (ก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2566)

(หน่วย : บาท)

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2565			
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน			
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริมและบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
งบดำเนินงาน	3,537,246.12	3,518,284.84	18,961.28
งบลงทุน	71,015.90	71,015.90	-
รวม	**3,608,262.02**	**3,589,300.74**	**18,961.28**
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน			
โครงการที่ 2 : พัฒนาระบบบริหารจัดการแหล่งผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)			
งบรายจ่ายอื่น	170,723,275.73	167,427,068.72	3,296,207.01
รวม	**170,723,275.73**	**167,427,068.72**	**3,296,207.01**
รวมทั้งสิ้น	**174,331,537.75**	**171,016,369.46**	**3,315,168.29**

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2565

(หน่วย : บาท)

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
โครงการที่ 1 : การส่งเสริมบทบาทการกำกับดูแลและเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดหาทรัพยากรปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	3,739,200.00	-	-	3,714,600.00	24,600.00
รวม	**3,739,200.00**	**-**	**-**	**3,714,600.00**	**24,600.00**
โครงการที่ 2 : พัฒนาระบบบริหารจัดการแหล่งผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)					
งบรายจ่ายอื่น	188,134,400.00	170,723,275.73	-	17,378,324.27	32,800.00
รวม	**188,134,400.00**	**170,723,275.73**	**-**	**17,378,324.27**	**32,800.00**
โครงการที่ 3 : พัฒนาระบบบริหารจัดการด้านการประเมินศักยภาพเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อการกำกับดูแลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและการเตรียมการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	1,203,200.00	-	-	1,203,200.00	-
รวม	**1,203,200.00**	**-**	**-**	**1,203,200.00**	**-**
รวมทั้งสิ้น	**193,076,800.00**	**170,723,275.73**	**-**	**22,296,124.27**	**57,400.00**
แผนงานบุคลากรภาครัฐ					
ผลผลิตที่ 1 : รายการค่าใช้จ่ายบุคลากรภาครัฐพัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
งบบุคลากร	92,172,172.84	-	-	92,172,172.84	-
งบดำเนินงาน	290,835.00	-	-	290,835.00	-
รวม	**92,463,007.84**	**-**	**-**	**92,463,007.84**	**-**

(หน่วย : บาท)

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน					
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริม และการบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบดำเนินงาน	63,047,669.16	-	3,537,246.12	59,462,983.50	47,439.54
งบลงทุน	13,269,936.90	-	71,015.90	13,198,900.00	21.00
งบรายจ่ายอื่น	91,093.94	-	-	91,093.94	-
รวม	**76,408,700.00**	**-**	**3,608,262.02**	**72,752,977.44**	**47,460.54**
รวมทั้งสิ้น	**361,948,507.84**	**170,723,275.73**	**3,608,262.02**	**187,512,109.55**	**104,860.54**

รายงานฐานะเงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (ก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2565)

(หน่วย : บาท)

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564			
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน			
ผลผลิต : การส่งเสริมและบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
งบดำเนินงาน	6,184,362.75	6,179,343.50	5,019.25
งบลงทุน	1,314,709.00	1,314,709.00	-
รวม	**7,499,071.75**	**7,494,052.50**	**5,019.25**
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน			
ผลผลิต : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านการประกอบกิจการปิโตรเลียม			
งบรายจ่ายอื่น	2,619,729.60	2,619,729.60	-
รวม	**2,619,729.60**	**2,619,729.60**	**-**
รวมทั้งสิ้น	**10,118,801.35**	**10,113,782.10**	**5,019.25**

งบกลาง

(หน่วย : บาท)

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบริหารเพื่อรองรับกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น			
ผลผลิต : เพื่อดำเนินการระงับข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการระหว่างราชอาณาจักรไทยกับผู้รับสัมปทาน			
งบรายจ่ายอื่น	129,834,688.74	129,834,688.74	-
รวม	**129,834,688.74**	**129,834,688.74**	**-**
ผลผลิต : ค่าใช้จ่ายในการจ้างที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการประเมินสภาพสิ่งติดตั้ง อุปกรณ์การผลิต อุปกรณ์สนับสนุน และทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมในแปลงสำรวจที่กำลังจะสิ้นอายุสัมปทาน			
งบรายจ่ายอื่น	58,650,000.00	58,650,000.00	-
รวม	**58,650,000.00**	**58,650,000.00**	**-**
รวมทั้งสิ้น	**188,484,688.74**	**188,484,688.74**	**-**

10.5 รายงานรายได้แผ่นดิน

Public Revenue Report

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2566

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ		
รายได้แผ่นดิน - ภาษี (ภาษีทรัพยากรธรรมชาติ		
รายได้ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม)	35,582,252,460.26	38,210,937,445.62
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	31,812,917,486.81	13,982,876,167.51
รวมรายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ	**67,395,169,947.07**	**52,193,813,613.13**
หัก รายได้แผ่นดินถอนคืนจากคลัง	-	-
รายได้แผ่นดินจัดสรรตามกฎหมาย	-	-
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บสุทธิ	**67,395,169,947.07**	**52,193,813,613.13**
รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	63,591,930,657.34	50,666,676,693.64
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	**3,803,239,289.73**	**1,527,136,919.49**
ปรับ รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	3,803,239,289.73	1,527,136,919.49
รายการรายได้แผ่นดินสุทธิ	**-**	**-**

(หน่วย : บาท)

	2566	2565
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี		
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		
รายได้ค่าธรรมเนียมปิโตรเลียม	1,912,000.00	5,909,801.57
รายได้ค่าธรรมเนียมสัมปทาน	291,520.00	443,680.00
รายได้ค่าธรรมเนียมการบริการอื่น	642.50	-
รายได้ค่าขายหนังสือราชการ	16,948,101.26	14,388,784.95
รวมรายได้จากการขายสินค้าและบริการ	**19,152,263.76**	**20,742,266.52**
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก		
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝากที่สถาบันการเงิน	4,845,183.99	2,809,243.33
รวมรายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก	**4,845,183.99**	**2,809,243.33**
รายได้อื่น		
รายได้จากการริบทรัพย์และการชดเชยค่าเสียหาย	1,964,270.80	-
รายได้เงินชดใช้จากการผิดสัญญาการศึกษาและดูงาน	18,350,051.57	342,340.83
รายได้จากค่าปรับอื่น	16,586,663.71	12,014.37
เงินเหลือจ่ายปีเก่า	979,466.86	323,595.45
รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น	31,751,039,586.12	13,958,646,707.01
รวมรายได้อื่น	**31,788,920,039.06**	**13,959,324,657.66**
รวมรายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	**31,812,917,486.81**	**13,982,876,167.51**

รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น จำนวน 31,751,039,586.12 บาท ส่วนใหญ่เป็นค่าปิโตรเลียมส่วนที่เป็นส่วนแบ่งกำไรจากผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต และส่วนแบ่งกำไรจากองค์กรร่วมไทย - มาเลเซีย

10.6 รายงานการประเมินส่วนราชการตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพในการปฏิบัติราชการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2566

ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2565 - 30 กันยายน 2566

Performance Base	Potential Base	คะแนนรวม	สรุปผลการประเมิน
70.00 คะแนน	29.51 คะแนน	99.51 คะแนน	● ระดับคุณภาพ

	ประเด็นการประเมิน	น้ำหนัก	เป้าหมาย ขั้นต้น (50)	เป้าหมาย มาตรฐาน (75)	เป้าหมาย ขั้นสูง (100)	ผลการดำเนินงาน	คะแนน	คะแนนถ่วงน้ำหนัก
องค์ประกอบที่ 1 : การประเมินประสิทธิภาพการดำเนินงาน (Performance Based) ร้อยละ 70								
1.	ระดับความสำเร็จในการประเมินผลการบังคับใช้กฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม	19	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	100.00	19.00
2.	ระดับความสำเร็จในการบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่จะสิ้นอายุสัญญาในปี 2572 ของแปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย*	0	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	-	0.00	0.00
3.	ระดับความสำเร็จในการพัฒนาระบบดิจิทัลเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียม	19	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	100.00	19.00
4.	ระดับความสำเร็จในการจัดทำร่างระเบียบและกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานและพัฒนาเทคโนโลยีการดักจับ ใช้ประโยชน์และกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Utilization and Storage : CCUS) ในชั้นหินทางธรณีวิทยา (Geological Formation) ของประเทศไทย	19	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	100.00	19.00
5.	การจัดทำแผนปฏิบัติการด้านพลังงาน พ.ศ. 2566 - 2580 (แผนพลังงานชาติ) เพื่อสนับสนุนการลดการปล่อย CO_2 ในภาคพลังงาน** 1	13	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	100.00	13.00
องค์ประกอบที่ 2 : การประเมินศักยภาพในการดำเนินงาน (Potential Based) ร้อยละ 30								
6.	การพัฒนาองค์การสู่ดิจิทัล : การพัฒนาระบบบัญชีข้อมูล (Data Catalog) เพื่อนำไปสู่การเปิดเผยข้อมูลภาครัฐ (Open Data)	15	50.00 (คะแนน)	75.00 (คะแนน)	100.00 (คะแนน)	100.00 (คะแนน)	100.00	15.00
7.	การประเมินสถานะของหน่วยงานในการเป็นระบบราชการ 4.0 (PMQA 4.0)	15	445.00 (คะแนน)	456.63 (คะแนน)	468.25 (คะแนน)	466.72 (คะแนน)	96.71	14.51
น้ำหนักรวม		**100**	**คะแนนรวม**					**99.51**

หมายเหตุ * หมายถึง ยกเลิกตัวชี้วัด, ** หมายถึง เปลี่ยนแปลงเกณฑ์การประเมิน, *** หมายถึง ปรับคะแนนเนื่องจากมีการปรับผลการดำเนินงาน,
N/A หมายถึง ยังไม่ประกาศผลการดำเนินงาน

คำอธิบาย : เกณฑ์การประเมิน

- ● หมายถึง ระดับคุณภาพ มีคะแนนผลการดำเนินงานอยู่ระหว่าง 90.00 - 100.00 คะแนน
- ● หมายถึง ระดับมาตรฐานขั้นสูง มีคะแนนผลการดำเนินงานอยู่ระหว่าง 75.00 - 89.99 คะแนน
- ● หมายถึง ระดับมาตรฐานขั้นต้น มีคะแนนผลการดำเนินงานอยู่ระหว่าง 60.00 - 74.99 คะแนน
- ● หมายถึง ระดับต้องปรับปรุง มีคะแนนผลการดำเนินงานต่ำกว่า 60.00 คะแนน

คำอธิบาย : Joint KPI

- 1 หมายถึง Joint KPI ประเด็นลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
- 2 หมายถึง Joint KPI ประเด็นความมั่นคงด้านน้ำอุปโภคบริโภค
- 3 หมายถึง Joint KPI ประเด็นรายได้จากการท่องเที่ยว

11 Appendices

ภาคผนวก

11.1 สถิติย้อนหลัง 5 ปี
5 Year Look Back

กิจกรรม Activity	2562 2019	2563 2020	2564 2021	2565 2022	2566 2023
สัมปทานปิโตรเลียม **Petroleum Concessions**					
จำนวนสัมปทาน Concessions	38	38	36	35	34
จำนวนแปลงสำรวจ Exploration Blocks	48	48	46	50	47
สัญญาแบ่งปันผลผลิต **Production Sharing Contracts (PSC)**					
จำนวนสัญญา Contracts	-	-	-	2	5
จำนวนแปลงสำรวจ Exploration Blocks	-	-	-	2	5
การสำรวจธรณีฟิสิกส์ **Geophysical Surveys**					
การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 2 มิติ (กม.) 2D seismic surveys (km.)	-	-	-	-	-
การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (ตร.กม.) 3D Seismic surveys (sq.km.)	170	-	-	-	-
การเจาะ **Drilling**					
หลุมสำรวจ (หลุม)[1] Exploratory wells[1]	22	9	11	16	19
หลุมพัฒนา (หลุม) Development wells	500	342	271	353	606
ปริมาณการขาย (ระบบสัมปทาน) **Sale Volume (Concession)**					
ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Bcf)	1,059	965	906	867	360
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	34.1	27.9	26.8	20	13.1
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	49.7	45.6	37.3	28.3	23.3

กิจกรรม Activity	2562 2019	2563 2020	2564 2021	2565 2022	2566 2023
ปริมาณการขาย (ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต) **Sale Volume (PSC)**					
ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Bcf)	-	-	-	103	357
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	-	-	-	2.8	10.0
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	-	-	-	1.5	3.4
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ 31 ธันวาคม[2] **Proved Reserves at December 31[2]**					
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Tcf)	6.05	4.88	3.44	4.65	4.58
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	155.72	127.21	86.42	131.29	127.89
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	136.88	125.54	94.67	76.70	111.99
รายได้ของรัฐ (ระบบสัมปทาน) **Govt. Revenue (Concession)**					
มูลค่าปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Value (billion baht)	375.5	274.3	301.1	300	190.2
ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Royalty (billion baht)	45.1	33	35.7	35.3	22.0
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (พันล้านบาท)[3] SRB (billion baht)[3]	1.1	0.015	0.014	0.866	3.810
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (พันล้านบาท)[3] Petroleum Income tax (billion baht)[3]	84.1	70.9	49.9	63.1	48.9
รายได้ของรัฐ (ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต) **Govt. Revenue (PSC)**					
มูลค่าปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Value (billion baht)	-	-	-	30.3	91.0
ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Royalty (billion baht)	-	-	-	3	9.0
ส่วนแบ่งกำไร (พันล้านบาท) Profit Sharing (billion baht)	-	-	-	8.3	25.2
การจัดสรรค่าภาคหลวง (ล้านบาท) **Royalty Allocation (Million Baht)**					
องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม TAOs in producing areas	845.65	518.42	720.35	1,009	865
อบต. และเทศบาลทั่วประเทศ TAOs and other municipalities nationwide	845.65	518.42	720.35	1,009	865
องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) PAOs in producing areas	845.65	518.42	720.35	1,009	865

1 รวมหลุมประเมินผล
1 Including appraisal wells
3 จัดเก็บในเดือนพฤษภาคมถึงสิงหาคมของปีถัดไป
3 Collected in May to August of the following year
2 รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
2 Including half of MTJDA
*รวมระบบสัมปทานและระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต
*Including Concession and PSC

11.2 ปริมาณขาย มูลค่าปิโตรเลียมและค่าภาคหลวง (รายปี)

Sales Volume, Value and Royalty (Annual)

Natural Gas

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2020	2021	2022	2023	TOTAL
Erawan								
Sales (MMCF)	614,049.61	995,249.96	960,353.57	699,274.66	54,100.56	9,721.38		3,332,749.74
Value (MMBaht)	34,280.72	59,180.99	111,686.21	132,348.58	7,825.98	1,215.08		346,537.56
Royalty (MMBaht)	4,303.03	7,397.61	13,960.77	16,543.57	978.25	151.89		43,335.11
Baanpot + South Satun + S Baanpot								
Sales (MMCF)	76,693.50	239,899.98	213,285.24	271,761.30	25,365.42	5,442.83		832,448.26
Value (MMBaht)	4,439.66	16,545.39	27,432.14	54,130.85	3,956.44	842.23		107,346.71
Royalty (MMBaht)	554.95	2,068.14	3,429.02	6,766.36	494.56	105.28		13,418.30
Satun + Pladang + Trat + Pladang_PLCPP2 + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + South Trat +Trat 11A + Trat U3								
Sales (MMCF)	327,300.43	755,173.32	663,321.24	968,654.90	60,973.23	11,955.37	1,277.27	2,788,655.76
Value (MMBaht)	19,128.17	52,599.29	81,759.86	198,849.89	10,337.38	2,234.19	275.80	365,184.59
Royalty (MMBaht)	2,391.02	6,574.96	10,220.11	24,856.24	1,292.17	279.27	34.48	45,648.25
Platong + Kaphong + Surat + Plamuk + North Kung + SW. Platong + South Platong + SW Platong_U2+Kapong 10A+Kapong U3+Platong U3								
Sales (MMCF)	161,373.79	291,320.34	350,232.46	1,154,159.87	69,360.50	9,815.13		2,036,262.09
Value (MMBaht)	9,160.55	18,860.54	42,306.50	213,936.51	9,376.95	904.92		294,545.97
Royalty (MMBaht)	1,145.07	2,357.18	5,288.31	26,742.06	1,172.12	113.33		36,818.08
Funan + Jakrawan + West Jakrawan + Gomin + Dara + S Gomin								
Sales (MMCF)		669,706.46	930,856.38	897,355.07	63,397.14	9,692.96		2,571,008.01
Value (MMBaht)		47,703.06	114,118.41	179,479.49	10,373.72	1,805.60		353,480.27
Royalty (MMBaht)		5,962.84	14,264.80	22,434.94	1,296.71	225.70		44,184.99
Pailin + Morakot+North Pailin + North West Moragot + South Pailin								
Sales (MMCF)		81,689.02	1,212,690.63	1,324,685.34	143,716.73	146,683.80	146,111.44	3,055,576.96
Value (MMBaht)		7,329.23	189,198.51	285,278.80	25,543.54	25,456.39	32,948.56	565,755.04
Royalty (MMBaht)		916.15	23,649.81	35,659.85	3,192.94	3,182.05	4,118.57	70,719.38
Yala 10A + Yala U2 + Yala U3								
Sales (MMCF)			182,606.64	204,367.21	8,252.51	3,469.55	166.02	398,861.93
Value (MMBaht)			23,118.51	38,405.06	1,093.35	520.36	33.44	63,170.73
Royalty (MMBaht)			2,889.81	4,800.63	136.67	65.05	4.18	7,896.34
Bongkot + Bongkot South								
Sales (MMCF)		981,419.17	2,065,079.60	3,038,919.78	309,012.57	495,885.59	45,683.23	6,935,999.94
Value (MMBaht)		76,698.06	326,174.82	660,983.99	64,607.40	63,679.39	12,512.85	1,204,656.50
Royalty (MMBaht)		9,587.25	40,771.85	82,633.89	8,075.92	7,960.88	1,531.60	1,531.60
Arthit								
Sales (MMCF)			371,206.41	855,962.42	87,232.12	107,313.83	119,153.28	1,540,868.05
Value (MMBaht)			55,187.03	174,966.04	16,082.55	26,453.45	32,914.97	305,604.02
Royalty (MMBaht)			6,898.38	21,870.75	2,010.32	3,306.81	4,111.73	38,198.00
Sirikit + Sirikit West + Pru Krathiam								
Sales (MMCF)	52,656.31	136,727.29	124,185.67	71,379.84	2,805.18	2,794.81	1,505.91	392,055.01
Value (MMBaht)	1,838.35	7,115.32	7,570.40	5,806.41	553.01	598.34	314.99	23,796.82
Royalty (MMBaht)	229.79	898.40	946.30	725.80	95.18	74.79	39.37	3,009.64
Nam Phong								
Sales (MMCF)	26.46	249,578.55	127,857.75	40,823.48	2,741.87	2,589.10	2,352.25	425,969.46
Value (MMBaht)	0.86	14,502.04	17,180.29	7,376.30	445.22	567.96	457.08	40,529.75
Royalty (MMBaht)	0.11	1,812.75	2,147.54	922.04	55.65	71.00	57.14	5,066.21

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2020	2021	2022	2023	TOTAL
Tantawan								
Sales (MMCF)		71,808.51	144,858.85	33,542.27				250,209.63
Value (MMBaht)		7,094.31	15,824.22	4,915.73				27,834.26
Royalty (MMBaht)		718.10	2,153.12	620.64				3,491.85
Benchamas+Benchamas North+ Maliwan + Jarmjuree								
Sales (MMCF)		43,367.56	522,980.56	304,113.91	13,125.93	14,329.47	7,549.40	905,466.83
Value (MMBaht)		3,957.16	68,152.04	50,442.59	1,735.20	3,343.01	1,975.30	129,605.31
Royalty (MMBaht)		494.55	9,202.07	6,244.61	173.96	316.10	171.70	16,602.99
Rajpruek								
Sales (MMCF)			13,354.02	3,671.74				17,025.76
Value (MMBaht)			1,728.58	603.56				2,332.14
Royalty (MMBaht)			216.07	75.45				291.52
Sinphuhorm								
Sales (MMCF)			126,634.77	344,281.28	33,004.89	35,313.89	33,389.26	572,624.09
Value (MMBaht)			27,172.40	65,972.58	5,261.27	8,559.95	6,858.86	113,825.06
Royalty (MMBaht)			3,396.55	8,240.68	663.11	1,069.99	855.15	14,225.48
Lanta + Surin								
Sales (MMCF)			3,778.96	14,856.95	374.02	539.77	191.43	19,741.14
Value (MMBaht)			652.20	1,189.74	51.16	128.28	50.49	2,071.86
Royalty (MMBaht)			50.30	77.66	2.77	6.66	2.60	139.99
Yungthong								
Sales (MMCF)			1,672.96	25,763.96	503.37	334.85	66.18	28,341.31
Value (MMBaht)			230.44	4,702.00	65.75	54.53	13.66	5,066.39
Royalty (MMBaht)			12.15	250.99	3.29	2.71	0.68	269.82
Chaba								
Sales (MMCF)			3,381.07	20,249.58	4,212.43	3,095.07	754.50	31,692.65
Value (MMBaht)			464.09	2,750.54	487.25	510.02	147.50	4,359.40
Royalty (MMBaht)			61.91	336.66	49.31	47.38	8.44	503.70
Pakarang + Pakarang South								
Sales (MMCF)			0.00	269,462.74	17,673.31	2,496.83		289,632.87
Value (MMBaht)			0.00	51,487.44	2,584.29	349.83		54,421.56
Royalty (MMBaht)			0.00	6,435.93	323.04	43.73		6,802.70
Burapa								
Sales (MMCF)			0.00	412.99				412.99
Value (MMBaht)			0.00	19.14				19.14
Royalty (MMBaht)			0.00	0.96				0.96
G8/50								
Sales (MMCF)			0.00	725.07				725.07
Value (MMBaht)			0.00	133.34				133.34
Royalty (MMBaht)			0.00	6.67				6.67
G12/48								
Sales (MMCF)				9,857.92	7,558.46	3,964.21	2,294.52	23,675.11
Value (MMBaht)				2,456.24	1,804.80	1,116.71	631.41	6,009.15
Royalty (MMBaht)				126.17	94.83	56.11	31.60	308.71
Na sanun East								
Sales (MMCF)				20.60				20.60
Value (MMBaht)				1.34				1.34
Royalty (MMBaht)				0.07				0.07
MGWH G7/50								
Sales (MMCF)				390.58	3,227.48	1,592.52	281.16	5,491.73
Value (MMBaht)				76.19	587.16	271.75	66.14	1,001.24
Royalty (MMBaht)				3.81	29.43	13.59	3.31	50.13
TOTAL NATURAL GAS								
Sales (MMCF)	1,232,100.08	4,515,940.16	8,018,336.78	10,554,693.44	906,637.72	867,030.95	360,775.85	26,455,515.00
Value (MMBaht)	68,848.31	311,585.38	1,109,956.66	2,136,312.37	162,772.42	138,611.98	89,201.05	4,017,288.17
Royalty (MMBaht)	8,623.97	38,787.94	139,558.87	266,376.41	20,140.23	17,092.31	10,970.54	501,550.26

Condensate

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate								
PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2020	2021	2022	2023	TOTAL
Erawan								
Sales (MBBL)	22,101.94	33,243.95	35,198.46	23,920.46	1,298.37	261.57		116,024.76
Value (MMBaht)	12,257.33	18,677.07	66,274.84	57,786.10	2,664.27	811.11		158,470.72
Royalty (MMBaht)	1,517.01	2,334.62	8,284.36	7,223.26	333.03	101.39		19,793.67
Baanpot + S Baanpot								
Sales (MBBL)	3,111.72	1,691.26	5,633.72	9,868.23	967.37	190.53		21,462.83
Value (MMBaht)	1,613.91	1,058.88	12,874.87	21,694.73	1,981.20	589.57		39,813.15
Royalty (MMBaht)	199.92	132.35	1,609.36	2,711.84	247.65	73.70		4,974.82
Satun + South Satun								
Sales (MBBL)	10,286.84	28,642.68	14,296.33	15,043.88	1,278.83	252.01		69,800.56
Value (MMBaht)	4,924.60	15,728.47	25,828.23	32,445.36	2,656.48	785.29		82,368.43
Royalty (MMBaht)	643.49	1,966.02	3,228.53	4,055.67	332.06	98.16		10,323.93
Platong + Kaphong + SW. Platong + South Platong + SW. Platong U2 + Platong U3 + Dara								
Sales (MBBL)	8,409.88	11,980.88	737.40	30,957.90	915.11	46.87		53,048.06
Value (MMBaht)	4,031.58	6,980.73	796.69	64,414.07	1,777.38	141.60		78,142.05
Royalty (MMBaht)	496.95	872.56	99.59	8,051.76	222.17	17.70		9,760.73
Funan								
Sales (MBBL)		17,218.76	17,036.36	11,847.18	681.88	52.28		46,836.46
Value (MMBaht)		9,519.40	32,569.72	27,371.18	1,391.57	168.38		71,020.26
Royalty (MMBaht)		1,189.90	4,071.22	3,421.40	173.95	21.05		8,877.51
Jakrawan + West Jakrawan								
Sales (MBBL)		3,758.65	7,344.75	8,090.85	654.02	132.69		19,980.96
Value (MMBaht)		2,560.27	14,924.61	18,072.48	1,319.52	425.37		37,302.25
Royalty (MMBaht)		320.01	1,865.58	2,259.06	164.94	53.17		4,662.75
Surat								
Sales (MBBL)		1,600.38						1,600.38
Value (MMBaht)		776.81						776.81
Royalty (MMBaht)		97.36						97.36
Gomin + S Gomin								
Sales (MBBL)		3,393.68	6,270.21	14,394.64	1,026.42	213.17		25,298.12
Value (MMBaht)		2,085.75	10,721.51	32,054.86	2,169.08	658.53		47,689.72
Royalty (MMBaht)		260.69	1,339.03	4,006.86	271.13	82.32		5,960.03
Pladang + Trat + Pladang_PLCPP2 + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + South Trat + Trat 11A + Trat U3								
Sales (MBBL)		2,430.88	9,619.17	17,036.80	675.10	125.31	18.15	29,905.41
Value (MMBaht)		2,068.41	16,834.41	36,931.57	1,382.29	392.73	47.60	57,657.00
Royalty (MMBaht)		258.53	2,104.30	4,616.45	172.79	49.09	5.95	7,207.11
Plamuk								
Sales (MBBL)		146.36	0.90	0.46				147.73
Value (MMBaht)		119.60	0.93	0.86				121.39
Royalty (MMBaht)		14.94	0.12	0.11				15.16
Pailin + Morakot + North Pailin + North West Moragot + South Pailin								
Sales (MBBL)		5,290.09	53,958.13	57,398.08	5,718.24	5,722.78	5,667.57	133,754.89
Value (MMBaht)		4,879.21	107,337.55	132,184.32	12,185.60	18,240.87	14,913.26	289,740.80
Royalty (MMBaht)		609.51	13,417.19	16,523.04	1,523.20	2,280.11	1,864.16	36,217.21

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2020	2021	2022	2023	TOTAL
Arthit								
Sales (MBBL)			17,395.54	38,460.48	4,536.87	5,866.62	5,815.93	**72,075.43**
Value (MMBaht)			42,412.51	90,350.05	9,787.42	19,589.00	15,629.66	**177,768.63**
Royalty (MMBaht)			5,301.56	11,293.76	1,223.43	2,448.63	1,931.50	**22,198.87**
Bongkot + Bongkot South								
Sales (MBBL)		23,803.66	64,439.47	94,487.32	8,112.48	6,763.33	1,498.43	**199,104.68**
Value (MMBaht)		15,768.02	121,455.44	214,420.45	17,019.10	21,708.01	3,816.83	**394,187.85**
Royalty (MMBaht)		1,970.98	15,181.93	26,802.56	2,127.39	2,713.50	477.10	**49,273.46**
Sinphuhorm								
Sales (MBBL)			660.75	1,297.17	94.44	95.30	78.39	**2,226.03**
Value (MMBaht)			1,502.86	2,929.61	196.28	281.66	184.12	**5,094.53**
Royalty (MMBaht)			187.86	366.20	24.54	35.21	23.01	**636.82**
Pakarang + Pakarang South								
Sales (MBBL)				9,589.16	446.58	95.19		**10,130.93**
Value (MMBaht)				21,895.52	966.88	298.83		**23,161.23**
Royalty (MMBaht)				2,736.94	120.86	37.35		**2,895.15**
G12/48								
Sales (MBBL)				200.10	200.11	80.04	40.04	**520.28**
Value (MMBaht)				271.56	396.28	274.35	100.92	**1,043.11**
Royalty (MMBaht)				15.10	22.06	14.14	5.10	**56.40**
G8/50								
Sales (MBBL)				31.07				**31.07**
Value (MMBaht)				59.15				**59.15**
Royalty (MMBaht)				2.96				**2.96**
Morakot G7/50								
Sales (MBBL)				33.22	213.47	129.61	18.45	**394.75**
Value (MMBaht)				43.57	464.86	412.11	48.89	**969.43**
Royalty (MMBaht)				2.18	23.33	20.61	2.44	**48.56**
Chaba								
Sales (MBBL)							0.43	**0.43**
Value (MMBaht)							1.09	**1.09**
Royalty (MMBaht)							0.07	**0.07**
TOTAL CONDENSATE								
Sales (MBBL)	43,910.39	133,201.24	232,591.19	332,657.01	26,819.26	20,027.31	13,137.36	802,343.75
Value (MMBaht)	22,827.42	80,222.62	453,534.16	752,925.44	56,358.19	64,777.40	34,742.37	1,465,387.59
Royalty (MMBaht)	2,857.37	10,027.47	56,690.61	94,089.13	6,982.53	8,046.12	4,309.34	183,002.56

Crude Oil (and LPG*)

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)								
PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2020	2021	2022	2023	TOTAL
Sirikit (LPG)								
Sales (MMKG)*	41.10	1,018.18	946.74	866.29	67.74	64.69	59.48	3,064.23
Value (MMBaht)	251.51	6,856.25	9,831.40	10,325.73	977.40	1,039.18	1,026.87	30,308.34
Royalty (MMBaht)	31.44	857.02	1,228.93	1,290.72	122.18	129.90	128.36	3,788.53
Platong + Platong U3 + South Platong								
Sales (MBBL)			4,086.90	6,520.03	1,347.50	368.18		12,322.60
Value (MMBaht)			6,551.73	11,916.47	3,025.06	1,271.95		22,765.21
Royalty (MMBaht)			818.97	1,489.56	378.13	158.99		2,845.65
Kaphong + Kaphong 10A + Kaphong U3								
Sales (MBBL)			8,590.03	19,216.83	662.36	142.22	185.75	28,797.18
Value (MMBaht)			20,067.58	41,368.39	1,384.20	485.96	551.74	63,857.86
Royalty (MMBaht)			2,508.45	5,171.05	173.02	60.74	68.97	7,982.23
Plamuk								
Sales (MBBL)			48,122.25	44,641.88	2,507.43	439.39		95,710.94
Value (MMBaht)			107,806.51	115,850.55	5,626.92	1,459.81		230,743.80
Royalty (MMBaht)			13,475.81	14,481.32	703.36	182.48		28,842.96
Surat								
Sales (MBBL)			6,779.13	6,835.43	322.26	46.72		13,983.53
Value (MMBaht)			15,238.54	19,163.73	732.60	168.43		35,303.29
Royalty (MMBaht)			1,904.82	2,395.47	91.57	21.05		4,412.91
Yala + Yala 10A + Yala U2 + Yala U3								
Sales (MBBL)			28,544.08	21,130.00	1,365.46	486.31	119.78	51,645.63
Value (MMBaht)			66,627.53	50,880.18	3,108.56	1,672.23	383.57	122,672.08
Royalty (MMBaht)			8,328.44	6,360.02	388.57	209.03	47.95	15,334.01
Pladang + Trat + Satun + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + Pladang_PLCPP2								
Sales (MBBL)			210.73	1,025.15	71.95	28.88	21.12	1,357.84
Value (MMBaht)			499.72	2,057.92	162.37	102.78	63.90	2,886.69
Royalty (MMBaht)			62.47	257.24	20.30	12.85	7.99	360.84
Jasmine								
Sales (MBBL)			33,150.69	47,802.12	3,758.14	3,544.53	3,435.71	91,691.19
Value (MMBaht)			77,055.89	113,866.56	8,303.72	12,026.62	9,942.13	221,194.92
Royalty (MMBaht)			9,631.99	14,233.32	1,037.96	1,503.33	1,242.77	27,649.37
Sirikit et al.								
Sales (MBBL)	50,191.72	77,141.28	72,352.20	102,448.43	9,626.45	9,423.64	9,054.95	330,238.66
Value (MMBaht)	24,559.24	40,821.30	129,679.21	222,857.82	19,574.95	29,716.47	23,675.97	490,884.96
Royalty (MMBaht)	3,069.90	5,102.71	16,209.90	27,857.23	2,446.87	3,714.56	2,959.50	61,360.66
Nang Nuan								
Sales (MBBL)	475.75	4,030.71	1,124.11		0.00			5,630.57
Value (MMBaht)	156.14	1,897.89	2,553.78		0.00			4,607.82
Royalty (MMBaht)	19.52	237.22	319.22		0.00			575.96
Kamphang Saen + U-Thong + Sangkrajai								
Sales (MBBL)		3,097.05	1,915.24	1,088.90	71.72	78.49	50.72	6,302.12
Value (MMBaht)		1,320.56	3,155.16	2,495.01	157.76	288.27	149.35	7,566.12
Royalty (MMBaht)		65.54	157.75	124.75	7.89	14.41	7.47	377.82
Bung Ya + Bung Muang + Nong Sa								
Sales (MBBL)		1,247.72	4,128.91	5,017.54	227.14	152.14	164.71	10,938.16
Value (MMBaht)		659.69	7,890.72	11,524.36	475.89	558.85	488.01	21,597.51
Royalty (MMBaht)		32.96	394.54	576.22	23.79	27.94	24.40	1,079.85
Wichian Buri + Nasanun + WBEXT-3 + POE Na sanun East + Borang North								
Sales (MBBL)		444.41	8,992.08	7,716.72	165.76	182.95	152.33	17,654.25
Value (MMBaht)		215.18	19,322.10	16,175.14	355.35	634.23	431.97	37,133.96
Royalty (MMBaht)		10.57	1,273.01	868.95	17.77	31.71	21.60	2,223.60

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2020	2021	2022	2023	TOTAL
Tantawan								
Sales (MBBL)		8,482.93	19,539.55	6,603.97				**34,626.45**
Value (MMBaht)		6,977.77	37,445.60	18,075.12				**62,498.49**
Royalty (MMBaht)		872.84	5,087.72	2,310.80				**8,271.36**
Benchamas + Maliwan + Jarmjuree + Benchamas North + Jarmjuree North								
Sales (MBBL)		9,576.23	141,791.08	77,348.86	4,207.22	3,520.95	1,705.54	**238,149.88**
Value (MMBaht)		11,419.23	280,003.69	194,431.66	9,287.60	12,189.22	4,802.99	**512,134.40**
Royalty (MMBaht)		1,490.29	38,033.79	24,169.25	958.80	1,176.26	451.78	**66,280.17**
Rajapruek + Lanta + Surin								
Sales (MBBL)			14,332.96	21,319.85	1,095.44	785.43	289.41	**37,823.08**
Value (MMBaht)			35,254.35	53,116.69	2,414.22	2,726.52	817.58	**94,329.37**
Royalty (MMBaht)			3,428.03	3,805.10	132.09	144.16	42.08	**7,551.47**
Bauluang								
Sales (MBBL)			7,152.53	33,621.81	2,718.79	2,105.21	1,796.68	**47,395.02**
Value (MMBaht)			13,923.21	77,512.66	5,784.73	7,030.47	5,149.35	**109,400.43**
Royalty (MMBaht)			1,168.01	6,493.73	456.40	550.42	400.83	**9,069.39**
Songkhla								
Sales (MBBL)			4,487.75	40,897.41				**45,385.15**
Value (MMBaht)			9,258.02	103,985.20				**113,243.22**
Royalty (MMBaht)			716.86	9,931.47				**10,648.32**
Yungthong								
Sales (MBBL)			629.05	5,421.93	46.39	16.45	17.30	**6,131.12**
Value (MMBaht)			1,563.66	14,843.37	98.37	61.06	51.35	**16,617.81**
Royalty (MMBaht)			83.51	859.58	4.92	3.05	2.57	**953.63**
Chaba								
Sales (MBBL)			3,115.29	7,549.02	918.73	341.15	308.59	**12,232.78**
Value (MMBaht)			7,518.19	17,287.64	2,167.46	1,199.91	923.47	**29,096.68**
Royalty (MMBaht)			1,007.83	2,133.01	225.66	122.55	90.65	**3,579.69**
North Kung								
Sales (MBBL)			228.77	2,047.22		0.31		**2,276.29**
Value (MMBaht)			568.72	5,543.21		1.08		**6,113.01**
Royalty (MMBaht)			71.09	692.90		0.13		**764.13**
Arunothai								
Sales (MBBL)			8.39	13.83			17.25	**39.47**
Value (MMBaht)			20.14	42.94			53.41	**116.48**
Royalty (MMBaht)			1.01	2.15			2.67	**5.82**
Burapa								
Sales (MBBL)			86.88	1,196.30		4.09	3.91	**1,291.17**
Value (MMBaht)			197.50	2,875.48		13.98	11.38	**3,098.33**
Royalty (MMBaht)			9.87	143.77		0.70	0.57	**154.92**
L53A+L53B + L53D + L53G+AA+DD+SouthAA								
Sales (MBBL)			28.68	3,511.28	1,018.29	769.27	749.10	**6,076.62**
Value (MMBaht)			61.67	6,945.34	2,186.21	2,705.94	2,135.73	**14,034.89**
Royalty (MMBaht)			3.08	353.99	117.38	138.68	107.87	**720.99**
Bung Krathiam								
Sales (MBBL)			0.70	10.75				**11.45**
Value (MMBaht)			1.63	24.53				**26.15**
Royalty (MMBaht)			0.08	1.23				**1.31**
L33								
Sales (MBBL)			41.73	404.65	7.39	5.00	22.34	**481.11**
Value (MMBaht)			96.62	904.42	15.75	17.71	70.97	**1,105.46**
Royalty (MMBaht)			4.83	45.22	0.79	0.89	3.55	**55.27**

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2020	2021	2022	2023	TOTAL
Nong Phuk Chi								
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	1,996.26	242.54	283.27	370.01	2,892.09
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	3,561.21	524.75	1,041.15	1,092.65	6,219.76
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	178.42	26.24	52.06	54.63	311.34
SW. Platong + SW Platong_U2								
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	1,688.99	145.15	87.81		1,921.95
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	3,032.34	315.90	312.89		3,661.13
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	379.04	39.49	39.11		457.64
Pakarang								
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	9,194.78	625.16	137.69		9,957.62
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	16,937.78	1,346.67	470.41		18,754.86
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	2,117.22	168.33	58.80		2,344.36
Manora								
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	18,046.47	2,640.92	1,727.63	1,759.28	24,174.30
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	30,830.81	5,821.02	5,980.74	5,211.13	47,843.71
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	2,522.18	444.11	451.64	407.17	3,825.10
Wang Phai Sung								
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	152.60	0.00	0.00		152.60
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	241.52	0.00	0.00		241.52
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	12.08	0.00	0.00		12.08
Wassana								
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	8,574.93	0.00	0.00	151.68	8,726.60
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	12,212.34	0.00	0.00	383.43	12,595.77
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	917.74	0.00	0.00	22.23	939.97
Nong Yao								
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	16,244.23	3,578.85	3,553.16	2,819.29	26,195.53
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	28,750.68	8,190.10	12,902.06	8,501.86	58,344.70
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	2,238.65	644.48	1,014.05	660.50	4,557.69
L1/64 Bung Ya								
Sales (MBBL)					2.97	145.51	119.89	268.37
Value (MMBaht)					7.43	537.53	355.12	900.08
Royalty (MMBaht)					0.37	26.88	17.76	45.00
TOTAL CRUDE OIL								
Sales (MBBL)	50,667.47	104,020.34	409,439.68	519,288.16	37,373.99	28,376.38	23,315.32	1,172,481.33
Value (MMBaht)	24,966.89	70,167.87	852,192.86	1,209,636.82	82,045.00	96,615.44	66,273.94	2,401,898.82
Royalty (MMBaht)	3,120.86	8,669.15	105,930.00	134,413.36	8,630.45	9,846.37	6,773.84	277,384.04
GRAND TOTAL								
TOTAL VALUE (MMBaht)	116,642.62	461,975.87	2,415,683.68	4,098,874.63	301,175.60	300,004.82	190,217.36	7,884,574.59
TOTAL ROYALTY (MMBaht)	14,602.20	57,484.56	302,179.48	494,878.89	35,753.21	34,984.80	22,053.72	961,936.86

หมายเหตุ
- G7/50 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนกรกฎาคม 2563
- G12/48 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนตุลาคม 2561
- Na sanun East เริ่มมีการขายก๊าซธรรมชาติในเดือนพฤศจิกายน 2561
- G5/43 หยุดผลิตตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2563
- B11 12 13 สิ้นสัมปทาน วันที่ 23 เมษายน 2565
- B15 สิ้นสัมปทาน วันที่ 23 เมษายน 2565
- B16 17 สิ้นสัมปทาน วันที่ 7 มีนาคม 2566

** ปริมาณขายเฉพาะ Crude ไม่รวม LPG

ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract: PSC)

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2020	2021	2022	2023	TOTAL
G1/61									
Sales (MMCF)							52,985.81	107,722.64	160,708.44
Value (MMBaht)							7,892.33	16,009.72	23,902.05
Royalty (MMBaht)							789.23	1,601.02	2,390.25
G2/61									
Sales (MMCF)							50,525.90	250,026.40	300,552.30
Value (MMBaht)							7,796.48	38,350.26	46,146.74
Royalty (MMBaht)							779.65	3,835.08	4,614.73
TOTAL NATURAL GAS									
Sales (MBBL)							103,511.70	357,749.04	461,260.74
Value (MMBaht)							15,688.81	54,359.98	70,048.79
Royalty (MMBaht)							1,568.88	5,436.10	7,004.98

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2021	2022	2023	TOTAL
G1/61								
Sales (MBBL)						1,092.02	2,401.79	3,493.81
Value (MMBaht)						3,660.54	6,469.52	10,130.06
Royalty (MMBaht)						366.05	642.81	1,008.86
G2/61								
Sales (MBBL)						1,715.84	7,642.04	9,357.88
Value (MMBaht)						5,825.11	20,335.51	26,160.62
Royalty (MMBaht)						582.51	2,027.69	2,610.20
TOTAL CONDENSATE								
Sales (MBBL)						2,807.86	10,043.84	12,851.69
Value (MMBaht)						9,485.64	26,805.03	36,290.68
Royalty (MMBaht)						948.56	2,670.50	3,619.06

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2021	2022	2023	TOTAL
G1/61								
Sales (MBBL)						1,524.26	3,406.81	4,931.07
Value (MMBaht)						5,115.14	9,904.42	15,019.56
Royalty (MMBaht)						511.51	990.44	1,501.96
G2/61								
Sales(MBBL)						1,524.26		1,524.26
Value (MMBaht)						5,115.14		5,115.14
Royaty (MMBaht)						511.51		511.51
TOTAL CRUDE OIL								
Sales (MBBL)						1,524.26	3,406.81	4,931.07
Value (MMBaht)						5,115.14	9,904.42	15,019.56
Royalty (MMBaht)						511.51	990.44	1,501.96
GRAND TOTAL								
TOTAL VALUE (MMBaht)						30,289.59	91,069.43	121,359.02
TOTAL ROYALTY (MMBaht)						3,028.96	9,097.04	12,126.00

Monthly Production of Natural Gas in 2023 (MMSCF)

Operator	Block	Field	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
PTTEP ED	G1/61	Erawan Group	7,227.30	6,509.49	7,329.24	7,194.90	7,242.84	7,191.30
PTTEP ED	G2/61	G2/61	6,649.43	5,891.65	24,482.08	28,285.18	29,141.06	28,581.90
PTTEP	16	Bongkot	11,719.94	10,472.29	2,339.61	-	-	-
PTTEP	14A-16A	Arthit	9,279.73	7,684.59	8,246.22	10,554.88	11,030.10	9,662.64
PTTEP	16-17	Bongkot South	13,428.86	11,925.05	2,657.23	-	-	-
PTTEP	G12/48	G12/48	388.63	347.94	357.40	336.36	344.82	238.44
CTEP	B12/27	Pailin, Morakot, North Pailin	13,892.60	12,530.32	12,370.52	11,398.20	12,026.14	13,341.00
CTEP	10A 11A	10A/11A	120.76	136.03	179.19	193.50	173.29	110.40
COTL	B8/32	Benchamas, Chaba	1,962.17	1,768.48	757.49	112.80	175.15	171.30
CHEVRON PATTANI	G4/48	Yungthong	25.21	23.13	4.64	3.00	1.86	0.60
BRK JM	B5/27	Jasmin, Banyen	148.44	146.32	173.17	173.40	173.60	171.00
BRK MNR	G1/48	Manora	21.82	18.94	21.28	21.60	20.15	20.10
BRK G11	G11/48	Nong Yao	100.30	82.64	91.26	86.10	94.86	115.20
MEDCO	B8/38	Bualuang	-	-	-	-	-	-
Valeura Energy	G10/48	Wassana	-	-	-	-	5.58	6.60
Northern Gulf	G6/48	Rossukon	-	-	-	-	-	-
Total Offshore			**64,965.18**	**57,536.87**	**59,009.33**	**58,359.92**	**60,429.45**	**59,610.48**
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	686.14	641.37	671.67	700.42	747.32	704.46
EXXON MOBIL	E5	Nam Phong	208.35	186.16	204.52	198.45	203.30	195.98
PTTEP SP	EU1	Sinphuhorm	2,954.61	2,744.93	2,366.38	2,895.11	2,985.30	2,863.50
PTTEP Inter	PTTEP1 L54/43	Kamphaeng Saen, U-Thong, Sang Krajai, Nong Pak Chi	0.17	0.14	0.17	0.15	0.15	0.13
CNPCHK	L21/43	Bung Ya West, Nong Sa, Bung Mung West	6.53	5.60	5.88	5.40	5.89	5.70
ECOE	SW1	Wichianburi, Nasanun, Si Thep	0.66	0.78	1.04	1.00	0.93	0.74
ECOR	L33/43 L44/43	L33, Nasanun East, Borang North	5.27	4.39	4.79	4.15	4.37	5.89
POS	L53/48	L53	0.95	0.60	0.70	0.99	1.88	1.92
CNPCHK	L1/64	L1/64 Bung Ya	3.74	3.08	4.03	4.20	4.34	4.50
UAC	L11/43	Burapa	1.01	0.15	0.03	0.02	0.02	0.03
UAC	L10/43	Arunothai	-	-	-	1.61	0.66	0.70
Total Onshore			**3,867.43**	**3,587.20**	**3,259.21**	**3,811.50**	**3,954.16**	**3,783.55**
Grand Total			**68,832.61**	**61,124.08**	**62,268.53**	**62,171.42**	**64,383.61**	**63,394.03**

Jul-23	Aug-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dec-23	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	Avg., MMSCFD*
13,178.41	11,022.05	12,251.10	13,082.93	11,503.50	12,647.38	116,380.44	20,296,748.85	318.85
27,391.96	28,858.96	17,962.71	28,699.33	27,149.99	27,745.99	280,840.22	48,978,534.02	769.43
-	-	-	-	-	-	24,531.84	4,278,352.90	371.69
10,976.59	10,700.79	10,823.28	9,711.92	9,998.88	10,483.66	119,153.28	20,780,332.03	326.45
-	-	-	-	-	-	28,011.14	4,885,142.99	424.41
307.78	339.98	151.57	-	-	218.80	3,031.71	528,730.57	10.94
13,562.27	13,162.29	13,190.40	13,390.45	13,199.70	13,157.95	155,221.84	27,070,688.43	425.27
134.54	205.53	90.90	131.44	102.90	92.07	1,670.55	291,343.52	4.58
164.30	114.70	145.20	1,251.47	1,724.40	1,829.93	10,177.40	1,774,937.81	27.88
3.41	3.41	1.80	0.93	2.40	3.72	74.12	12,926.06	0.20
194.06	246.45	266.40	181.04	213.00	233.12	2,320.00	404,608.30	6.36
19.22	17.67	19.20	19.22	21.30	19.84	240.34	41,914.80	0.66
117.18	110.36	110.10	96.72	106.50	107.88	1,219.09	212,609.93	3.34
-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.24	-	-	-	-	0.62	14.04	2,448.58	0.16
-	-	-	-	-	-	-	-	-
66,050.96	**64,782.18**	**55,012.66**	**66,565.45**	**64,022.57**	**66,540.96**	**742,886.00**	**129,559,318.80**	**1,915.35**
711.30	684.30	621.62	718.96	688.19	669.10	8,244.85	1,437,901.84	22.59
202.47	206.82	195.36	145.01	207.60	204.33	2,358.35	411,296.24	6.46
2,964.97	2,766.13	2,915.24	2,055.78	2,929.73	3,067.26	33,508.93	5,843,958.03	91.81
0.14	0.14	0.16	0.18	0.13	0.13	1.79	312.18	0.00
5.27	5.58	5.70	5.58	5.40	4.96	67.48	11,769.38	0.18
0.79	0.76	0.71	0.71	0.50	0.58	9.20	1,604.48	0.03
9.54	12.00	10.17	9.19	6.78	5.23	81.77	14,260.69	0.22
1.68	2.54	1.08	1.63	1.69	1.47	17.13	2,987.47	0.05
4.96	1.55	-	-	-	-	30.40	5,301.25	0.08
0.03	0.03	0.02	0.04	0.04	0.63	2.06	359.05	0.01
1.90	1.24	1.15	1.72	1.32	3.44	13.73	2,394.34	0.05
3,903.05	**3,681.09**	**3,751.21**	**2,938.79**	**3,841.38**	**3,957.12**	**44,335.69**	**7,732,144.93**	**121.46**
69,954.01	**68,463.27**	**58,763.87**	**69,504.24**	**67,863.95**	**70,498.08**	**787,221.70**	**137,291,463.74**	**2,036.81**

หมายเหตุ : แปลงสำรวจหมายเลข 16 และ 17 สิ้นสุดสัมปทานในวันที่ 7 มีนาคม 2566 และเปลี่ยนผ่านเข้าสู่ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในวันที่ 8 มีนาคม 2566 เข้าเป็นส่วนหนึ่งของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ที่ได้เปลี่ยนผ่านเข้าสู่ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตแล้วในวันที่ 24 เมษายน 2565

Note : The concession for Blocks 16 and 17 ended on March 7, 2023, and these blocks transitioned to become part of Block G2/61, which operates under the production sharing contract (PSC) regime. Another portion of the concession also transitioned to the PSC regime on April 24, 2022.

*ค่าเฉลี่ยรายวัน คิดตามวันที่ผลิตจริง

* Average production based on actual production date

Monthly Production of Condensate in 2023 (BBL)

Operator	Block	Field	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23
PTTEP ED	G1/61	Erawan Group (Erawan/Satun/ Funan/Platong/Platong2)	232,341.69	257,873.84	245,766.83	251,478.60	198,351.33	208,650.00
PTTEP ED	G2/61	G2/61	188,022.00	185,892.00	661,678.00	739,098.00	808,806.00	812,312.00
PTTEP	16	Bongkot	312,849.00	268,925.00	61,642.00	-	-	-
PTTEP	14A-16A	Arthit	491,517.39	432,443.89	468,957.72	507,817.29	542,735.37	480,020.71
PTTEP	16-17	Bongkot South	354,331.00	299,069.00	70,521.00	-	-	-
PTTEP	G12/48	G12/48	5,061.00	4,500.00	4,797.00	4,413.00	4,595.00	4,310.00
CTEP	B12/27	Pailin, Morakot, North Pailin	496,695.00	450,661.12	442,919.00	417,059.10	440,820.93	476,390.10
CTEP	10A 11A	10A/11A	16,861.72	41,662.88	53,486.59	39,156.00	1,818.46	1,139.40
COTL	B8/32	Chaba	-	-	-	-	-	-
CHEVRON PATTANI	G4/48	Yungthong	-	-	-	-	-	-
Total Offshore			**2,097,678.80**	**1,941,027.73**	**2,009,768.14**	**1,959,021.99**	**1,997,127.09**	**1,982,822.21**
PTTEP SP	EU1	Sinphuhorm	7,504.09	7,205.35	5,590.54	7,008.84	6,789.97	6,344.10
Total Onshore			**7,504.09**	**7,205.35**	**5,590.54**	**7,008.84**	**6,789.97**	**6,344.10**
Grand Total			**2,105,182.88**	**1,948,233.08**	**2,015,358.68**	**1,966,030.83**	**2,003,917.06**	**1,989,166.31**

Jul-23	Aug-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dec-23	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	Avg., MMSCFD*
359,229.86	330,981.73	322,911.30	366,225.01	365,202.90	389,320.01	3,528,333.10	3,209,371.79	9666.67
774,579.00	791,630.00	484,331.00	813,305.00	751,317.00	726,110.00	7,737,080.00	7,037,647.97	21197.48
-	-	-	-	-	-	643,416.00	585,251.19	9748.73
532,241.96	514,157.03	508,080.15	480,869.78	464,043.60	463,238.00	5,886,122.89	5,354,017.38	16126.36
-	-	-	-	-	-	723,921.00	658,478.54	10968.50
4,370.00	4,727.00	2,197.00	-	-	3,282.00	42,252.00	38,432.42	152.53
488,543.00	472,686.76	464,862.00	495,377.21	447,876.90	451,044.11	5,544,935.23	5,043,673.09	15191.60
4,368.83	1,622.85	869.10	1,505.05	1,034.70	1,195.67	164,721.25	149,830.45	451.29
-	-	-	-	480.90	258.23	739.13	672.31	10.56
-	-	-	-	132.60	49.29	181.89	165.45	2.60
2,163,332.65	2,115,805.37	1,783,250.55	2,157,282.05	2,030,088.60	2,034,497.31	24,271,702.49	22,077,540.58	63,399.12
6,552.64	5,990.44	6,317.61	4,593.50	6,827.09	7,036.15	77,760.31	70,730.78	213.04
6,552.64	5,990.44	6,317.61	4,593.50	6,827.09	7,036.15	77,760.31	70,730.78	213.04
2,169,885.29	2,121,795.81	1,789,568.16	2,161,875.55	2,036,915.69	2,041,533.46	24,349,462.80	22,148,271.36	63,612.16

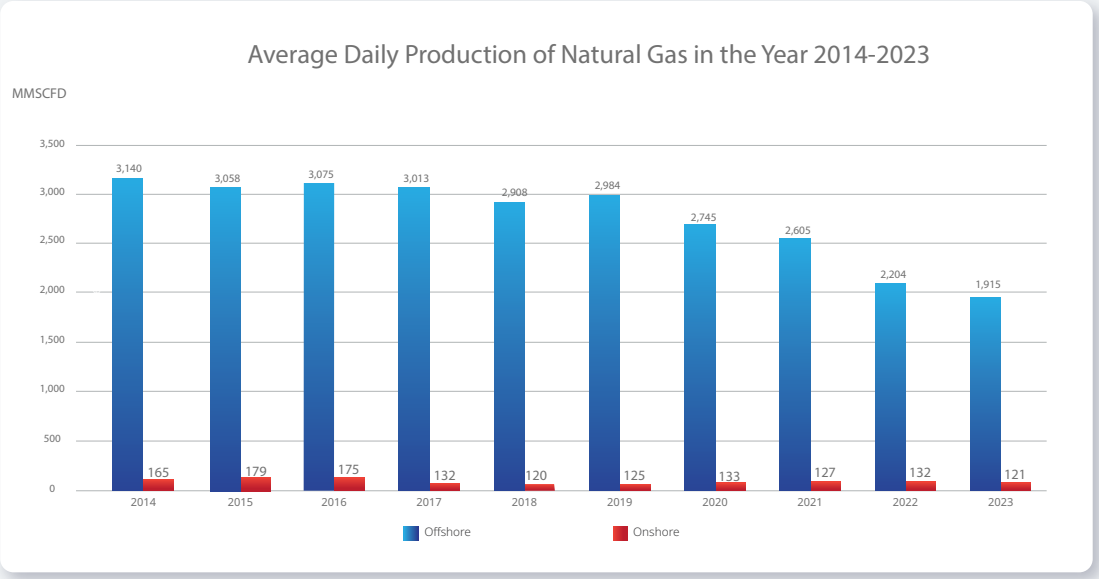
Monthly Production of Crude Oil in 2023 (BBL)

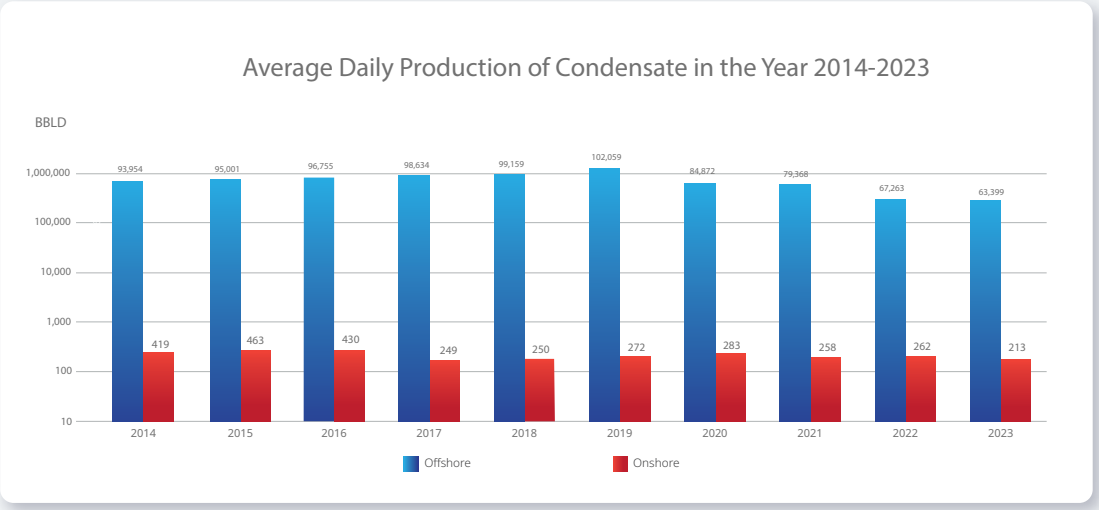
Operator	Block	Field	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23
PTTEP ED	G1/61	Erawan Group (Platong)	155,415.32	188,365.14	184,032.17	249,140.40	332,905.90
CTEP	10A 11A	10A/11A	1,675.52	1,749.31	2,054.57	12,556.80	34,011.03
COTL	B8/32	Benchamas, Chaba	483,923.44	403,498.32	186,224.18	20,217.30	11,225.10
CHEVRON PATTANI	G4/48	Yungthong	2,256.58	2,067.47	1,056.66	440.10	60.14
BRK JM	B5/27	Jasmin, Banyen	270,401.00	252,373.00	289,012.00	311,439.90	313,592.90
BRK MNR	G1/48	Manora	162,059.74	136,629.24	152,317.65	145,623.30	137,734.24
BRK G11	G11/48	Nong Yao	283,837.30	237,932.02	273,076.67	234,444.00	261,471.98
MEDCO	B8/38	Bualuang	150,040.00	123,924.00	132,044.00	128,100.00	138,932.00
Valeura Energy	G10/48	Wassana	-	-	-	35,390.10	76,075.86
Northern Gulf	G6/48	Rossukon	-	-	-	-	-
Total Offshore			**1,509,608.89**	**1,346,538.50**	**1,219,817.90**	**1,137,351.90**	**1,306,009.15**
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	776,822.54	722,290.91	785,375.37	763,987.00	791,224.04
PTTEP Inter	PTTEP1, L54/43	Kamphaeng Saen, U-Thong, Sang Krajai, Nong Pak Chi	34,398.79	33,671.29	33,574.70	33,927.27	39,029.16
CNPCHK	L21/43	Bung Ya West, Nong Sa, Bung Mung West	16,807.00	15,223.60	15,118.00	14,222.40	15,226.58
ECOE	SW1	Wichianburi, Nasanun, Si Thep	2,164.40	1,937.15	2,102.64	2,016.57	2,060.08
ECOR	L33/43, L44/43	L33, Nasanun East, Borang North	13,759.99	11,787.29	12,960.18	13,027.44	12,401.05
POS	L53/48	L53	71,235.39	60,743.60	68,633.74	64,968.08	60,792.63
CNPCHK	L1/64	L1/64 Bung Ya	9,535.30	8,051.68	10,191.40	11,087.40	11,483.02
UAC	L11/43	Burapa	937.70	262.70	128.08	92.12	116.40
UAC	L10/43	Arunothai	-	-	-	1,781.17	610.83
Total Onshore			**925,661.11**	**853,968.22**	**928,084.11**	**905,109.45**	**932,943.78**
Grand Total			**2,435,270.00**	**2,200,506.72**	**2,147,902.01**	**2,042,461.35**	**2,238,952.93**
Fang				16,295.90	14,753.61	19,047.90	18,507.63
Sirikit (LPG,Ton)				4,995.67	4,538.68	4,772.85	4,820.37

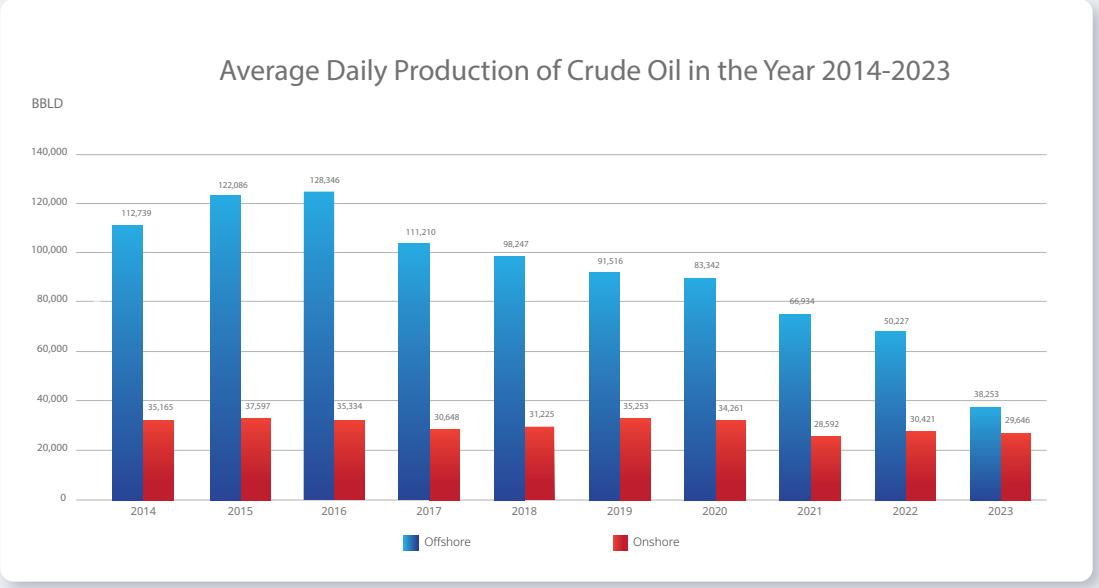
Jun-23	Jul-23	Aug-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dec-23	TOTAL	Avg., BBLD
150,242.70	289,159.01	235,756.86	238,476.00	178,201.95	-	-	2,201,695.44	7,463.37
12,213.60	27,403.07	27,316.27	31,827.30	18,392.91	-	-	169,200.38	573.56
6,694.20	6,133.97	9,939.22	8,495.10	266,354.70	385,902.00	428,930.88	2,217,538.41	6,075.45
40.20	76.26	129.58	51.60	45.40	-	-	6,223.99	21.10
270,807.00	291,906.85	288,487.86	251,277.90	276,898.00	275,106.00	263,492.87	3,354,795.28	9,191.22
125,530.50	145,899.95	145,001.88	159,702.90	160,437.82	147,263.40	141,810.43	1,760,011.05	4,821.95
261,073.80	265,909.63	248,046.50	239,936.40	213,697.46	217,373.10	226,854.28	2,963,653.14	8,119.60
140,123.00	155,207.00	154,984.00	147,477.00	148,437.00	121,159.00	139,337.00	1,679,764.00	4,602.09
70,237.80	11,234.09	-	-	-	-	40,478.87	233,416.72	2,652.46
-	-	-	-	-	22,068.90	44,612.10	66,681.00	1,360.84
1,036,962.80	**1,192,929.83**	**1,109,662.17**	**1,077,244.20**	**1,262,465.23**	**1,168,872.40**	**1,285,516.43**	**14,652,979.40**	**38,252.67**
742,268.28	776,106.31	772,740.60	752,127.10	786,254.03	741,947.08	723,604.84	9,134,748.10	25,026.71
38,143.22	41,045.48	39,976.52	36,445.77	32,871.65	30,485.33	30,334.18	423,903.36	1,161.38
14,377.20	13,604.66	14,021.92	14,286.00	14,267.13	13,635.60	12,767.04	173,557.13	475.50
2,031.11	2,060.52	2,127.09	1,941.49	2,044.65	1,969.03	2,095.08	24,549.81	67.26
12,114.78	10,752.46	15,475.86	14,880.87	14,518.79	13,651.80	11,418.45	156,748.96	429.45
61,635.46	63,973.14	63,876.72	60,176.22	65,258.71	61,633.32	62,429.06	765,356.07	2,096.87
12,230.40	12,700.39	12,094.34	10,112.10	9,670.45	8,694.60	9,445.70	125,296.78	343.28
113.24	90.33	97.07	93.03	90.11	95.95	1,887.47	4,004.19	10.97
894.53	2,788.53	2,202.06	1,964.55	2,531.00	1,111.41	3,933.18	17,817.26	68.27
883,808.22	**923,121.81**	**922,612.18**	**892,027.13**	**927,506.52**	**873,224.13**	**857,915.01**	**10,825,981.66**	**29,646.31**
1,920,771.02	**2,116,051.64**	**2,032,274.35**	**1,969,271.33**	**2,189,971.75**	**2,042,096.53**	**2,143,431.44**	**25,478,961.06**	**67,898.98**
17,382.93	16,300.00	16,407.47	15,869.75	16,363.15	16,001.15	16,715.96	201,072.59	550.88
5,097.79	5,401.32	5,373.85	4,833.57	5,147.70	4,792.79	4,699.54	59,484.98	162.97

หมายเหตุ : แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 แหล่งเบญจมาศ หยุดการผลิตในช่วงเดือนมีนาคม - กันยายน 2566 จากอุบัติเหตุการซ่อมบำรุงวาล์วเปิด-ปิดน้ำทะเล

Note : B8/32 (Bechmas Field), A temporary shutdown in March - September was repaired valve maintanance incident.







* การคำนวณค่าเฉลี่ยต่อวันของการผลิตน้ำมันดิบ ไม่คิดรวมแหล่งฝาง

* Average crude oil output per day excludes that from the Fang oil field.

11.4 บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม/บริษัทผู้รับสัญญาในประเทศไทย

Petroleum Concessionaires/Contractors in Thailand

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
1. **อพิโก แอล แอล ซี** 2. **บริษัท อพิโก้ (โคราช) จำกัด** ชั้น 26 อาคารเอ็มไพร์ทาวเวอร์ ห้อง 2610 1 ถนนสาทรใต้ แขวงยานนาวา เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2659-5805 โทรสาร : 0-2659-5809	1. **Apico LLC** 2. **Apico (Khorat) Limited** 26th Floor, Empire Tower Building, Suite 2610 1 South Sathorn Road, Kwang Yannawa Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2659-5805 Fax : 0-2659-5809
3. **Shell Thailand E&P Inc.** 4. **บริษัท ปิโตรเลียม รีซอสเซส (ไทยแลนด์) พีทีวาย ลิมิเต็ด** 10 ถนนสุนทรโกษา เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2262-6000 โทรสาร : 0-2249-8337	3. **Shell Thailand E&P Inc.** 4. **Petroleum Resources (Thailand) Pty. Limited** 10 Soonthornkosa Rd. Khet Klongtoey, Bangkok 10110 Tel : 0-2262-6000 Fax : 0-2249-8337
5. **บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด** 6. **บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด** 7. **บริษัท เชฟรอน ปัตตานี จำกัด** 8. **บริษัท เชฟรอน บล็อค บี 8 32 (ประเทศไทย) จำกัด** 9. **บริษัท เชฟรอน ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด** 10. **บริษัท Chevron Blocks 5 and 6, Ltd.** 11. **บริษัท เชฟรอน โอเวอร์ซีส์ ปิโตรเลียม (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด** 12. **บริษัท บี8/32 พาร์ทเนอร์ จำกัด** อาคาร 3 ไทยพาณิชย์ปาร์คพลาซ่า 19 ถนนรัชดาภิเษก เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2545-5555 โทรสาร : 0-2545-5554, 0-2545-5352	5. **Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.** 6. **Chevron Offshore (Thailand) Ltd.** 7. **Chevron Pattani, Ltd.** 8. **Chevron Block B8 32 (Thailand) Ltd.** 9. **Chevron Petroleum (Thailand) Ltd.** 10. **Chevron Blocks 5 and 6, Ltd.** 11. **Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd.** 12. **B8/32 Partners Ltd.** Tower III, SCB Park Plaza 19 Ratchadapisek Road Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2545-5555 Fax : 0-2545-5554, 0-2545-5352
13. **บริษัท เอ็กซอนโมบิล เอ็กซ์โพลเรชั่น แอนด์ โพรดักชั่น โคราช อิงค์** ชั้น 11 3195/16 ถนนพระราม 4 เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2262-4000, 0-2661-3100 โทรสาร : 0-2262-4805	13. **ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.** 11th 3195/16, Rama IV Road Kwang Klong Toey, Khet Klong Toey, Bangkok 10110 Tel : 0-2262-4000, 0-2661-3100 Fax : 0-2262-4805
14. **แวลูร่า เอ็นเนอร์ยี่ (กัลฟ์ ออฟ ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด** 15. **บริษัท แวลูร่า เอ็นเนอร์ยี่ (ประเทศไทย) จำกัด** ชั้น 10 และ 30 - 31 อาคารชินวัตรทาวเวอร์ 3 1010 ถนนวิภาวดีรังสิต เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2766-9999	14. **Valeura Energy (Gulf of Thailand) Ltd.** 15. **Valeura Energy (Thailand) Ltd.** 10th, 30th – 31st Floor , Shinawatra Tower 3 1010 Viphavadi Rangsit Road Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2766-9999
16. **มิตซุย ออยล์ เอ็กซโปลเรชั่น คัมปะนี ลิมิเต็ด** 17. **โมเอโกะ ไทยแลนด์ คัมปะนี ลิมิเต็ด** 18. **บริษัท สยาม โมเอโกะ จำกัด** ชั้น 28 อาคารคิวเฮ้าส์ ลุมพินี 1 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2677-7520 โทรสาร : 0-2677-7527	16. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.** 17. **Moeco Thailand Co., Ltd.** 18. **Siam MOECO Ltd.** 28th Floor, Q House Lumpini Building 1 South Sathorn Road, Kwang Thungmahamek Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2677-7520 Fax : 0-2677-7527

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
19. **นอร์ธเทิร์น กัลฟ์ ปิโตรเลียม พีทีอี แอลทีดี** ชั้น 2 ห้อง บี 205 อาคารซันทาวเวอร์ส บี 123 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจอมพล เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2617-6107 โทรสาร : 0-2617-6104	19. **Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.** 2nd floor, Unit B205, Suntowers Building B, 123 Vibhavadi-Rangsit Road, Kwang Chomphon Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2617-6107 Fax : 0-2617-6104
20. **บริษัท ออเร้นจ์ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด** ชั้น 6, 19-36 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ 555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2537-4000, 0-2537-4376 โทรสาร : 0-2537-4308	20. **Orange Energy Limited** 6th, 19th-36th Floor, Energy complex, Building A, 555/1 Vibhavadi Rangsit Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2537-4000, 0-2537-4376 Fax : 0-2537-4308
21. **อีโค่ โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด** 22. **บริษัท อีโค่ โอเรียนท์ รีซอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด** ชั้น 12 ห้อง 1203 อาคารรสาทาวเวอร์ 2 555 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพ 10900 โทรศัพท์ : 0-2937-1126-9 โทรสาร : 0-2937-1130	21. **Eco Orient Energy (Thailand) Limited** 22. **Eco Orient Resources (Thailand) Limited** 12th Floor, Unit No.1203, Rasa Tower II, 555 Phaholyothin Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2937-1126-9 Fax : 0-2937-1130
23. **แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด** ชั้น 17 ห้อง 1702 อาคารรสาทาวเวอร์ 2 555 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพ 10900 โทรศัพท์ : 0-2937-1138-40 โทรสาร : 0-2937-0841	23. **Pan Orient Energy (Siam) Limited** 17th Floor, Unit No.1702, Rasa Tower II, 555 Phaholyothin Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2937-1138-40 Fax : 0-2937-0841
24. **บริษัท บุษราคัม จัสมิน จำกัด** 25. **บริษัท บุษราคัม มโนรา จำกัด** 26. **บริษัท บุษราคัม จี11 จำกัด** 27. **บุษราคัม นงเยาว์ ลิมิเต็ด** ชั้น 30-31 อาคารชินวัตรทาวเวอร์ 3 1010 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2792-9777 โทรสาร : 0-2792-9742, 02-792-9741	24. **Busrakham Jasmine Ltd.** 25. **Busrakham Manora Ltd.** 26. **Busrakham G11 Ltd.** 27. **Busrakham Nong Yao Ltd.** 30th -31st Floor, Shinawatra Tower III 1010, Vibhavadi Rangsit Road, Kwang Chatuchak Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2792-9777 Fax : 0-2792-9742, 0-2792-9741
28. **บริษัท เอ็มพี จี6 (ประเทศไทย) จำกัด** 11/1 อาคารเอไอเอ สาทร ทาวเวอร์ ชั้น 9 ห้องเลขที่ S9008 ถนนสาทรใต้ แขวงยานนาวา เขตสาทร กรุงเทพมหานคร 10120	28. **MP G6 (Thailand) Limited** No. 11/1 AIA Sathorn Tower South Sathorn Road, 9th Floor, Unit No. S9008 Yannawa Sub-District Sathorn District, Bangkok 10120
29. **บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)** 30. **บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด** 31. **บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด** 32. **บริษัท พีทีทีอีพี เอสพี ลิมิเต็ด** ชั้น 6, 19-36 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ 555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2537-4000 โทรสาร : 0-2537-4333, 0-2537-4444	29. **PTT Exploration and Production Public Company Limited** 30. **PTTEP International Limited** 31. **PTTEP Siam Ltd.** 32. **PTTEP SP Limited** 6th, 19th-36th Floor, Energy complex, Building A, 555/1 Vibhavadi Rangsit Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2537-4000 Fax : 0-2537-4333, 0-2537-4444
33. **บริษัท พลังโสภณ จำกัด** ชั้น 21 อาคารกรุงเทพประกันภัย/ไว.ดับยู.ซี.เอ. 25 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2677-4177 โทรสาร : 0-2677-4176	33. **Palang Sophon Limited** 21st Floor, Bangkok Insurance /Y.W.C.A. 25 South Sathorn Road, Kwang Tungmahamek Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2677-4177 Fax : 0-2677-4176

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
34. เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (อีแอนด์พี) ลิมิเต็ด **35. เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด** ชั้น 28 ห้อง 2802 อาคารคิวเฮ้าส์ ลุมพินี 1 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2620-0800 โทรสาร : 0-2620-0820	**34. Medco Energi Thailand (E&P) Limited** **35. Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited** 28th Floor, Unit 2802, Q House Lumpini Building 1 South Sathorn Road, Kwang Thungmahamek Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2620-0800 Fax : 0-2620-0820
36. บริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด ชั้น 22 เลครัชดาออฟฟิศ คอมเพล็กซ์ 193/94 ถนนรัชดาภิเษก แขวงคลองเตย เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2260-6181-3 โทรสาร : 0-2258-9926	**36. CNPCHK (Thailand) Limited** 22nd Floor, Lake Rajada Office Complex 193/94 Ratchadapisek Road, Kwang Klongtoey Khet Klongtoey, Bangkok 10110 Tel : 0-2260-6181-3 Fax : 0-2258-9926
37. โททาลเอนเนอร์ยี่ส์ อีพี ไทยแลนด์ ชั้น 12 อาคาร เอเซีย เซ็นเตอร์ 173/5 ถนน สาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพมหานคร 10120 โทรศัพท์ : 0-2032-1831 โทรสาร : 0-2163-6372	**37. TotalEnergies EP Thailand** 12th Floor, Asia Centre Building, 173/5 South Sathorn Road, Thungmahamek, Sathorn Bangkok 10120 Tel : 0-2032-1831 Fax : 0-2163-6372
38. แท็ป เอ็นเนอร์จี (ประเทศไทย) พีทีวาย แอลทีดี 25/6 ซอยท่าข้าม 16 แขวงแสมดำ เขตบางขุนเทียน กรุงเทพฯ 10150 โทรศัพท์ : 06-5392-6966	**38. Tap Energy (Thailand) Pty Ltd.** 25/6 Town Avenue Time, Kwang Samae Dam, Khet Bang Khun Thian Bangkok 10150 Tel : 06-5392-6966
39. Idemitsu Kosan Co.,Ltd. -	**39. Idemitsu Kosan Co., Ltd.** 2-1, Otemachi 1-chome Chiyoda-ku, Tokyo 100-8321, Japan
40. บริษัท ยูเอซี ยูทิลิตีส์ จำกัด ชั้น 19 อาคารทีพี แอนด์ ที 1 ซอยวิภาวดีรังสิต 19 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2936-1701-06 โทรสาร : 0-2936-1700	**40. UAC Utilities Company Limited** 19th Floor, TP&T Tower, 1 Soi Vibhavadirangsit 19 Vibhavadirangsit Road, Chatuchak Sub-District Chatuchak District, Bangkok 10900 Tel : 0-2936-1701-06 Fax : 0-2936-1700

บริษัทผู้รับสัญญาในประเทศไทย	Contractors in Thailand
1. บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 19–36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900	**1. PTTEP Energy Development Co., Ltd.** 555/1 Energy Complex Building A, Floors 19-36, Vibhavadi-Rangsit Road, Chatuchak Sub-district, Chatuchak District, Bangkok 10900
2. บริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด 11/1 อาคารเอไอเอ สาทร ทาวเวอร์ ชั้น 9 ห้องเลขที่ S9008 ถนนสาทรใต้ แขวงยานนาวา เขตสาทร กรุงเทพมหานคร 10120	**2. MP G2 (Thailand) Co., Ltd.** No. 11/1 AIA Sathorn Tower South Sathorn Road, 9th Floor, Unit No. S9008 Yannawa Sub-District Sathorn District, Bangkok 10120
3. บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด 19 อาคารไทยพาณิชย์ ปาร์ค พลาซ่า อีสท์ อาคาร 3 ชั้น 5 ถนนรัชดาภิเษก แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900	**3. Chevron Offshore (Thailand) Ltd.** 19 SCB Park Plaza Tower III, Floor 5, Ratchadaphisek Road, Chatuchack Sub-district, Chatuchak District, Bangkok 10900

รายงานประจำปี 2566
Annual Report 2023

www.dmf.go.th
เว็บไซต์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน
ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้นที่ 21-22 เลขที่ 555/2
ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900 โทร. 0-2794-3000