Department of Mineral Fuels
MINISTRY OF ENERGY

TRANSITION

เปลี่ยนผ่าน
อนาคต **พลังงานไทย**

รายงานประจำปี 2565
Annual Report 2022

Department of Mineral Fuels
MINISTRY OF ENERGY

วิสัยทัศน์
Vision

บริหารจัดการแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อสร้างและรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ

To manage mineral fuel resources to bolster and maintain national energy security in an efficient way.

พันธกิจ
Mission

ส่งเสริมให้มีการสำรวจ ผลิต และบริหารจัดการแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติแบบบูรณาการ โดยใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

To promote integrated exploration, production, and management of mineral fuel resources by using advanced and environmentally friendly technology.

วัฒนธรรมองค์กร
Organization Culture

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทำงานประสานประโยชน์ มุ่งมั่น เต็มใจ โปร่งใส และรับผิดชอบ

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

สารบัญ
Content

สารจากอธิบดี
Messsage from the Director General
คณะผู้บริหาร
Executives
ข้อมูลน่ารู้ 2565
At a Glance 2022
การเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ-บงกช
Transition of petroleum operations at Erawan and Bongkot natural gas fields

Part 1 ภาพรวมกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
DMF Overview
26

Part 2 สถานการณ์ปิโตรเลียม
Petroleum Overview
46

Part 3 สัมปทานปิโตรเลียมและรายได้รัฐ
Concessions and State Revenue
52

Part 5 การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Safety and Environmental Oversight
104

Part 4 การลงทุนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Petroleum Operation Investment
68

Part 6 พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียและความร่วมมือระหว่างประเทศ
Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA) and International Cooperation
114

Part 7 การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Production Sharing Contract Management
124

Part 8 การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Petroleum Data and Information Management
136

Part 9 กิจกรรมเพื่อสังคมและการสร้างเครือข่าย
Social Activities and Networking
144

Part 10 ผลการดำเนินงาน/งบการเงิน
Financial Statement/ Performance Outcome
148

Part 11 ภาคผนวก
Appendices
174

สารจากอธิบดี
Message from the Director General

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีภารกิจในการจัดหาพลังงาน โดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ ในปี 2565 นับเป็นปีที่มีกิจกรรมสำคัญที่เกี่ยวกับการประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศหลายกิจกรรม

สราวุธ แก้วตาทิพย์
Sarawut Keawtathip

อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director General

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีภารกิจในการจัดหาพลังงานโดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ ในปี 2565 นับเป็นปีที่มีกิจกรรมสำคัญที่เกี่ยวกับการประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศหลายกิจกรรม โดยกิจกรรมแรกเป็นการบริหารจัดการการดำเนินงานในแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณและกลุ่มบงกช ภายใต้สัมปทานที่ได้สิ้นระยะเวลาการผลิตลง และมีการดำเนินการต่อภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต โดยภาครัฐได้เปิดประมูลให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต ครั้งที่ 22 ได้แก่ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 (แหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ) และ G 2/61 (แหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มบงกช) เป็นการล่วงหน้าเมื่อ ปี 2561 ซึ่งผลการประมูลได้ผู้รับสัญญา (ผู้รับดำเนินงาน) รายใหม่ ทำให้การดำเนินการการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในครั้งนี้มีการเปลี่ยนแปลงทั้งระบบการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียม (Fiscal Regime) และผู้ดำเนินงานในคราวเดียวกัน ถือว่าเป็นความท้าทายของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในการบริหารจัดการการเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานของทั้ง 2 แหล่งก๊าซธรรมชาติที่สำคัญนี้ ซึ่งประเทศไทยไม่เคยมีการดำเนินการมาก่อน

นอกจากนั้น การบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตทั้ง 2 แปลงนี้ ภาครัฐต้องดำเนินการร่วมกับผู้รับสัญญา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดทำสัญญาและข้อตกลงเกี่ยวกับการใช้สิ่งติดตั้งของรัฐในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ข้อตกลง รวม 7 ฉบับ และลงนามร่วมกับผู้รับสัญญาในการซื้อขายปิโตรเลียมกับคู่สัญญา เพื่อให้กระบวนการในการประกอบกิจการปิโตรเลียมดำเนินไปได้อย่างครบถ้วนสมบูรณ์ นับตั้งแต่ การสำรวจ การผลิต จนถึงการขายปิโตรเลียม รวมถึงการใช้สิ่งติดตั้งที่ตกเป็นของรัฐ ซึ่งในวันการเปลี่ยนผ่านการดำเนินงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เตรียมการรองรับสถานการณ์การเปลี่ยนผ่านทั้ง Fiscal Regime และผู้รับดำเนินการ โดยได้จัดตั้งวอร์รูม ร่วมกับผู้รับสัมปทานรายเดิม ผู้รับสัญญารายใหม่ และผู้รับซื้อปิโตรเลียม รวมถึงจัดตั้งทีมเฉพาะกิจภาคสนามบนแท่นผลิตในทะเลอ่าวไทย เพื่อติดตามควบคุมสถานการณ์อย่างใกล้ชิด และก่อนหน้านี้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เตรียมความพร้อมในการตรวจติดตามสภาพความแข็งแรงปลอดภัยของสิ่งติดตั้งและทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมของทั้ง 2 แปลง รวมทั้งมีการปรับโครงสร้างหน่วยงานและบรรจุบุคลากรเพิ่มเพื่อรองรับภารกิจดังกล่าวภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตด้วย ซึ่งในวันการเปลี่ยนผ่าน ผู้รับสัมปทานรายเดิมสามารถส่งต่อการผลิตปิโตรเลียม โดยเฉพาะการผลิตก๊าซธรรมชาติจากทั้ง 2 แปลง ไปสู่ผู้รับสัญญารายใหม่ได้อย่างต่อเนื่องราบรื่น ไม่สะดุด

As the government unit overseeing national energy supply, the Department of Mineral Fuels (DMF) promotes and accelerates exploration and development of indigenous natural fuel sources. The year 2022 was filled up with significant activities relating to petroleum operations in Thailand. The first activity is the management of the Erawan and Bongkot gas fields which, after the expiry of the two concessions, the operations were continued under the production sharing contract (PSC) regime. Earlier in 2018, the government had launched the 22nd bidding round for petroleum exploration and production under the production sharing contract regime for Block G1/61 (Erawan Field) and Block G2/61 (Bongkot Field) in the Gulf of Thailand, prior to the concessions' expiry. The bidding result has brought about changes in both fiscal regime and operatorship. Transition of these two major natural gas fields - the first of its kind in Thailand - posed a management challenge for DMF.

The management of petroleum resources under the PSC regime at these two blocks needs close cooperation with the contractors of production sharing contracts. DMF mapped out seven agreements relating to the use of installations that belong to the State which are still required for petroleum operations, and, jointly with the PSC contractors, signed the gas sale agreement with the buyer. This is to enable the complete process of petroleum operations, from exploration and production to sale, as well as the use of state-owned installations. On the day of the transition, both of the fiscal regime and the operatorship, DMF arranged all the necessary preparations and set up a war room in cooperation with the former concessionaires, the contractors of production sharing contracts, and the petroleum buyer. Field task forces were also sent to offshore production platforms to closely monitor the situation. DMF has earlier inspected the strength and safety of all installations and assets at both fields and adjusted its organizational structure with some new staff recruited to get the organization ready for the new regime. On the transition day, the former concessionaires managed

ภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่สำคัญอีกประการหนึ่ง คือ การเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตในทะเลอ่าวไทย ครั้งที่ 24 จำนวน 3 แปลง ซึ่งเป็นพื้นที่ใกล้เคียงพื้นที่ผลิตแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณและบงกช เคยเป็นพื้นที่ที่มีการสำรวจปิโตรเลียมและคืนพื้นที่แก่รัฐมาแล้ว แต่คาดว่าทั้ง 3 แปลงนี้ ยังคงมีศักยภาพปิโตรเลียม และหากมีการสำรวจพบปิโตรเลียมจนพัฒนาแหล่งได้ก็จะเป็นการเพิ่มปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมให้กับประเทศ ช่วยเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน สำหรับการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมครั้งดังกล่าว มีการกำหนดขอบเขตแปลงสำรวจขึ้นมาใหม่ เพื่อสรรหาผู้รับดำเนินการดังเช่นการดำเนินการเปิดให้ยื่นขอสิทธิฯ ในอดีตที่ผ่านมาได้อีกครั้งในรอบ 15 ปีนับจากการเปิดให้ยื่นขอสิทธิฯ ที่เคยมีการดำเนินการในลักษณะเดียวกันนี้ครั้งสุดท้ายเมื่อปี 2550 (ครั้งที่ 20) และได้มีการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตแล้ว เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม พ.ศ. 2566

ในส่วนการดำเนินงานในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ได้มีการบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในแปลง B-17&C-19 ที่กำลังจะสิ้นอายุสัญญาในปี 2572 โดยการผนวกเข้ากับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 ที่จะสิ้นอายุในปี 2582 นับเป็นความสำเร็จของประเทศไทยและประเทศมาเลเซียที่ได้ร่วมมือกันในการบริหารจัดการสัญญา เพื่อให้เกิดการแสวงหาการใช้ประโยชน์จากปิโตรเลียมได้อย่างต่อเนื่อง และเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของทั้งสองประเทศ เกิดการลงทุนสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มเติม และสร้างรายได้จากการผลิตปิโตรเลียมให้กับทั้งสองประเทศได้อีกอย่างน้อย 16 ปี และนอกจากนี้ในการดำเนินการแก้ไขปัญหาพื้นที่ที่ไทยและกัมพูชาอ้างสิทธิเหลื่อมล้ำกันในเขตไหล่ทวีปในปีที่ผ่านมา ทั้งสองฝ่ายได้มีการกลับมาหารือร่วมกันอีกครั้งผ่านกลไกคณะกรรมการร่วมด้านเทคนิคไทย-กัมพูชา (JTC) ซึ่งหากทั้งสองประเทศสามารถบรรลุข้อตกลงร่วมกันได้ ก็น่าที่จะเป็นประโยชน์ต่อทั้งสองประเทศต่อไป

ประการสุดท้ายที่สำคัญเป็นการเริ่มต้นภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่ได้มีส่วนร่วมในการดำเนินงานเกี่ยวกับการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization, and Storage – CCUS) เพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี พ.ศ. 2593 และเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero emission) ภายในปี พ.ศ. 2608 ตามที่นายกรัฐมนตรี พล.อ.ประยุทธ์ จันทร์โอชา ได้ประกาศเจตนารมณ์ของประเทศไทยในการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สมัยที่ 26 หรือ COP26 ที่เมืองกลาสโกว์ ประเทศสกอตแลนด์ โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้คำนึงถึงความสำคัญ และสนับสนุนนโยบายของรัฐบาล

to smoothly hand over petroleum operations, in particular the gas production, to the contractors of production sharing contracts at both fields.

Another accomplishment of DMF was the launch of the 24th bidding round for petroleum exploration and production in three blocks, which lie adjacent to Erawan and Bongkot gas fields in the Gulf of Thailand. These blocks were once explored but returned to the State. Still, they are considered to have petroleum potential. Should commercial volumes of petroleum be discovered, the higher domestic reserves will enhance the country's energy security. In this new bidding round, exploration blocks, last delineated 15 years ago for the 20th bidding round in 2007, were re-delineated for this round, with the signing of the production sharing contracts scheduled on May 30, 2023.

Regarding the Thailand-Malaysia Joint Development Area (JDA), the production sharing contract for Block B-17 and Block C-19, due to expire in 2029, were merged into the PSC of Block B-17-01, which is due to expire in 2039. This is considered an achievement of both Thailand and Malaysia in joint contract management to enable uninterrupted exploitation of petroleum resources, contributing to both nations' energy stability. This has also brought about more investment in petroleum exploration and development, expected to generate income for both countries for at least another 16 years. In another development, actions were taken over the past year to solve the continental shelf problem regarding the overlapping areas claimed by Thailand and Cambodia. Both sides agreed to resume negotiations through the Joint Technical Committee (JTC). If an agreement could be reached, benefits will then fall on both countries.

Importantly, DMF has started its mission to take part in the application of Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) technology to achieve carbon neutrality by 2050 and net zero emission by 2065, as pledged by Prime Minister Prayuth Chan-o-Cha at the 2021 United Nations Climate Change Conference (COP26) in Glasgow, Scotland. To this end, DMF joined the concessionaires and related agencies in trial application of the CCUS

โดยหารือร่วมกับผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการศึกษาทดลองเทคโนโลยี CCUS ในการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) คาดว่าหากเกิดการพัฒนา CCUS ในประเทศไทย จะส่งผลต่อการพัฒนาเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ

การประกอบกิจการปิโตรเลียมได้สร้างรายได้ สร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน และส่งเสริมเศรษฐกิจจากทรัพยากรปิโตรเลียมภายในประเทศ โดยในปี 2565 สามารถจัดเก็บรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมจากระบบสัมปทานและสัญญาแบ่งปันผลผลิต เป็นเงินค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจำนวน 38,013 ล้านบาท เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) จำนวน 866 ล้านบาท เงินส่วนแบ่งกำไรตามระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตจำนวน 8,343 ล้านบาท และเงินภาษีเงินได้ปิโตรเลียมที่จัดเก็บโดยกรมสรรพากรจำนวน 63,106 ล้านบาท นอกจากนั้น มีการจัดเก็บรายได้จากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียจำนวน 11,735 ล้านบาท รวมผลประกอบการจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมทั้งในประเทศและพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ที่สามารถจัดเก็บและนำส่งเป็นรายได้แผ่นดินเป็นจำนวนกว่าแสนล้านบาท

จะเห็นได้ว่า การประกอบกิจการปิโตรเลียมมีความสำคัญสำหรับการพัฒนาประเทศ ในการส่งเสริมความมั่นคงทางด้านพลังงาน เพื่อเป็นรากฐานการเปลี่ยนผ่านการพัฒนาประเทศด้านพลังงานไปสู่การใช้พลังงานสะอาดด้านอื่นๆ และด้านการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศจากการจัดเก็บรายได้ในการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียม อย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้น ในโอกาสนี้ ผมขอขอบคุณผู้ที่เกี่ยวข้องทุกภาคส่วน ทั้งหน่วยงานภาครัฐ ภาคเอกชน ผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียม และภาคประชาชน ที่ได้ให้ความร่วมมือในการเปลี่ยนผ่านการดำเนินงาน ส่งเสริมและสนับสนุนการประกอบกิจการปิโตรเลียม เพื่อให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสามารถดำเนินงานตามภารกิจที่สำคัญเร่งด่วนด้านการจัดหาปิโตรเลียมได้อย่างต่อเนื่องเสมอมา และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมุ่งมั่นว่าจะปฏิบัติงานอย่างเต็มกำลังความสามารถ โดยยึดประโยชน์ต่อสาธารณะ เศรษฐกิจ และประโยชน์สุขต่อประชาชนเป็นที่ตั้ง

technology for capturing carbon dioxide (CO_2). Development of the CCUS technology is expected to benefit the country's overall economy.

Petroleum operations have generated income and contributed to the country's energy stability and economic development through optimization of indigenous petroleum resources. In 2022, revenue collected from petroleum operators in both concession and production sharing contract regimes amounted to Baht 38.013 billion of royalty : Baht 866 million of Special Remuneratory Benefits (SRB), Baht 8.343 billion of profit sharing under the production sharing contract regime, and Baht 63.106 billion of petroleum income tax levied by the Revenue Department. A total of Baht 11.735 billion was also collected from the Thailand-Malaysia Joint Development Area (JDA). Altogether, over Baht 100 billion was generated by petroleum operations, both domestically and in the joint development area, and remitted to the nation's coffer.

Petroleum operations have played a significant role in the country's development, contributing to energy security and laying a foundation for transition to various forms of clean energy. Revenues collected from petroleum operations also contribute to economic development. On this occasion, I would like to express my gratitude to all parties concerned, be they in the public sector or the private sector, as well as petroleum operators and the people sector, for their cooperative efforts put in the transition of petroleum management and in the promotion and support of petroleum operations. Such support and encouragement have enabled DMF to accomplish its missions of continuous petroleum supply. DMF is determined to always do its best to ensure maximum benefit to national economy and the public.

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทำงาน ประสานประโยชน์ มุ่งมั่น เต็มใจ โปร่งใส และรับผิดชอบ
The Department of Mineral Fuels (DMF)
coordinates all parties' interests with commitment,
willingness, transparency and responsibility.

คณะผู้บริหาร
Executives

1 **สราวุธ แก้วตาทิพย์**
Sarawut Kaewtathip

อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director General

2 **วรากร พรหโมบล**
Warakorn Brahmopala

รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Deputy Director General

3 **ศุภลักษณ์ พาฬอนุรักษ์**
Supalak Parn-anurak

รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Deputy Director General

4 **ศุภวิชญ์ ใจงาม**
Supawit Chaingam

ผู้อำนวยการกองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director of Mineral Fuels Management Division

5 **วิศรุต ตั้งสุนทรขัณฑ์**
Witsarut Tungsunthornkhan

ผู้อำนวยการกองเทคโนโลยีการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Director of Petroleum Technology and Operations Supervision Division

6 **สิรี นาสกุล**
Siree Nasakul

ผู้อำนวยการกองบริหารสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม
Director of Petroleum Concession and Contract Management Division

7 **จิตติมา มัณฑะจิตร**
Jittima Mantajit

ผู้อำนวยการกองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ
Director of International Petroleum Management Division

คณะผู้บริหาร
Executives

8 **อรอนงค์ นันทเอกพงศ์**
Onanong Nantaekkapong

ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน
Director of Strategy
and Planning Division

9 **อนุชิต ลิ้มสุวัฒน์**
Anuchit Limsuwat

ผู้อำนวยการกองความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director of Safety
and Environment Division

10 **ขนิษฐา ด่านอุดม**
Kanitta Danudom

ผู้อำนวยการศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร
Director of Information
and Communication Technology Center

11 **พิพัฒน์ จิรพงศ์พิพัฒน์**
Pipat Jirapongpipat

ปฏิบัติหน้าที่ ผู้อำนวยการ
กองสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Acting Director,
Production Sharing Contract Division

12 **วิภาวัณย์ ว่องวีรชัยเดชา**
Vipawan Wongverachaidacha

เลขานุการกรม
Secretariat of the Department

13 **สิริอร งามสมภาค**
Siriorn Ngamsompark

หัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบบริหาร
Chief of Public Sector Development Group

ข้อมูลน่ารู้ 2565
At a Glance 2022

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ
Gas Plan 2018

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

สิ่งแวดล้อม
Environment

- **การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการ ประกอบกิจการปิโตรเลียม**
  Safety and Environmental oversight
- **หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2565**
  Criteria on Reporting and Calculation Methods of the Greenhouse Gas Emission from Petroleum Operations B.E. 2565
- **โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย**
  Environmental Monitoring Program in Petroleum Operations in the Gulf of Thailand

กิจกรรมเพื่อสังคม
CSR

- **กิจกรรมการจัดทำซั้งกอ สร้างบ้านให้ปลา เพื่อส่งเสริมอาชีพและพัฒนาคุณภาพชีวิตกลุ่มประมง**
  Activity on Making fish cages, building fish's homes to support career development and to raise the quality of life of the fishing group

สัมปทานปิโตรเลียม
Petroleum Concessions

จำนวนสัมปทาน : 35 สัมปทาน
Number of Concessions : 35

จำนวนแปลงสำรวจ : 50 แปลงสำรวจ
Number of Exploration Blocks : 50

ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Production Sharing Contracts (PSC)

จำนวนสัญญา : 2 สัญญา
Number of Contracts : 2

จำนวนแปลงสำรวจ : 2 แปลงสำรวจ
Number of Exploration Blocks : 2

พื้นที่ผลิตใหม่ : G1/61 (4,378 ตร.กม.)
New production areas : G1/61 (4,378 sq.km.)

การเจาะหลุม
Drilling

หลุมสำรวจ : 16 หลุม
Exploration/Appraisal wells :16

8 หลุม
พบปิโตรเลียม 3 หลุม
3 successful

8 หลุม
พบปิโตรเลียม 6 หลุม
6 successful

บนบก Onshore
ทะเลอ่าวไทย Offshore

หลุมผลิตปิโตรเลียม : 353 หลุม
Production Wells : 353

82 | 271

บนบก Onshore
ทะเลอ่าวไทย Offshore

การจัดสรรค่าภาคหลวง
Royalty Allocation

- จัดสรรให้ อบต. ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม 1,009 ล้านบาท
  allocated to TAOs in producing areas
  1,009 million baht
- จัดสรรให้ อบต. ทั่วประเทศ และเทศบาลต่างๆ 1,009 ล้านบาท
  allocated to TAOs and other municipalities
  nationwide 1,009 million baht
- จัดสรรให้ อบจ. ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม 1,009 ล้านบาท
  allocated to PAOs in producing areas
  1,009 million baht

การผลิต
Production

28.87 ล้านบาร์เรล/ปี MMbbl/y **น้ำมันดิบ Crude Oil**

23.14 ล้านบาร์เรล/ปี MMbbl/y **ก๊าซธรรมชาติเหลว Condensate**

803.73 พันล้านลูกบาศก์ฟุต/ปี Bcf/y **ก๊าซธรรมชาติ Natural Gas**

รายได้รัฐ (ระบบสัมปทาน)
Government Revenue (Concession)

ค่าภาคหลวง : 35,327 ล้านบาท
Royalty : 35,327 million baht

เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ : 866 ล้านบาท
SRB : 866 million baht

ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม : 63,106 ล้านบาท
Petroleum Income Tax : 63,106 million baht

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต : 7,167 ล้านบาท
Production Period Renewal Benefits : 7,167 million baht

ปริมาณสำรอง
Reserves (P1)

76.70 ล้านบาร์เรล MMbbl **น้ำมันดิบ Crude Oil**

131.29 ล้านบาร์เรล MMbbl **ก๊าซธรรมชาติเหลว Condensate**

4.65 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Tcf **ก๊าซธรรมชาติ Natural Gas**

รายได้รัฐ (ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต)
Government Revenue (PSC)

ค่าภาคหลวง : 3,029 ล้านบาท
Royalty : 3,029 million baht

ส่วนแบ่งกำไร : 8,348 ล้านบาท
Profit Sharing : 8,348 million baht

รายได้รัฐ (พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย)
Government Revenue (MTJA)

11,735.20 ล้านบาท million baht รายได้ของรัฐจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย MTJA revenue

การเปลี่ยนผ่านการดำเนินงาน แหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ-บงกช

การเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานจากผู้ดำเนินงานตามระบบสัมปทานเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61 และ G2/61

Transition from concession to production sharing contract (PSC), G1/61 and G2/61

ความเป็นมา

ประเทศไทยโดยกระทรวงพัฒนาการแห่งชาติได้มีประกาศ “การกำหนดเขตพื้นที่ อายุ หลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการออกอาชญาบัตรผูกขาดสำรวจปิโตรเลียมและการออกประทานบัตรทำเหมืองปิโตรเลียม” ในเดือนมกราคม พ.ศ. 2511 สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย ซึ่งได้รับความสนใจจากบริษัทต่าง ๆ อย่างมาก และในปีเดียวกัน กระทรวงพัฒนาการแห่งชาติได้ทำสัญญาภายใต้กฎหมายแร่หรือที่เรียกว่า “อาชญาบัตร” กับบริษัทต่าง ๆ ที่มายื่นขอสิทธิ ทำให้เริ่มมีการสำรวจปิโตรเลียมในอ่าวไทยเป็นครั้งแรก ต่อมาเมื่อมีการตราพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 จึงได้เปลี่ยนอาชญาบัตรทั้งหมดเพื่อออกเป็นสัมปทานปิโตรเลียม โดยแหล่งเอราวัณและใกล้เคียงที่อยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 ได้รับการพัฒนาภายใต้สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 1/2515/5 สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 และ 11 ซึ่งออกให้แก่บริษัท Continental Oil Company of Thailand เมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2515 และสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 2/2515/6 สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 12 และ 13 ซึ่งออกให้แก่บริษัท Union Oil Company of Thailand เมื่อวันที่ 6 มีนาคม 2515 และแหล่งบงกชที่อยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 17 ได้รับการพัฒนาภายใต้สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2515/7 สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 16 และ 17 ซึ่งออกให้แก่บริษัท BP Petroleum Development Limited เมื่อวันที่ 8 มีนาคม 2515 และสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 5/2515/9 สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14 และ 15 ซึ่งออกให้แก่บริษัท Tenneco Thailand, Inc. เมื่อวันที่ 10 มีนาคม 2515

Transition of petroleum operations at Erawan and Bongkot gas fields

Background

Thailand, by the then Ministry of National Development, issued an announcement on 'determination of areas, periods, criteria, procedures and conditions for issuing an exclusive petroleum exploration license and petroleum mining concession certificate in January 1968 for offshore exploration blocks in the Gulf of Thailand. The announcement attracted great interest from various companies. The ministry, in the same year, entered into agreements, known as 'licences', under the mineral law with a number of companies who applied for the rights, leading to the start of petroleum exploration in the Gulf of Thailand. In 1971 when the Petroleum Act, B.E. 2514 was enacted, all petroleum licenses were turned into petroleum concessions. Erawan Field and nearby fields which lie in blocks No. 10, 11, 12, and 13 were developed, with blocks No. 10 and 11 under concession No. 1/2515/5 granted to Continental Oil Company of Thailand on March 1, 1972, and blocks No. 12 and 13 under the concession No. 2/2515/6 granted to Union Oil Company of Thailand on March 6, 1972. Bongkot Field, which lies in blocks No. 15, 16, and 17, was developed under concession no. 3/2515/7 granted to BP Petroleum Development Limited for blocks no. 16 and 17 on March 8, 1972. Meanwhile, Tenneco Thailand, Inc. was granted concession no. 5/2515/9 on March 10, 1972 for exploration blocks no. 14 and 15.

ผู้รับสัมปทานได้มีการสำรวจค้นพบปิโตรเลียมแหล่งเอราวัณในปี พ.ศ. 2515 และได้เริ่มทำการผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ประโยชน์ในประเทศเป็นครั้งแรก เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2524 การเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในแหล่งเอราวัณถือเป็นจุดเปลี่ยนแปลงการสำรวจปิโตรเลียมครั้งสำคัญของประเทศไทยที่เรียกว่า "ยุคโชติช่วงชัชวาล" ตามคำกล่าวของนายกรัฐมนตรี พลเอก เปรม ติณสูลานนท์ ในพิธีเปิดวาล์วรับการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเอราวัณมาขึ้นฝั่งยังสถานีควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซของการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (ปตท.) จังหวัดระยอง นับเป็นครั้งแรกที่ประเทศไทยสามารถผลิตปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ได้เอง การเริ่มผลิตปิโตรเลียมในแหล่งดังกล่าวมีบทบาทในการทดแทนน้ำมันเตาที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ลดภาระค่าใช้จ่ายจากการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ ในส่วนของแหล่งบงกช ผู้รับสัมปทานได้ค้นพบแหล่งปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2516 และเริ่มทำการผลิตก๊าซธรรมชาติครั้งแรก เมื่อวันที่ 15 กันยายน 2536 การเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งบงกชถือเป็นอีกหนึ่งจุดเริ่มต้นสำคัญที่ช่วยให้ขีดความสามารถในการผลิตก๊าซธรรมชาติของประเทศเพิ่มขึ้น เกิดการขยายตัวของอุตสาหกรรมก๊าซธรรมชาติไทยอย่างมีนัยสำคัญ

ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากทั้งสองแหล่งดังกล่าว นอกจากจะช่วยเป็นเชื้อเพลิงหลักที่สำคัญในการผลิตกระแสไฟฟ้า ยกระดับความสามารถในการพึ่งพาตนเองด้านพลังงานแล้ว ยังเป็นปัจจัยหลักที่ก่อให้เกิดการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านก๊าซธรรมชาติของประเทศ โดยเฉพาะระบบท่อ และการก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นที่ช่วยให้ไทยสามารถสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับทรัพยากรก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ประโยชน์อื่นๆ นอกเหนือจากนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า อย่างเช่น การนำมาผลิตก๊าซหุงต้ม (LPG) เพื่อใช้ในอุตสาหกรรมครัวเรือนและภาคขนส่ง และการนำมาเป็นวัตถุดิบตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพื่อสร้างสรรค์ผลิตภัณฑ์ที่หลากหลายเพิ่มมูลค่า ทำให้เศรษฐกิจของประเทศเจริญเติบโตและรุ่งเรืองขึ้นมาเป็นลำดับจนถึงปัจจุบัน

การดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแหล่งเอราวัณและบงกชสร้างรายได้ให้ภาครัฐรวมกว่า 348,713 ล้านบาท และ 239,455 ล้านบาท ตามลำดับ โดยปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากทั้งสองแหล่งดังกล่าว อันได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ มีส่วนช่วยให้ประเทศรักษาเสถียรภาพทางพลังงาน ซึ่งที่ผ่านมา มีการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งเอราวัณคิดเป็นปริมาณปิโตรเลียมโดยรวมกว่า 2,787 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และมีการผลิตในแหล่งบงกชคิดเป็นปริมาณปิโตรเลียมโดยรวมกว่า 1,360 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

The concessionaire discovered oil in Erawan Field in 1972 and the country's first gas production was achieved on September 12, 1981. Gas production from Erawan Field marked a significant turning point in Thailand's petroleum exploration, labeled as the 'Glowing Prosperity Era' by General Prem Tinsulanonda – the then prime minister in his speech when he presided over the Valve - opening ceremony that signaled inauguration of gas production from Erawan Field. The gas was piped ashore at the Petroleum Authority of Thailand's gas receiving plant in Rayong. This is considered the first gas production in commercial volume in Thailand, able to replace fuel oil for power generation and reduce fuel import cost.

At Bongkot, the concessionaire discovered petroleum in 1973 and started its first gas production on September 15, 1993. First gas from Bongkot Field marked another important starting point that helped increase the country's natural gas production capacity, leading to significant expansion of domestic gas industry.

Natural gas produced from both fields not only provided main fuel for power generation that helped raise the country's energy self-reliance, but also laid the foundation of the country's natural gas infrastructure, particularly the piping system and construction of gas separation plants, which consequently added value to indigenous natural gas resources through various applications other than as fuel for power generation, such as production of liquefied petroleum gas (LPG) or cooking gas, which benefits both household and transport sectors. The gas has also been used as feedstock for the petrochemical industry, bringing about the creation of various products of higher value, which has, over time, contributed to the country's economic growth to the present day.

Petroleum exploration and production in Erawan and Bongkot fields have generated revenue of over Baht 348.713 billion and Baht 239.455 billion, respectively. Petroleum produced includes natural gas, condensate, and crude oil, which

ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมที่กำหนดไว้ตามสัมปทานปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 13 15 16 และ 17 มีระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม 30 ปี โดยทุกแปลงดังกล่าวได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมอีกเป็นเวลา 10 ปี ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 13 และ 15 จึงมีกำหนดสิ้นสุดลงในวันที่ 23 เมษายน 2565 และสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 16 และ 17 มีกำหนดสิ้นสุดลงในวันที่ 7 มีนาคม 2566 อย่างไรก็ตาม กระทรวงพลังงานโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเชื่อว่า พื้นที่ดังกล่าวยังคงมีศักยภาพด้านปิโตรเลียมเหลืออยู่ในพื้นที่เพียงพอที่จะสามารถผลิตปิโตรเลียมตอบสนองความต้องการของประเทศอย่างน้อยไม่ต่ำกว่า 10 ปี อีกทั้งประเทศมีความต้องการใช้ก๊าซจากแหล่งในประเทศ หากสามารถผลิตก๊าซขึ้นมาใช้ได้เองจากพื้นที่ซึ่งเป็นแหล่งใหญ่ได้อย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ จะตอบสนองความต้องการก๊าซของประเทศในระยะยาวได้เป็นอย่างดี ก่อให้เกิดความมั่นคงด้านพลังงาน ลดการพึ่งพาการนำเข้าจากต่างประเทศ มีเม็ดเงินเข้ามาลงทุนหมุนเวียนในประเทศ รวมถึงการพัฒนาทักษะความรู้และสร้างงานสร้างอาชีพให้กับคนไทย

ดังนั้น เพื่อให้การดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งดังกล่าวเกิดความต่อเนื่อง กระทรวงพลังงานจึงนำเสนอแนวทาง การบริหารจัดการแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สัมปทานจะสิ้นสุดอายุดังกล่าวต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2558 และวันที่ 30 พฤษภาคม 2559 ซึ่ง กพช. มีมติมอบหมายให้กระทรวงพลังงานคัดเลือกผู้ดำเนินการรายใหม่ โดยการเปิดให้มีการประมูลแข่งขันยื่นข้อเสนอเป็นการทั่วไปล่วงหน้าก่อนที่สัมปทานจะสิ้นอายุ ดังนั้นเพื่อดำเนินการตามมติดังกล่าว กระทรวงพลังงานจึงได้ออกประกาศ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการยื่นคำขอ การพิจารณา และการได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 ลงวันที่ 24 เมษายน 2561 เพื่อเชิญชวนบริษัทที่สนใจเข้าร่วมยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจทั้งสองดังกล่าว ซึ่งมีบริษัททั้งจากในประเทศและต่างประเทศที่ให้ความสนใจและเข้ามายื่นคำขอประมูล กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติโดยคณะกรรมการปิโตรเลียมได้พิจารณาคำขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามขั้นตอนที่กำหนดไว้อย่างโปร่งใส และมีการเปิดเผยทุกขั้นตอนต่อสาธารณชน ตลอดจนสรุปผลการพิจารณาเสนอคณะรัฐมนตรี ซึ่งคณะรัฐมนตรีลงมติอนุมัติให้บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด และบริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้ที่ได้รับสิทธิ

have played a supportive role in maintaining the country's energy security. A total of 2,787 million barrels of oil equivalent (BOE) have been produced from Erawan Field and 1,360 million BOE from Bongkot Field.

Under the concession, the production period of offshore exploration blocks No. 10, 11, 12, 13, 15, 16, and 17 was 30 years, and was renewed for another 10 years. The production period for blocks 10, 11, 12, 13, and 15 was due to expire on April 23, 2022 and blocks 16 and 17 on March 7, 2023. However, the Ministry of Energy, by DMF, believed that these production fields still have their petroleum potential for at least another 10 years. Long-term constant and efficient production from indigenous fields can assure national energy security, reduce dependence on imported energy, encourage local investment as well as job creation and development of knowledge and skills of Thai nationals.

To ensure uninterrupted gas production from these fields, the Ministry of Energy offered recommendations on the management of these expiring gas fields to the National Energy Policy Council (NEPC) at its meetings on May 14, 2015 and May 30, 2016. The NEPC passed a resolution assigning the Ministry of Energy to select new operators by calling for a bidding prior to the concession expiry. The Ministry of Energy, therefore, issued an announcement dated April 24, 2018 on criteria, methods and conditions for submission of application, consideration, and award of the rights to be a contractor of production sharing contract for offshore blocks No. G1/61 and G2/61 in the Gulf of Thailand, inviting interested parties to submit their bids for petroleum exploration and production in both blocks. Thai and non-Thai companies expressed their interest and submitted their applications. DMF, by the Petroleum Committee, considered these applications based on a well-defined procedure, of which all steps were made known to the public to assure transparency. Conclusion of the consideration was presented to the cabinet, which granted an approval

เป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และอนุมัติให้บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด เป็นผู้ที่ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61

การดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่านจากระบบสัมปทานไปสู่ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

ตามที่ แหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 (แปลงสำรวจฯ 10-13) สัญญาสัมปทานเลขที่ 1/2515/5 และ 2/2515/6 ดำเนินงานโดยบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด (เชฟรอนฯ) และแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกชเหนือ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 (แปลงสำรวจฯ 15) สัญญาสัมปทานเลขที่ 5/2515/9 ดำเนินงาน โดยบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท.สผ.) ได้สิ้นอายุสัมปทานในวันที่ 23 เมษายน 2565 และเปลี่ยนเป็นแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 (แปลงสำรวจฯ G1/61) สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 1/2562/1 และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 (แปลงสำรวจฯ G2/61) สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 2/2562/2 ตามลำดับ มีการดำเนินงานโดยบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ปตท.สผ.อีดี.) ในฐานะผู้รับสัญญา

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการดำเนินงานเพื่อเตรียมความพร้อมในการเปลี่ยนผ่านจากระบบสัมปทานไปสู่ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตเพื่อให้เป็นไปด้วยความราบรื่น จึงได้จัดทำแผนการเตรียมการรับมอบและส่งมอบสิ่งติดตั้งและทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมและแผนการดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่าน (Handover) โดยมีการดำเนินการ ดังนี้

1. การเตรียมการรับมอบและส่งมอบสิ่งติดตั้งและทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

การตรวจประเมินสภาพของสิ่งติดตั้งและทรัพย์สินดังกล่าวและแจ้งผลการตรวจประเมินให้กับบริษัทผู้รับสัมปทานในแปลงสำรวจที่กำลังจะสิ้นอายุสัมปทานรับทราบและดำเนินการปรับปรุงแก้ไข เพื่อให้สิ่งติดตั้งที่ส่งมอบอยู่ในสภาพพร้อมใช้งานจนถึงวันสิ้นสุดอายุสัมปทานตามหลักเทคนิคและวิธีการปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดีเพื่อประกอบการพิจารณารับมอบสิ่งติดตั้งที่มีสภาพพร้อมใช้งาน และส่งมอบให้กับผู้รับสัญญารายใหม่ เพื่อให้การเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานของแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ มีสิ่งติดตั้งที่รัฐรับมอบจากผู้รับสัมปทานและต้องส่งมอบให้ผู้รับสัญญาจำนวน 350 รายการ ประกอบด้วย 1) แท่นกระบวนการผลิตจำนวน 10 แท่น 2) แท่นที่พักอาศัยจำนวน 6 แท่น 3) แท่นเผาก๊าซทิ้ง

to PTTEP Energy Co., Ltd. and MPG2 (Thailand) Co., Ltd. to be the contractor of Block G1/61, and to PTTEP Energy Development Co., Ltd. to be the contractor of Block G2/61.

Transition from concession regime to production sharing contract regime

When the petroleum concession of the Erawan gas field, offshore blocks No. 10, 11, 12, and 13 under the concessions No. 1/2515/5 and 2/2515/6, operated by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd., and that of North Bongkot gas field, offshore block No. 15 under the concession No. 5/2515/9, operated by PTTEP Plc. expired on April, 23, 2022, these areas were renamed as Block G1/61 under the production sharing contract No. 1/2562/1, and Block G2/61, under the production sharing contract No. 2/2562/2, respectively, both operated by PTTEP Energy Development Co., Ltd. (PTTEP ED).

DMF, recognizing the importance of good preparation to ensure smooth transition from the concession regime to the PSC regime, mapped out a handover plan for installations and assets required for petroleum operations, as detailed below:

1. Preparation for handover of installations and assets used for petroleum operations

DMF carried out an inspection of installations and assets and reported the inspection results to the concessionaires whose concessions were about to end for acknowledgement and for taking corrective actions in accordance with good technical practices for petroleum operations so that all installations to be handed over would be in operational conditions by the expiring date of the concessions. The inspection was part of the consideration for the handover of the installations to the new PSC contractors. At Erawan, there are altogether 350 items to be handed over from the State to the PSC contractors, comprising: 10 processing platforms, six living quarters platforms, seven gas flare platforms, two mercury removal

จำนวน 7 แท่น 4) แท่นกำจัดปรอทและแท่นเพิ่มความดัน จำนวน 2 แท่น 5) แท่นหลุมผลิตจำนวน 134 แท่น 6) ท่อขนส่งจำนวน 190 ชุด 7) อุปกรณ์ยึดโยงเรือและท่อขนส่งปิโตรเลียมของเรือจำนวน 1 ชุด และแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกชเหนือ จำนวน 126 รายการ ประกอบด้วย 1) แท่นกระบวนการผลิตจำนวน 2 แท่น 2) แท่นที่พักอาศัย จำนวน 2 แท่น 3) แท่นเผาก๊าซทิ้งจำนวน 2 แท่น 4) แท่นกำจัดกำมะถัน แท่นสะพานเชื่อมและแท่นชุมทางท่อจำนวน 3 แท่น 5) แท่นหลุมผลิตจำนวน 56 แท่น 6) ท่อขนส่งจำนวน 59 ชุด 7) เรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวจำนวน 1 ลำ 8) อุปกรณ์ยึดโยงเรือและท่อขนส่งปิโตรเลียมของเรือจำนวน 1 ชุด ซึ่งเปลี่ยนเป็นการดำเนินงานในรูปแบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในแปลงสำรวจฯ G1/61 และ G2/61 ตามลำดับ

2. การดำเนินงานในช่วงการเปลี่ยนผ่าน

1) การตรวจสอบการดำเนินการปรับเทียบอุปกรณ์สำหรับการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบ ของแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ (แหล่งเอราวัณประกอบไปด้วยชุดอุปกรณ์ซื้อขายก๊าซธรรมชาติ จำนวน 5 จุดซื้อขาย และเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว จำนวน 1 ลำ) แหล่งปลาทอง (ประกอบไปด้วยชุดอุปกรณ์ซื้อขายก๊าซธรรมชาติ จำนวน 2 จุดซื้อขาย และเรือกักเก็บน้ำมันดิบ จำนวน 1 ลำ) และแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกชเหนือ (ประกอบไปด้วยชุดอุปกรณ์ซื้อขายก๊าซธรรมชาติ จำนวน 1 จุดซื้อขาย และเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว จำนวน 1 ลำ)

2) การนำผู้รับสัญญาและผู้ดำเนินงานเข้าพื้นที่ปฏิบัติงาน (Onsite) เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการดำเนินงานเป็นเวลา 1 สัปดาห์ (ระหว่างวันที่ 17 – 21 เมษายน 2565) เพื่อให้การผลิตและจัดส่งปิโตรเลียมเป็นไปได้อย่างราบรื่น โดยการดำเนินการเตรียมความพร้อมแบ่งเป็น 6 ด้านหลัก คือ 1) ด้านการผลิตและการซ่อมบำรุง 2) ด้านความปลอดภัย 3) ด้านการขนส่ง 4) ระบบการจัดการข้อมูลการซ่อมบำรุงและรายการทรัพย์สิน 5) ระบบควบคุมการผลิตและระบบมาตรวัดการซื้อขาย 6) ระบบไอที

3. การดำเนินงานในวันสิ้นสุดสัมปทาน

1) การตรวจสอบการซื้อขายน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวครั้งสุดท้ายก่อนสิ้นสุดสัมปทาน (Last Offtake) ของเรือกักเก็บ จำนวน 3 ลำ (แหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณประกอบไปด้วยเรือกักเก็บและซื้อขายจำนวน 2 ลำ คือ เรือกักเก็บน้ำมันดิบปัตตานีสปิริต (PLFSO) และเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวเอราวัณสอง (EFSO2) แหล่งก๊าซธรรมชาติบงกชเหนือประกอบไปด้วยเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวปทุมพาหะ (FSO2) และตรวจวัดปริมาณน้ำมันดิบและ

and pressure boosting platforms, 134 wellhead platforms, 190 sets of gas pipeline, and one set of mooring equipment and FSO's petroleum hose. Meanwhile, at North Bongkot, there were 126 items to be handed over, including: two processing platforms, two living quarters platforms, two gas flare platforms, three mercury removal riser and bridge living quarter platforms, 56 wellhead platforms, 59 sets of gas pipeline, one floating condensate storage unit, one set of mooring equipment and FSO's petroleum hose. These two blocks, G1/61 and G2/61, would be operated under the production sharing contract regime.

2. Operations during the transition period

1) Inspection of the calibration of metering equipment for sale gas, condensate and crude oil at Erawan Field (at five gas sale points and a floating condensate storage unit), Platong Field (at two gas sale points and a floating crude oil storage unit), and at North Bongkot Field (at one gas sale point and a floating condensate storage unit)

2) Taking the PSC contractors and operators onsite for one-week preparation (April 17-21, 2022) to ensure smooth gas production and transmission, covering six areas of work, namely: 1) production and maintenance; 2) safety; 3) transportation; 4) information management system of asset inventory and maintenance; 5) production control system and sale gas measuring system; and 6) IT system

3. Operations on the expiry date of the concession

1) Inspection of the last offtake of crude oil and condensate on three floating storage vessels (PLFSO and EFSO2 at Erawan and FSO2 at North Bongkot) and the remaining volumes of crude oil and condensate in the vessels, as well as inspection of sales gas billing cutoff at seven gas sale point at Erawan and one at Bongkot

ก๊าซธรรมชาติเหลวที่คงค้างในถังสินค้าของเรือกักเก็บปิโตรเลียมดังกล่าว และการตรวจสอบปริมาณซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Sale gas Billing cut off) ในช่วงรอยต่อของการเปลี่ยนผ่านของจุดซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ จำนวน 7 จุดซื้อขาย และจุดซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกชเหนือ จำนวน 1 จุดซื้อขาย

2) จัดตั้งห้อง War room เพื่อสังเกตการณ์การเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานจากผู้ดำเนินงานตามระบบสัมปทานเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตของแปลงสำรวจดังกล่าวโดยมีผู้บริหารกระทรวงพลังงานและเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พร้อมด้วยหน่วยงานภายนอกคือ 1) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด 2) บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) 3) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) 4) บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด 5) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 6) บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด เข้าร่วมสังเกตการณ์และติดตามการดำเนินงาน และได้จัดเจ้าหน้ากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่ประจำ ณ แท่นกระบวนการผลิตจำนวน 5 แท่นผลิตคือ เอราวัณ ฟูนาน สตูล ปลาทอง และบงกชเหนือ ประจำที่เรือจำนวน 3 ลำคือ เรือกักเก็บน้ำมันดิบปัตตานีสปิริต เรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวเอราวัณสอง และเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวปทุมพาหะ ซึ่งเจ้าหน้าที่ที่ประจำ ณ จุดต่าง ๆ ดังกล่าวจะทำการรายงานสถานการณ์ดำเนินงานช่วงเปลี่ยนผ่านให้ทราบทุก ๆ ชั่วโมง

การลงนามในสัญญาและข้อตกลง

ครั้งแรกในประเทศไทยที่ภาครัฐเป็นผู้ร่วมลงนามในสัญญาซื้อขายปิโตรเลียม และข้อตกลงเกี่ยวกับการใช้สิ่งติดตั้งของรัฐในการประกอบกิจการปิโตรเลียม สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และหมายเลข G2/61 รวมทั้งสิ้น 7 ฉบับ

การประกอบกิจการปิโตรเลียมจะสมบูรณ์ได้ต้องมีขั้นตอนหรือการดำเนินงานที่สำคัญอีกประการหนึ่ง คือ การทำสัญญาซื้อขายปิโตรเลียม เพราะหากไม่มีการทำสัญญาซื้อขายแล้วปิโตรเลียมมีผลิตขึ้นมาได้ก็จะไม่ถูกนำไปใช้ประโยชน์ในเชิงธุรกิจ โดยเฉพาะด้านราคา เนื่องจากแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และหมายเลข G2/61 หรือเป็นที่รู้จักกันว่า “แหล่งเอราวัณ” และ “แหล่งบงกช” เป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีการผลิตก๊าซธรรมชาติแหล่งสำคัญของประเทศ ซึ่งเดิมเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัมปทาน และต่อมาเมื่อทั้งสองแหล่งใกล้สิ้นอายุสัมปทาน ภาครัฐโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการเปิดประมูลเนื่องจากยังมีปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมเหลืออยู่ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ภายใต้ระบบสัญญา

2) Setting up a war room to monitor the transition with the presence of executives from the Ministry of Energy and DMF staff together with representatives from 1) Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.; 2) PTTEP Plc.; 3) PTT Plc.; 4) PTT LNG Co., Ltd.; 5) The Electricity Generating of Thailand (EGAT); 6) PTTEP Energy Development Co., Ltd. DMF task forces were also sent to five processing platforms, namely Erawan, Funan, Satun, Platong, and North Bongkot; and three FSOs, namely PLFSO, EFSO2, and FSO2, for close monitoring of the transition and making hourly report to the war room.

Signing of agreements and contracts

It was for the first time in Thailand that the government sector took part in the signing of agreements on petroleum sale and on the use of state-owned installations for petroleum operations in the offshore Block G1/61 and Block G2/61 in the Gulf of Thailand, totaling 7 in number.

Petroleum operations will only be completed with a contract signed for petroleum sale. Without such an agreement, drafted with special attention to petroleum price, the petroleum produced will not be of optimum use to serve business purposes. Since the offshore exploration blocks G1/61 and G2/61, known as Erawan and Bongkot fields, are the nation’s prime sources of natural gas supply earlier operated under the concession regime, when the concessions of these two blocks came near their expiry, the government, by DMF, considering that the fields still have petroleum potential, thus with the resolution of the National Energy Policy Council (NEPC) announced an invitation for bidding for these blocks under the production sharing contract regime. The bidding also set a condition on a fixed gas price in the pricing formula to keep the sales price of indigenously produced gas low and/or not higher than the price under the concession regime. Such natural gas pricing will benefit all sectors, particularly power users in general, since the gas from Erawan and Bongkot fields, after having been

แบ่งปันผลผลิต โดยเงื่อนไขการประมูลมีการกำหนดราคาก๊าซคงที่ในสูตรราคา เพื่อกำหนดให้ราคาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตและขายจากทั้งสองแหล่งนี้มีราคาถูก และ/หรือไม่แพงไปกว่าราคาเดิม ดังนั้น การที่ภาครัฐมีการกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติ จะเป็นประโยชน์ต่อทุกภาคส่วนโดยเฉพาะประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเอราวัณและบงกช เมื่อเข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติแล้วก๊าซส่วนหนึ่งจะใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

สำหรับข้อตกลงเกี่ยวกับการใช้สิ่งติดตั้งของรัฐในการประกอบกิจการปิโตรเลียมเป็นส่วนหนึ่งตามกฎหมายปิโตรเลียมที่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตต้องลงนามกับทางภาครัฐ โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อให้ผู้รับสัญญาได้ใช้ประโยชน์จากสิ่งติดตั้งที่มีอยู่จากผู้รับสัมปทานรายเดิมได้ส่งมอบให้แก่รัฐ ซึ่งจะช่วยให้มีการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างต่อเนื่อง และเป็นการลดค่าใช้จ่ายในการลงทุนสร้างสิ่งติดตั้งใหม่

การลงนามในสัญญาซื้อขายปิโตรเลียม ทั้งก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบ ของแปลงสำรวจฯ G1/61 “แหล่งเอราวัณ” สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว ของแปลงสำรวจฯ G2/61 “แหล่งบงกช” ในปี 2565 นี้ นับเป็นครั้งแรกในประวัติศาสตร์ของการประกอบกิจการปิโตรเลียม ที่มีภาครัฐเป็นผู้ร่วมลงนามในสัญญาซื้อขายปิโตรเลียมร่วมกับภาคเอกชน รวมทั้งการลงนามในข้อตกลงการใช้สิ่งติดตั้งของรัฐในการประกอบกิจการปิโตรเลียมในทั้งสองแปลง ที่ภาครัฐเป็นเจ้าของสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียม รวมทั้งหมด 7 ฉบับ เพื่อให้เกิดการผลิตปิโตรเลียมภายหลังสัมปทานเดิมที่จะสิ้นระยะเวลาผลิตลง ในวันที่ 23 เมษายน 2565 และเข้าสู่ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต วันที่ 24 เมษายน 2565 ให้มีการผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง

นับว่าเป็นความสำเร็จอีกขั้นหนึ่งของการประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศไทย โดยที่ผ่านมาทุกฝ่ายทั้งภาครัฐและภาคเอกชนทุ่มเทสรรพกำลัง ความพยายาม ความร่วมมือ เพื่อประโยชน์ต่อสาธารณะ ความเป็นอยู่ของประชาชน และที่สำคัญคือการสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศอย่างต่อเนื่อง และยั่งยืนตลอดไป

sent to gas separation plants, will be used to fuel power generation.

Regarding the use of state-owned installations for petroleum operations, the law requires the PSC contractor to enter into an agreement with the government sector, represented by DMF, so that the PSC contractor can make use of the installations handed over to the State by the former concessionaires. This will enable operation continuity while helping the new investor to save its cost on acquiring new installations.

The signing of petroleum sale agreements, covering natural gas, condensate, and crude oil, from Block G1/61 (Erawan Field), and natural gas and condensate from Block G2/61 (Bongkot Field) this year was considered a new page of petroleum history in Thailand, in which the government sector jointly signed with the private sector, and the signing of agreements on the use of state-owned installations for petroleum operations of both blocks would enable uninterrupted production after the expiry of the renewed production period on April 23, 2022 and the beginning of the production sharing contract regime on April 24, 2022.

This is another level of success in Thailand’s petroleum operations, which was made possible by the joint effort and cooperation of the public and private sectors for the benefit of the country and the Thai people, ultimately resulting in sustainable energy security.

ณ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระท

ศูนย์กำกับ ติดตาม และควบคุม การเปลี่ยนผ่านการดำเนินงาน
จากผู้ดำเนินงานตามระบบสัมปทานเป็นผู้รับสัญ
ปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย
เลข G1/6
หมายเลข G2
วันที่ 23

G1/61 และหมายเลข G2/61
วันที่ 23-24 เมษายน 2565

ศูนย์กำกับ ติดตาม และควบคุม การเปลี่ยนผ่านการดำเนินงาน
จากผู้ดำเนินงานตามระบบสัมปทานเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
กระทรวงพลังงาน

1

ภาพรวมกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
DMF Overview

BNI
seasons
HOTELS
Holiday Inn Express
UOB

1.1 อำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย
Legal Authority

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

1. บริหารจัดการการให้สัญญาหรือสัมปทานปิโตรเลียม การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่ง การขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม รวมถึงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม
2. กำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม
3. วิเคราะห์ วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรอง และพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ
4. ศึกษาและเสนอแนะแนวทางการนำเข้าและการซื้อขายก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas)
5. ศึกษาและส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก และศึกษาและส่งเสริมการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล
6. กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานการดำเนินงานอาชีวอนามัย 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 natural energy security, management 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 contracts or concessions for the petroleum exploration, production, storage, transport, sale, distribution, and 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

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)

8. Coordinate cooperation in the exploration and development of mineral fuel resources in joint development areas and overlapping areas 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

นโยบายด้านพลังงานที่ปรากฏในคำแถลงนโยบายของคณะรัฐมนตรี พลเอกประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี แถลงต่อรัฐสภาเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 25 กรกฎาคม 2562 ในข้อ 5 การพัฒนาเศรษฐกิจและความสามารถในการแข่งขันของไทย ในเรื่องของการพัฒนาสาธารณูปโภคพื้นฐาน (5.6.3) เสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้สามารถพึ่งพาตนเองได้ โดยกระจายชนิดของเชื้อเพลิงทั้งจากฟอสซิลและจากพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนตามศักยภาพของแหล่งเชื้อเพลิงในพื้นที่ เปิดโอกาสให้ชุมชนและประชาชนมีส่วนร่วมในการผลิตและบริหารจัดการพลังงาน รวมถึงดำเนินการให้มีการสำรวจและค้นพบแหล่งพลังงานใหม่ และร่วมมือกับประเทศเพื่อนบ้านในการพัฒนาพลังงาน

กระทรวงพลังงานกำหนดแผนการดำเนินงานในปี 2565 ที่สอดคล้องกับแนวนโยบายด้านพลังงานภายใต้มิติ "Collaboration for Change: C4C ก้าวสู่ยุคพลังงานสะอาด จับมือพันธมิตรเพื่อขับเคลื่อนเศรษฐกิจไทย" โดยมุ่งเน้นการปรับบทบาทองค์กรเพื่อก้าวสู่ยุค Energy Transition ปลดล็อคกฎระเบียบ และจับมือทุกภาคส่วนเพื่อขับเคลื่อนการพัฒนาที่สำคัญ 3 ด้านคือ 1) ด้านพลังงานสร้างความมั่นคงสู่เป้าหมายสังคมคาร์บอนต่ำ 2) ด้านพลังงานเสริมสร้างเศรษฐกิจ 3) ด้านพลังงานลดความเหลื่อมล้ำและสร้างคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้น

กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan 2022) ซึ่งรวมทั้ง 5 แผนพลังงานไว้ด้วยกัน ประกอบด้วย 1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) 2) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) 3) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) 4) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan) และ 5) แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan) โดยมีเป้าหมายสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาดและลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (Carbon Neutrality) คาดว่าจะประกาศใช้ปี 2566 โดยมีเป้าหมายที่ไทยจะบรรลุการปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2050 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Net-zero GHG emission) ค.ศ. 2065

สำหรับการส่งเสริมอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นหน่วยงานผู้รับผิดชอบหลักนั้น กระทรวงพลังงานได้เล็งเห็นความสำคัญโดยได้

According to the policy statement given by Prime Minister Prayut Chan-o-Cha to Parliament on July 25, 2019, under Item 5, national development of Thailand's economy and competitiveness, Sub-Item 5.6.3, energy infrastructural development, reads: Enhance energy security for self-reliance by duly diversifying types of fossil fuels and renewable energy, advocate production and consumption of renewable energy commensurate with the potential of each area's fuel sources, engage communities and the people in the production and management of energy, proceed with exploration for and discovery of new energy sources, and cooperate with neighboring countries in energy development.

The Ministry of Energy, in line with the energy policy under the theme "Collaboration for Change (C4C) towards clean energy era in cooperation with partners to drive the country's economy", drew up a work plan for 2022 with emphasis on adjusting the organization's role to support 'Energy Transition', relaxing rules and regulations, and joining hands with all sectors to steer three key developments, namely 1) energy for stability to become a low-carbon society; 2) energy for economy; and 3) energy for reducing inequality and for better life quality.

Importantly, the Ministry of Energy has mapped out the National Energy Plan 2022, incorporating the country's five energy plans, namely: Power Development Plan (PDP), Alternative Energy Development Plan (AEDP), Energy Efficiency Plan (EEP), Gas Plan, and Oil Plan. The National Energy Plan 2022, intended to support the country's target in achieving clean energy transition and carbon neutrality, was planned for implementation in 2023 with a goal to achieve carbon neutrality by 2050 and net-zero greenhouse gas (GHG) emissions by 2065.

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

- การดำเนินงานช่วงเปลี่ยนผ่านแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 เมื่อวันที่ 23-24 เมษายน 2565 เป็นไปอย่างราบรื่น โดยสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติจากทั้ง 2 แปลงได้อย่างต่อเนื่อง ไร้การสะดุด ก้าวสู่ประวัติศาสตร์หน้าใหม่ของวงการปิโตรเลียมจากระบบสัมปทานสู่ระบบแบ่งปันผลผลิต เร่งเดินหน้าการผลิตก๊าซธรรมชาติให้ได้ตามเป้าหมาย

- การเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย จำนวน 3 แปลง ประกอบด้วยแปลง G1/65 G2/65 และ G3/65 ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต โดยประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสิทธิฯ ในเดือนเมษายน 2565 คาดว่าจะประกาศผลผู้ได้รับสิทธิและดำเนินการเกี่ยวกับการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตภายในเดือนพฤษภาคม 2566

- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับรางวัลเลิศรัฐประจำปี 2565 ด้านคุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐ 4.0 ระดับก้าวหน้าจากคณะกรรมการพัฒนาระบบราชการ (ก.พ.ร.) ผ่านระบบออนไลน์พร้อมก้าวสู่ Smart DMF เป็นศูนย์บริการข้อมูลด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติของประเทศ พร้อมยกระดับขีดความสามารถในการปฏิบัติงานด้วยเทคโนโลยีดิจิทัล โดยมุ่งพัฒนาใน 3 ด้าน ได้แก่ โครงสร้างพื้นฐานด้านเทคโนโลยีสารสนเทศที่ทันสมัย การบริหารจัดการข้อมูลด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติของประเทศ และการเพิ่มขีดความสามารถของบุคลากรและองค์กรในการบริการผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย เพื่อสอดรับกับนโยบายประเทศ 4.0 และตอบสนองวิสัยทัศน์การบริหารจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อสร้างและรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศต่อไป

- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับรางวัลรัฐบาลดิจิทัล ประเภท “รางวัลพัฒนาการดีเด่น หน่วยงานระดับกรมที่จัดทำนโยบาย ประสานงาน กำกับดูแล หรืออื่น ๆ” ในงานมอบรางวัลรัฐบาลดิจิทัล ประจำปี 2565 (DG Award 2022) ซึ่งมีพลเอกประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี เป็นประธานมอบรางวัลเพื่อเป็นแบบอย่างที่ดีให้กับส่วนราชการและหน่วยงานภาครัฐ เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2565 ณ ตึกสันติไมตรี ทำเนียบรัฐบาล

As for the promotion of the petroleum exploration and production, DMF’s prime mission, the ministry recognizes its criticality by including related actions among key driving measures under the Gas Plan 2018 (2018-2037) so as to ensure sufficient natural gas supply to meet domestic demand at fair prices and manage infrastructural systems for security and efficiency to sustain economic and social development with due regard for environmental equilibrium. Key actions taken included:

- Achieving smooth transition from the concession regime to the production sharing contract regime for the Erawan Field (Block G1/61) and the Bongkot Field (Block G2/61) in the Gulf of Thailand on April 23-24, 2022, considered another page of petroleum history in Thailand. Gas production from the two blocks, with no interruption encountered, would be accelerated to meet the target.

- Launching the 24th bidding round for the right to explore and produce petroleum in three blocks in the Gulf of Thailand, namely G1/65, G2/65, and G3/65, under the production sharing contract in April, 2022. Results of the bidding and signing of the PSC was planned for May 2023.

- Winning the ‘Loet Rath Award 2023’ from Office of the Public Sector Development Commission (OPDC) as an excellent government agency in the category of quality public administration 4.0, advanced level, for its readiness to move forward as ‘Smart DMF’ and as the nation’s information service center for natural fuels. The agency, with support of digital technology, is now ready to develop its competence in three areas, namely modern information technology infrastructure, management of the country’s natural fuel information, and higher competence of both personnel and organization in providing service for all stakeholders, responding to the Country Policy 4.0 and DMF’s vision on natural fuel management to sustain national energy security.

- Winning the Digital Government (DG) Awards 2022 in the category of outstanding development for department-level agencies regarding policy formulation, cooperation, supervision, and others, presented by Prime Minister Prayut Chan-o-Cha on November 30, 2022 at the Government House. The award is meant for recognizing good role models among government agencies.

นอกจากนั้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติยังเตรียมความพร้อมในการสนับสนุนนโยบายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ รวมถึงการสร้างการเติบโตอย่างยั่งยืนและเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันทางการค้าในอนาคต เพื่อมุ่งสู่เศรษฐกิจและสังคมคาร์บอนต่ำ โดยการร่วมมือกับบริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เริ่มทำการศึกษาและทดลองใช้เทคโนโลยี Carbon Capture and Storage (CCS) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการยอมรับในระดับสากลในการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากการประกอบกิจการต่าง ๆ เช่น การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ลงไปเก็บในชั้นหินใต้ดินในระดับความลึกที่มีความเหมาะสมในการกักเก็บ CO_2 อย่างปลอดภัย เพื่อเป็นการป้องกันไม่ให้มีการปล่อย CO_2 ในปริมาณมากเข้าสู่ชั้นบรรยากาศ ซึ่งนับเป็นหนึ่งในมาตรการที่จะสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาดได้

กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนปฏิบัติราชการระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2563-2565) ของกระทรวงพลังงาน ที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี แผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ แผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน นโยบายของคณะรัฐมนตรีที่แถลงต่อรัฐสภา แผนพลังงานชาติ และแผนอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เป็นกรอบในการปฏิบัติราชการของหน่วยงานในสังกัดกระทรวงพลังงาน โดยมีประเด็นด้านพลังงานเป็นส่วนขับเคลื่อนที่สำคัญ ซึ่งจะนำไปสู่การปฏิบัติเพื่อให้ประเทศไทยบรรลุ วิสัยทัศน์ "ประเทศไทยมีความมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน เป็นประเทศที่พัฒนาแล้วด้วยการพัฒนาตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียง" โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

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

ในส่วนของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงาน ซึ่งเป็นหน่วยงานหลักที่มีภารกิจเกี่ยวกับการส่งเสริมและสนับสนุนและเร่งรัดการจัดหาพลังงาน โดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ จัดทำแผนการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas) ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล และ

In addition, DMF has been prepared to support the policy on the country's GHG emission reduction, and enhancement of sustainable growth and national competitiveness, with an aim to become a low-carbon economy and society. To this end, DMF joined hands with petroleum concessionaires and some other related agencies in a study and trial use of the carbon capture and storage (CCS) technology, globally accepted for capturing carbon dioxide released from various operations such as petroleum exploration and production, and storing it in a layer of underground rock of a suitable depth to prevent emissions of large amount of CO_2 into the atmosphere. This technology is one of the measures to achieve Thailand's clean energy target.

The ministry's five-year (2020-2022) Action Plan aligns with the 20-year National Strategy (2018-2037), 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, and other applicable plans. All these strategies, driven by energy issues, provide frameworks for all units under the Ministry of Energy and will lead to implementation to achieve 'Thailand's security, prosperity, and sustainability support its developed - country status through the Self-Sufficiency Economy philosophy. The plan's key points included:

Action Plan 1: Establishment of energy security
Action Plan 2: Regulations of 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 key role in promoting and accelerating supply of energy through its promotion and acceleration of the exploration and 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

ส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้านและประเทศอื่น

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการทบทวนปรับปรุงแผนและจัดทำแผนปฏิบัติราชการระยะ 5 ปี วาระแรก 2 ปี (พ.ศ.2564-2565) ซึ่งประกอบด้วยวิสัยทัศน์ พันธกิจ ภารกิจ และอำนาจหน้าที่ที่สอดคล้องกับการดำเนินงานของกระทรวงพลังงาน ในด้านการเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานและการส่งเสริมการพัฒนา ผลิต และใช้พลังงานควบคู่ไปกับการดูแลสิ่งแวดล้อม เพื่อให้การดำเนินงานการปฏิบัติราชการของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สามารถสอดรับและเป็นไปในทิศทางเดียวกับกระทรวง ดังนี้

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 1 สร้างความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศ และต่างประเทศ

เป้าประสงค์ : ประเทศมีความมั่นคงด้านพลังงานและสามารถตอบสนองความต้องการเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างยั่งยืน

แนวทางการพัฒนา มีดังนี้

- การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมและขีดความสามารถการจัดหาปิโตรเลียมจากแหล่งภายในประเทศ เช่น โครงการตรวจสอบผลการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมของแหล่งปิโตรเลียมในปัจจุบัน โครงการพัฒนาระบบบริหารจัดการด้านการประเมินศักยภาพเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อการกำกับดูแลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและการเตรียมการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
- เร่งรัดให้มีการเปิดให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ เช่น การเตรียมความพร้อมเพื่อเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมครั้งที่ 24 บริเวณทะเลอ่าวไทย และการเตรียมความพร้อมเพื่อให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมครั้งที่ 25 บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคกลาง
- ส่งเสริมการสำรวจและพัฒนาพื้นที่ในแปลงสำรวจปิโตรเลียมปัจจุบัน เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบปริมาณสำรองปิโตรเลียม เช่น โครงการพิจารณากำหนดพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
- เตรียมความพร้อมในการบริหารจัดการสัมปทานที่จะสิ้นอายุ เช่น โครงการจัดทำข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งตามกฎกระทรวงว่าด้วยการรื้อถอน โครงการการดำเนินงานเกี่ยวกับกระบวนการอนุญาโตตุลาการระหว่างประเทศ การบริหารจัดการในช่วงเปลี่ยนผ่าน (แปลง G1/61 และ G2/61)
- ส่งเสริมการสำรวจและผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมเป็นไปอย่างต่อเนื่อง และการแก้ไขปัญหาพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน เช่น รายงานการจัดทำข้อมูลสนับสนุนการแก้ไขปัญหาพื้นที่อ้างสิทธิไหล่ทวีปทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน, รายงานการติดตามแผนการดำเนินงานและโครงการ

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 the first two years (2021-2022) of its five-year action plan. This review consisted of its vision, mission, and authority in line with the ministry's role to promote national energy security as well as energy development, production, and consumption in parallel with environmental care. These efforts had 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 audit of current petroleum reserve assessment, on development of a system to manage assessment of mineral fuel potential to support supervision of E&P activities, and preparation for a new bidding round
- Accelerating new E&P bidding rounds to increase opportunity in discovering new deposits, as seen in the preparation of the 24th bidding round for blocks in the Gulf of Thailand and the 25th round for those in the central and northeastern Thailand.
- Promoting exploration and development of current exploration blocks to grow the probability of discovering new petroleum reserves, such as a project for delineation of petroleum production areas
- Getting prepared for managing concessions nearing expiry, such as projects on: the preparation of agreements on the transfer of installations under the ministerial regulation on decommissioning, implementations in relation to international arbitration process, and the management of the transition of Blocks G1/61 and G2/61
- Continually promoting exploration and production in joint development areas and resolving continental-shelf overlapping areas with neighboring countries,

พัฒนาแหล่งก๊าซในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และรายงานการตรวจสอบการบริหารจัดการการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

- ส่งเสริมและผลักดันให้ภาคเอกชนเข้าไปลงทุนสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในต่างประเทศให้เพิ่มขึ้น รวมทั้งเสริมสร้างความสัมพันธ์ระหว่างประเทศ เพื่อเพิ่มความเชื่อมั่นระหว่างกัน อันจะก่อให้เกิดความร่วมมือด้านพลังงานในเชิงรุก เช่น การจัดทำข้อมูลพลังงานของกลุ่มประเทศเป้าหมาย
- บริหารจัดการและแก้ไขปัญหาถ่านหินอย่างบูรณาการ เช่น โครงการให้คำปรึกษาและติดตามผลประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน (CoP) ในสถานประกอบการผ่านแบบประเมินตนเอง (Self checklist), การบริหารจัดการระบบฐานข้อมูลเชื้อเพลิงธรรมชาติ (CoalDB)

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 2 ส่งเสริมการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้มีความปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

เป้าประสงค์ : การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศมีความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ชุมชน และมีความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน

แนวทางการพัฒนา มีดังนี้

- เตรียมการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียมอย่างปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เช่น การพิจารณาให้ความเห็นชอบแผนงานการรื้อถอน ประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน และรายงานด้านสิ่งแวดล้อม
- พัฒนาองค์ความรู้และจัดทำแนวทางปฏิบัติที่ช่วยยกระดับด้านการป้องกันและบรรเทาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการเฝ้าระวังผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย
- กระตุ้นและเสริมสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการมุ่งเน้นการพัฒนาระบบบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกิจกรรมเชิงป้องกัน

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 3 มุ่งสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูงในการกำกับกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

เป้าประสงค์ : กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นองค์กรที่มีการกำกับ ประสาน บริหารจัดการองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส

as seen in a report that provides supporting information for resolution of overlapping areas with neighboring countries, a report on progress and development of gas producing areas in MTJDA, and audit report of petroleum exploration and production in MTJDA

- Encouraging the private sector to invest more in E&P operations abroad and strengthening international relations for greater mutual trust, which will lead to proactive energy cooperation, as seen in the establishment of energy database of target countries
- Managing and resolving coal problems using an integrated approach, as seen in a project for providing consultation and monitoring of conformance to code of practice (CoP) on coal import/export at operating sites using the self-checklist, and management of coal database (CoalDB)

Action Plan 2: Promote measures for E&P safety and environmental friendliness

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

Development approaches:

- Preparing for safe and environmentally sound decommissioning of installations, including a review for endorsement of decommissioning plans, estimated costs and environmental reports
- Developing knowledge and setting guidelines for better prevention and mitigation of environmental impacts, as seen in a project on environmental impact monitoring in the Gulf of Thailand
- Urging and providing incentives for operators to relentlessly focus on development of E&P occupational health, safety, and environment systems, particularly preventive measures

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

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

แนวทางการพัฒนา มีดังนี้

- ปรับองค์กรเพื่อรองรับการกำกับดูแลภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต เช่น โครงการปรับโครงสร้างองค์กรเพื่อรองรับการดำเนินงานภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการตรวจสอบบัญชี (Accounting Audit) และการหักคืนต้นทุน (Cost Recovery) ของการประกอบกิจการปิโตรเลียม
- เพิ่มประสิทธิภาพการประสานงานและการให้บริการโดยทบทวนปรับปรุงมาตรฐานกระบวนการทำงานของกรมฯ อย่างเป็นระบบ พร้อมพัฒนาระบบและดำเนินการติดตามประเมินผลกระบวนการอย่างต่อเนื่อง เช่น และโครงการพัฒนาระบบบัญชีข้อมูล (Data Catalog) เพื่อนำไปสู่การเปิดเผยข้อมูลภาครัฐ (Open Data)
- ยกระดับฐานข้อมูลของกรมฯสู่การเป็นศูนย์กลางองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศ เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพระบบฐานข้อมูลและโปรแกรมรับส่งข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์ผ่านระบบ NSW ในการพิจารณาและแจ้งผลการพิจารณาตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514
- บริหารอัตรากำลังให้มีความเหมาะสมกับภารกิจ โครงสร้าง พร้อมกับสรรหาและพัฒนาบุคลากรให้มีศักยภาพกับการปฏิบัติงานในตำแหน่ง ควบคู่กับการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร เช่น โครงการอบรมการวางแผนกลยุทธ์ (Strategic Orientation)
- เสริมสร้างศักยภาพบุคลากรให้มีสมรรถนะ มีความสามารถตามลักษณะงานที่ปฏิบัติ การเป็นผู้นำและการทำงานร่วมกันเป็นทีม และการถ่ายทอดความรู้เพื่อการพัฒนาองค์กร เช่น โครงการอบรมการทำงานร่วมกันอย่างมีประสิทธิภาพ (Team Efficiency)

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 4 เสริมสร้างความเชื่อมั่นและความร่วมมือจากทุกภาคส่วนอย่างยั่งยืน

เป้าประสงค์ : เพิ่มการรับรู้ และทัศนคติทางบวกต่อภารกิจในการบริหารจัดการปิโตรเลียม แอลเอ็นจีและถ่านหิน ให้กับประชาชนและภาคส่วนต่าง ๆ

แนวทางการพัฒนา มีดังนี้

- ส่งเสริมการมีส่วนร่วมกับชุมชนและเครือข่าย เพื่อเพิ่มพูนความรู้ และเสริมสร้างความเชื่อมั่นต่อกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เช่น การสร้างการมีส่วนร่วมของประชาชนในพื้นที่ที่มีการผลิตปิโตรเลียม โครงการจิตอาสาภาคประชาชนมุ่งผลสัมฤทธิ์ กิจกรรมการจัดทำซั้งกอ สร้างบ้านให้ปลา เพื่อส่งเสริม และพัฒนาคุณภาพชีวิตกลุ่มประมง ในพื้นที่จังหวัดชุมพร

Development approaches:

- Restructuring the organization to enable supervision under the PSC regime, including a project on organizational restructuring under the PSC regime to enhance efficiency of accounting audit and cost recovery of petroleum operations
- More efficiently coordinating and providing service by revising and systematically improving the standard of DMF's work process, developing monitoring system and continually assessing work process efficiency, including a project on data catalogue system development that supports open government data
- Upgrading existing databases to make DMF a national E&P knowledge hub, as seen in improvement of database efficiency and a program to transmit electronic data through the NSW system that supports review and outcome notification under Section 70 of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971)
- Administering manpower that suits organizational missions and structure along with selection and development of personnel with right professional competence for each position as well as providing executive training through project such as Strategic Orientation
- 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 the Team Efficiency project

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

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

Development approach:

- Promoting engagement with communities and networks to enhance their knowledge and confidence in the E&P business, including a project to encourage public participation in petroleum producing areas, a result-based project to promote people's volunteering spirit, an activity to build fish cages in support of the fishing group's quality of life in Chumphon

1.3 แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580
Gas Plan 2018

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) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคเศรษฐกิจต่างๆ เพื่อลดปัญหามลพิษทางอากาศ (2) เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ พื้นที่พัฒนาร่วม และพื้นที่ทับซ้อน (3) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมและเพียงพอกับความต้องการใช้ในระดับภูมิภาค รวมทั้งใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติอย่างมีประสิทธิภาพ และ (4) ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศไทย

Background

The main objective of Gas Plan 2018 (spanning 2018-2037) is to secure enough 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 for environmental balance and linkage to the National Strategy of 2018-2037, the 12th National Economic and Social Development Plan, and the National Reform Plan on Energy. 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 territories; 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.

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

In conjunction with the Energy Policy and Planning Office (EPPO) and related agencies, DMF developed a draft Gas Plan 2018 in line with the PDP2018 rev. 1 and prevailing circumstances, notably the actual gas demand in 2018 and 2019 which fell below the projections of Gas Plan 2015. Also taken into account was 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 พบว่า แนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว 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 ในขณะที่ เมื่อเปรียบเทียบการจัดหาก๊าซธรรมชาติกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พบว่า อาจจำเป็นต้องมีการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม ในปี 2580 คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 68 ของการจัดหาทั้งหมด เพื่อรองรับความต้องการใช้ของประเทศ

Natural gas supply under Gas Plan 2018 (2018-2037) would 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 by 2037, indigenous outputs under current contracts would stand at about 1.5 Bcfd, or about 28% of total supply, as shown in Figure 2, whereas supply versus demand indicates that more supply may be needed that year to meet domestic demand in 2037, in fact accounting for 68% of 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 รวมทั้ง

The Ministry of Energy organized a public hearing on the new Thailand integrated Energy Blueprint (TIEB) on February 18, 2020. Four plans were involved: 1) PDP2018 rev. 1; 2) Gas Plan 2018; 3) AEDP2018; and 4) EEP2018. The Committee on Energy Policy. Administration (CEPA) gave its blessings to the new TIEB on February 21, 2020; NEPC on March 19, 2020; and the Cabinet on October 20, 2020.

ผ่านการพิจารณาและเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (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 ปัจจุบันอยู่ระหว่างทบทวนและจัดทำแผนพลังงานชาติดังกล่าว

ผลการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

การดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ในระหว่างปี 2561-2565 เปรียบเทียบกับแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) พบว่า ในปี 2561-2562 การจัดหาก๊าซในประเทศเป็นไปตามแผน โดยมีปริมาณการจัดหาสูงกว่าแผน Gas Plan 2018 เล็กน้อย (ประมาณร้อยละ 1.5-4) อย่างไรก็ตาม สำหรับปี 2563-2565 พบว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าแผน (ประมาณร้อยละ 3-8) เนื่องจากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติลดลง คาดว่าเป็นผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) รวมถึงมีการขอปรับลดอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติลงและการดำเนินกิจกรรมการรื้อถอนของแหล่งที่อยู่ในช่วงท้ายของสัมปทานปิโตรเลียม แสดงดังในรูปที่ 3

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 framework of the plan on March 26 and August 4, 2021. The National Energy Plan is now under review in its preparation process.

Outcomes of gas supply procurement from indigenous sources and MTJDA

Gas procurement from indigenous sources and Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA) from 2018 to 2021 versus Gas Plan 2018 indicated that, for the period, indigenous gas supply followed the plan, in fact slightly exceeding it (by 1.5-4%). Still, for 2020-2022, it was found that gas supply was around 3-8% below the plans because of lower calls for gas, probably due to Covid-19 and the lower calls at fields during nearing concession expiry and under their decommissioning period, as shown in Figure 3.

รูปที่ 3 การดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ และในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เทียบกับ Gas Plan 2018 ในปี 2561-2565

Figure 3: Natural gas supply from indigenous sources and fields in the MTJDA under Gas Plan 2018 (2018-2021)

1.4 แผนบริหารจัดการ LNG
LNG Management Plan

ความเป็นมา

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับมอบหมายตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 ให้กำกับ ติดตาม รวมถึงบริหาร ดูแล ความมั่นคงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งจากอ่าวไทย จากการนำเข้าจากต่างประเทศทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และจากการนำเข้าในรูปของ ก๊าซธรรมชาติ ที่ถูกทำให้เหลว (LNG) รวมทั้งตามประกาศกฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2562 ให้ศึกษาและเสนอแนะแนวทางจากการนำเข้าและการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ และ LNG เพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้ของประเทศได้อย่างเหมาะสมและทันท่วงทีต่อสถานการณ์ปัจจุบัน สถานการณ์ฉุกเฉิน การหยุดซ่อมบำรุงและการวางแผนในอนาคต

ประเทศไทยเริ่มนำเข้า LNG ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 และมีแนวโน้มการใช้ LNG มากขึ้น ซึ่งในปี 2565 มีการจัดหานำเข้า LNG เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 942 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยคิดเป็นปริมาณ 6.6 ล้านตัน เพิ่มขึ้นราว 1.4 ล้านตัน จากปริมาณตามสัญญาระยะยาวเดิมที่ 5.2 ล้านตัน หรือเพิ่มขึ้นราว 6 แสนตัน จากปริมาณการนำเข้าในปี 2564 ประมาณ 6 ล้านตัน แม้ว่าราคาซื้อขาย LNG ในสัญญาตลาดจร (Spot LNG) จะมีราคาสูงมากกว่า 70 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียูในช่วงเดือนสิงหาคม - ถึงกันยายน ของปี 2565

สำหรับการก่อสร้าง LNG Terminal แห่งที่ 2 ในพื้นที่บ้านหนองแฟบ จังหวัดระยอง ได้เปิดใช้เฟสแรก 2.5 ล้านตันในเดือนพฤษภาคม 2565 และมีการเปิดใช้เต็มความสามารถที่ 7.5 ล้านตันต่อปี ได้ในเดือนธันวาคม 2565 ตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ และสนับสนุนนโยบายการแข่งขันเสรีในกิจการก๊าซธรรมชาติ ขณะที่การก่อสร้างโครงการ LNG Terminal ในพื้นที่มาบตาพุดระยะที่ 3 อยู่ระหว่างถมพื้นที่ (ทะเล) เพื่อก่อสร้าง ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2567 และคาดว่าจะพร้อมเปิดดำเนินการประมาณปี 2570

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 Ministerial Regulation on the organization of the Department of Mineral Fuels, Ministry of Energy B.E. 2562 (2019), DMF was assigned to investigate and provide recommendations on the import and purchase of natural gas and LNG to meet domestic demand in an appropriate and prompt manner at all times - current circumstances, emergencies, maintenance shutdowns, and future planning.

Thailand started LNG imports in 2011 with escalating demand from then onward. Total LNG imports in 2022 amounted to 6.6 million tons (MTPA) or 942 MMscfd on average, increased by 1.4 MTPA from the long-term contractual volume of 5.2 MTPA or an increase of 600,000 tons from 2021 import volume despite the high spot price of LNG that shot up to over USD 70/MMBtu during August – September 2022.

The second LNG terminal, Phase 1 of 2.5 million tons at Ban Nong Faep, Rayong, became operational in May 2022 and its full capacity of 7.5 million tons per year was reached in December 2022, according to the Gas Plan and the gas business liberalization policy. Meanwhile, construction of another LNG terminal at Map Ta Phut (Phase 3) is now under land reclamation, with completion expected in 2024 and operation to start around 2027.

ผลการดำเนินการ

1. ติดตามปริมาณการจัดหาและการใช้ LNG ของประเทศ โดยมีการนำเข้า LNG ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตามสัญญาระยะยาว ซึ่งในปัจจุบัน มี 4 สัญญา (ตามรายละเอียดเดิมในปี 2564) และอยู่ระหว่างการจัดทำสัญญาระยะยาวเพิ่มอีก 1 สัญญา ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 6 กรกฎาคม 2565

Performance Outcomes

1. Tracked Thailand's LNG supply and consumption volumes - PTT has been importing LNG under four long-term agreements (details shown in the 2021 report). The company, following the NEPC resolution on July 6, 2022, is also entering into another 15-year

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 15 ปี (พ.ศ. 2560 - 2575)
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 ถึงธันวาคม 2565 มีผู้นำเข้า Spot LNG ทั้งหมด 8 ราย ได้แก่ 1) บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) 2) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 3) บริษัท กัลฟ์ เอ็นเนอร์จี ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด 4) บริษัท หินกองพาวเวอร์โฮลดิ้ง จำกัด 5) บริษัท บี.กริม แอลเอ็นจี จำกัด 6) บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) 7) บริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด และ 8) บริษัท ปูนซิเมนต์ไทย จำกัด (มหาชน)

2. ติดตามการดำเนินการด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า จัดเก็บและแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศ ปัจจุบันประเทศไทยมี LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซอยู่ที่ 19 ล้านตันต่อปี แบ่งเป็น LMPT1 11.5 ล้านตันต่อปี และ LMPT2 7.5 ล้านตันต่อปี นอกจากนี้ มีโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง คือ โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 10.8 ล้านตันต่อปี กำหนดแล้วเสร็จในปี 2570

ดังนั้น LNG จึงเป็นส่วนสำคัญที่ช่วยสนับสนุนการจัดหาเชื้อเพลิงให้เพียงพอต่อความต้องการใช้และรักษาความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศ ซึ่งต้องมีการติดตามวางแผนและกำหนดแนวทางการบริหารจัดการ รวมทั้งการรักษาสมดุลต่อการส่งเสริมกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้ต้นทุนทางด้านพลังงานของประเทศมีความคุ้มค่ามากที่สุด

contract with PTTGL (2026-2041) for 1 MPTA, resulting in the country to have secured five long-term LNG supply contracts totaling 6.2 MPTA in 2026, namely:

1. 20-year (2015-2035) Qatar agreement (2 MTPA)
2. 15-year (2017-2032) Shell agreement (1 MTPA)
3. 15-year (2017-2032), 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 2022. Eight importers of Spot LNG included 1) PTT Plc., 2) The Electricity Generating Authority of Thailand, 3) Gulf Energy Development Co., Ltd., 4) Hin Kong Power Co., Ltd., 5) B.Grimm LNG Co., Ltd., 6) EGCO Plc., 7) PTT Global LNG Co., Ltd., and 8) Siam Cement Plc.

2. Tracked infrastructural development actions to accommodate imports, storage, and gasification of LNG before entering the national gas transmission system - Today Thailand has a combined gasification capacity of 19 MTPA from LMPT1 terminal (11.5 MTPA) and LMPT2 terminal (7.5 MTPA). Another LNG terminal is currently under construction in the area of Map Ta Phut Industrial Port (Phase 3), in the EEC, Rayong, with a gasification capacity of 10.8 MTPA. The construction is planned for completion in 2027.

LNG plays a significant role in supporting adequate supply of natural gas to meet domestic demand and maintain national energy security, thus calling for monitoring, planning, and formulation of a management approach, properly balanced with the promotion of national petroleum E&P activities. This will ultimately make the nation's energy supply most cost effective.

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 และสุขภาพอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมของการดำเนินกิจกรรมภายในสถานประกอบการของหน่วยงานภาครัฐ ได้แก่ 1) กรมเจ้าท่า กระทรวงคมนาคม 2) กรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม 3) กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม 4) กรมอุตสาหกรรมพื้นฐานและการเหมืองแร่ กระทรวงอุตสาหกรรม 5) กรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม 6) กรมทรัพยากรธรณี กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และ 7) กรมส่งเสริมสวัสดิภาพและคุ้มครองแรงงาน กระทรวงแรงงาน เพื่อให้ผู้ประกอบการถ่านหินและผู้ที่เกี่ยวข้องนำมาประยุกต์ใช้เพื่อให้เกิดภาพลักษณ์ที่ดีในการนำเข้า/ส่งออกถ่านหินและลดผลกระทบต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อม อีกทั้งเพื่อยกระดับการประกอบกิจการด้านถ่านหิน ให้เป็นที่ยอมรับในสังคม เพื่อให้เกิดความมั่นคงและเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ

ผลการดำเนินงานในปี 2565

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีการดำเนินงานโครงการให้คำปรึกษาและติดตามผลประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินในสถานประกอบการ 4 แห่ง จำนวน 2 ครั้ง ได้แก่ (1) บริษัท ลัคกี้รีซอสเซส แอนด์โลจิสติกส์ จำกัด (2) บริษัท ซัมมิท รีซอร์สเซส (ไทยแลนด์) จำกัด (3) บริษัท ซิงเฮงเส็ง จำกัด และ (4) บริษัท อีสเทอร์น เพิล จำกัด โดยสถานประกอบการดังกล่าวได้ให้ความร่วมมือโดยทดลองประยุกต์ใช้ประมวลหลักปฏิบัติที่ดีฯ (CoP) เป็นแนวทาง

Background

As DMF's mission including promotion of alternative energy, the agency gives support for imports of coal for power generation based on international standards. In 2017, DMF issued a Code of Practice (CoP) for coal import/export and 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 responsible for promoting work site standards under the CoP. The working group consisted of experts on supervisory standards for industrial works, safety, environment and occupational health of operating sites, representing government agencies, 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 will then be able to apply the CoP to their businesses to enhance good image of coal import/export with reduced impact on health and the environment. CoP will also help make their coal operations more acceptable by society, contributing to the country's energy security and stability.

Performance in 2022

DMF this year held two consultation sessions to give advice and monitor application of the CoP at four coal operating sites, namely: Lucky Resources and Logistics Co., Ltd., Summit Resources (Thailand) Co., Ltd., Sing Heng Seng Co., Ltd., and Eastern Pearl Co., Ltd. These operators have, since 2019, applied the CoP as guidelines for their operations

การดำเนินกิจกรรมภายในสถานประกอบการของตนเองตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562 มาอย่างต่อเนื่องมาโดยตลอด ซึ่งสถานประกอบการของบริษัททั้ง 4 แห่ง ได้มีการปรับปรุงการดำเนินกิจกรรมและสถานประกอบการของตนเองให้สอดคล้องกับแนวทางประมวลหลักปฏิบัติที่ดีฯ และได้ประชาสัมพันธ์เชิญชวนผู้ประกอบการรายใหม่เพิ่มเติมอีก 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 CoP มีความสะดวก รวดเร็วและง่ายต่อการประเมินฯ

at the sites and made improvements to their operations and work sites to be in line with the CoP. Moreover, they persuaded two more operators to join the project, namely: TCC Energy Co., Ltd. and CPC Corporation Ltd. The self-checklist, improved to make the assessment criteria more convenient, simpler, clearer, and easier to use, was forwarded to these two companies on trial.

นอกจากนี้ ตามมติที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศแห่งชาติ เมื่อวันที่ 16 มีนาคม พ.ศ. 2565 ซึ่งมีพลเอกประวิตร วงษ์สุวรรณ รองนายกรัฐมนตรีเป็นประธานการประชุม เห็นชอบให้แต่งตั้งคณะอนุกรรมการการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศด้านการขับเคลื่อนการลดก๊าซเรือนกระจกจากการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อการดักจับการใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอนของประเทศ โดยมีรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นประธานอนุกรรมการ ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นรองประธานอนุกรรมการ ผู้แทนจาก 16 หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ร่วมเป็นอนุกรรมการ

In addition, the National Climate Change Policy Committee, at the meeting on March 16, 2022 chaired by Deputy Prime Minister Gen. Prawit Wongsuwon, agreed to appoint a subcommittee on climate change to work on minimizing GHG emissions using the Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) technology. The subcommittee was chaired by the Minister of Energy with the Permanent Secretary of Energy as deputy chairman, along with 16 members from agencies involved. DMF Director-General serves as a member

อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นอนุกรรมการและเลขานุการ เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และผู้อำนวยการองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก เป็นอนุกรรมการและผู้ช่วยเลขานุการ เพื่อขับเคลื่อนการดำเนินงานในการแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศร่วมกับประชาคมโลก โดยการนำเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน มาประยุกต์ใช้ในภาคพลังงานและภาคอุตสาหกรรมอย่างแพร่หลาย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะฝ่ายเลขานุการฯ เพื่อให้บรรลุตามที่ประเทศไทยได้ประกาศเป้าหมายการมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน ในปี พ.ศ. 2593 ในการประชุมสมัชชาประเทศภายใต้กรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC) ครั้งที่ 26 หรือ COP26 โดยมีการประสานความร่วมมือกับหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง และได้จัดทำแผนการดำเนินงานเพื่อเสนอในการประชุมคณะอนุกรรมการฯ ภายใต้กรอบดำเนินงาน 4 กลยุทธ์ ได้แก่ 1) กลยุทธ์ด้านเทคนิค (Technical Development) 2) กลยุทธ์ด้านข้อกำหนดและกฎหมาย (Regulatory Framework) 3) กลยุทธ์ด้านการค้าและมาตรการจูงใจ (Commercial and Incentive) และ 4) กลยุทธ์ด้านการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนที่เกี่ยวข้อง (Stakeholder Engagement) และเห็นควรจัดตั้งคณะทำงานย่อย 2 คณะ ได้แก่ 1) คณะทำงานขับเคลื่อนการลดก๊าซเรือนกระจกจากการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอนของประเทศทางด้านเทคนิค และ 2) คณะทำงานขับเคลื่อนการลดก๊าซเรือนกระจกจากการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอนของประเทศทางด้านกฎหมาย

แผนการดำเนินงานในปี 2566

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มีแผนการดำเนินงานสำหรับปี 2566 ดังนี้

1. แผนให้คำปรึกษาและติดตามผลการปฏิบัติตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินในสถานประกอบการต้นแบบทั้ง 6 แห่งอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้การดำเนินกิจกรรมเป็นไปด้วยความต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ และจะขยายการปฏิบัติใช้ไปยังผู้ประกอบการรายอื่น ๆ เพื่อให้ครอบคลุมกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินหลากหลายประเภทมากขึ้น นำไปสู่การปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินได้อย่างเป็นรูปธรรม อีกทั้งส่งเสริมผู้ประกอบการถ่านหินที่ดีของไทยให้ที่เป็นที่ยอมรับทั้งในประเทศและต่างประเทศ ผ่านการมีส่วนร่วมงานจัดการประกวดถ่านหินอาเซียนประจำปี 2566 (ASEAN Coal Awards 2023) ซึ่งเป็นการดำเนินงาน

and secretary, and Secretary-General of the Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP) and Executive Director of Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization) as members and assistant secretaries. The subcommittee is tasked with driving the climate change actions in accord with the global community by applying the CCUS technology particularly in the energy and industrial sectors on a wide scale. As the secretariat, DMF is to drive Thailand towards the carbon-neutrality goal by 2050, as announced by Thailand at the 26th United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), or COP26. To this end, DMF has cooperated with various units and mapped out a framework for submission for consideration of the subcommittee. The framework consisted of four strategies focusing on 1) technical development; 2) regulatory framework, 3) commercial and incentive measures, and 4) stakeholder engagement. Furthermore, two working teams, the technical team, and the legal team, are to be set up to drive GHG emission reduction using the CCUS technology.

Action plans for 2023

In 2023, DMF planned to:

1. Carry on providing counseling while monitoring outcomes under the CoP at all the six prototype operating sites to ensure continuity and efficiency. Application of CoP will be expanded to other operators to embrace more diverse undertakings of the coal business, thus concretely leading to best practices for coal import/export businesses, and promotion of Thai coal operators so that they would be better recognized at both national and international levels through participation in the ASEAN Coal Awards 2023, to be organized under the ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation (APAEC) Phase II (2021-2025), coal category, which is part of the ASEAN Forum on Coal (AFOC).

2. Study the ISO/TC265 standards, which involve carbon capture, transport, utilization and storage under a cooperation with representatives from the US Department of Commerce's Commercial Law Development Program (CLDP) and the Bureau of

ภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมือด้านพลังงานอาเซียน ปี พ.ศ. 2564 - 2568 (ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation: APAEC Phase II (2021 - 2025) สาขาพลังงานถ่านหินภายใต้กรอบการดำเนินงานคณะกรรมการถ่านหินอาเซียนฝ่ายไทย (ASEAN Forum on Coal: AFOC)

2. แผนดำเนินการศึกษามาตรฐาน ISO/TC 265 ซึ่งเป็นมาตรฐานที่เกี่ยวกับกิจกรรมการดักจับ การขนส่ง การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน ซึ่งจะศึกษาร่วมกับผู้แทน The U.S. Department of Commerce's Commercial Law Development Program (CLDP) and the Bureau of Energy Resources of the U.S. Department of State (State/ENR) เพื่อกำหนดกรอบแนวทางสำหรับจัดทำคู่มือการปฏิบัติงาน และดำเนินโครงการกำหนดหลักเกณฑ์และแนวทางการดำเนินงานและพัฒนาเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) ในชั้นหินธรณีวิทยา (Geological Formation) ของประเทศไทย ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

3. แผนดำเนินการศึกษาคุณสมบัติและศักยภาพของชั้นหินทางธรณีวิทยาใต้ดินที่สามารถใช้กักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ใน 3 พื้นที่ ได้แก่ พื้นที่แอ่งแม่เมาะ พื้นที่แอ่งลำปาง จังหวัดลำปาง และพื้นที่ทะเลอ่าวไทยตอนบน จะช่วยสนับสนุนให้ประเทศมุ่งสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี พ.ศ. 2593 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net-Zero emission) ภายในปี พ.ศ. 2608 ที่ระบุในแผนยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศไทย (Thailand's Long-Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy)

Energy Resources of the US Department of State (State ENR). The study will provide guidelines for producing an operating manual and for defining criteria and guidelines for CCUS application and development in geological formation in Thailand under the Petroleum Act, B.E. 2514.

3. Research properties and potential of three underground geological formations where carbon dioxide could be stored, namely Mae Moh Basin and Lampang Basin in Lampang, and upper areas of the Gulf of Thailand. The research would support the country's goal to achieve carbon neutrality by 2050 and net-zero GHG emission by 2065, as stated in Thailand's Long-Term Low Greenhouse Gas Emission Development Strategy

2

สถานการณ์ปิโตรเลียม
Petroleum Overview

2. สถานการณ์ปิโตรเลียมภายในประเทศ
Domestic Petroleum Overview

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น

ในปี 2565 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) เฉลี่ย 1.99 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงกว่าปีก่อนประมาณร้อยละ 0.1 โดยหากพิจารณาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2561-2565) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศลดลงเฉลี่ยร้อยละ 1.2 ต่อปี

Primary Energy Consumption

This year Thailand's primary energy consumption averaged 1.99 MMBOED, a 0.1% drop from last year. Consumption over the past five years (2018-2022) has fallen by 1.2% per year on average.

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2565

Thailand primary commercial energy consumption, 2018-2022

ที่มา: สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

Source: Energy Policy & Planning Office, EPPO

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยปี 2565 แบ่งออกเป็นการใช้ปิโตรเลียม ร้อยละ 80 (ก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมร้อยละ 41 และ 39 ตามลำดับ) ถ่านหินและลิกไนต์ร้อยละ 16 และพลังงานน้ำและไฟฟ้านำเข้าร้อยละ 4

For the year, primary energy consumption was made up of 80% petroleum (41% natural gas and 39% petroleum products), 16% coal and lignite, and 4% hydropower and imported power.

เมื่อพิจารณาแนวโน้มในอดีตที่ผ่านมา จะเห็นว่า ความต้องการใช้และการจัดหาพลังงานของประเทศโดยรวมยังคงมีแนวโน้มสูงขึ้นต่อเนื่อง
Over time, Thailand has seen the rising trend of overall energy demand and supply.

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2565

Component of primary comercial energy consumption in 2022

การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทย

การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทยในปี 2565 มีการจัดหาจากแหล่งภายในประเทศเฉลี่ย 635,072 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ลดลงร้อยละ 12.51 แบ่งเป็นการจัดหาในรูปน้ำมันดิบร้อยละ 12.70 (เฉลี่ย 80,649 บาร์เรลต่อวัน) ก๊าซธรรมชาติเหลวร้อยละ 10.63 (เฉลี่ย 67,526 บาร์เรลต่อวัน) และก๊าซธรรมชาติ (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย) ร้อยละ 76.67 (เฉลี่ย 2,792 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยรวมคิดเป็นร้อยละ 32 ของการจัดหาปิโตรเลียมทั้งหมด ส่วนที่เหลือร้อยละ 68 ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

เมื่อพิจารณาแนวโน้มในอดีตที่ผ่านมา จะเห็นว่า ความต้องการใช้และการจัดหาพลังงานของประเทศโดยรวมยังคงมีแนวโน้มสูงขึ้นต่อเนื่อง โดยประเทศต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดิบในระดับสูงมาอย่างยาวนาน ในปี 2565 มีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบสูงถึงร้อยละ 92 เมื่อเทียบกับการจัดหาน้ำมันดิบในประเทศทั้งหมด เพื่อใช้ภายในประเทศโดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคการขนส่ง

สำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศ ยังคงสามารถพึ่งพาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งในประเทศร้อยละ 62 แต่เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ที่เติบโตอย่างต่อเนื่อง ได้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในสองรูปแบบ ได้แก่ นำเข้าจากแหล่งก๊าซธรรมชาติของประเทศเมียนมา โดยขนส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซตะวันตกในสัดส่วนร้อยละ 16 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่จัดหาได้ อีกรูปแบบคือการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ในสัดส่วนร้อยละ 22

ปัจจุบันประเทศไทยมีคลังจัดเก็บและแปรสภาพ LNG (LNG Receiving Terminal) สองแห่ง มีศักยภาพในการรองรับ LNG รวม 19 ล้านตันต่อปี โดยคลังแห่งที่หนึ่งตั้งอยู่ที่ อำเภอมาบตาพุด จังหวัดระยอง ซึ่งก่อสร้างแล้วเสร็จตั้งแต่ปี 2562 สามารถรองรับ LNG ได้ 11.5 ล้านตันต่อปี และคลังแห่งที่สองที่บ้านหนองแฟบ อำเภอเมือง จังหวัดระยอง โดยได้เริ่มดำเนินงานในปี 2565 สามารถรองรับ LNG ได้ 7.5 ล้านตันต่อปี รวมถึงโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 เพื่อก่อสร้างท่าเทียบเรือก๊าซและสถานีรับ-จ่าย LNG ในเขตพื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง โดยคาดว่าจะให้บริการได้ในปี 2570 สามารถรองรับปริมาณการขนถ่าย LNG ได้ประมาณ 10 ล้านตันต่อปี เพื่อเป็นโครงสร้างพื้นฐานสำหรับรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในระยะยาว และส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติของประเทศ

National Supply

This year Thailand saw 635,072 BOED in petroleum supply from indigenous sources, a 12.51% decline from last year, accounting for 32% of the total supply. Crude oil accounted for 12.70% (80,649 bpd); condensate 10.63% (67,526 bpd); and natural gas (MTJDA included) 76.67% (2,792 MMscfd). Imports accounted for 68% of the total supply.

Over time, 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 2022, such imports amounted to 92% of the total domestic oil supply, most of it consumed by the transport sector.

As for natural gas, 62% of supply came from indigenous sources. To satisfy the ever-rising demand, Thailand has two forms of natural gas imports: piped gas from Myanmar's fields to the west (16% of the total gas supply), and LNG (22%).

Currently, Thailand has two LNG receiving terminals with a combined capacity of 19 million tons per year (MTPA). The first LNG terminal, situated in Map Ta Phut, Rayong, (construction completed in 2019), has a capacity of 11.5 MTPA. The second one in Ban Nong Faep, Muang Rayong District, Rayong, which came on stream in 2022, has a capacity of 7.5 MTPA. Furthermore, the Map Ta Phut Industrial Port Development Project, Phase 3, in Map Ta Phut Industrial Port in Rayong, for the construction of berths to accommodate shipments of natural gas and LNG of up 10 MPTA was underway and expected to start operation in 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 2022)

PROCUREMENT

	2022	2021	%
IMPORT			
Crude Oil	896.5	846.6	5.9
- Middle East	564.6	466.9	20.9
- Far East	112.2	130.3	-13.9
- Others	219.7	249.4	-11.9
Condensate	16.8	16.7	0.6
Natural Gas	283.4	265.1	6.9
- Piped Gas	119.3	120.7	-1.2
- LNG	164.1	144.4	13.6
Subtotal	**1196.7**	**1128.4**	**6.1**
Refined Products Import			
- LPG	39.8	15.1	163.6
- Gasoline	8.9	11.8	-24.6
- Jet Fuel	1.0	0.2	400.0
- Diesel	18.2	15.1	20.5
- Fuel Oil	0.5	1.1	-54.5
- Bitumen	2.0	2.7	-25.9
Subtotal	**70.4**	**46.0**	**53.0**
INDIGENOUS			
Crude Oil	83.1	100.8	-17.6
- For Domestic	69.7	84.6	-17.6
- For Export	13.4	16.2	-17.3
Condensate	61.9	73.5	-15.8
- For Domestic	61.9	73.5	-15.8
- For Export	-	-	-
Natural Gas	414.2	498.0	-16.8
- Onshore & Gulf of Thailand	342.5	424.4	-19.3
- MTJDA	71.7	73.6	-2.6
Subtotal	**559.2**	**672.3**	**-16.8**
Import (%)	69.4	63.6	
Indigenous (%)	30.6	36.4	
Total	**1,826.3**	**1,846.7**	**-1.1**

PROCESSING

(Excluding Naphtha from Refinery)

	2022	2021	%
Six Refineries and One Condensate Splitter with Combined Capacity of 1,119,000 barrels per day			
- LPG	52.4	53.7	-2.4
- Gasoline	222.5	213.5	4.2
- Kerosene	33.1	28.9	14.5
- Jet Fuel	64.4	36.1	78.4
- Diesel	472.5	464.2	1.8
- Fuel Oil	99.3	91.8	8.2
- Bitumen	23.8	25.5	-6.7
Subtotal	**968.0**	**913.7**	**5.9**
Seven Gas Separation Plants with Combined Capacity of 2,865 mmscfd			
- Sales Gas	222.3	265.9	-16.4
- LPG	67.4	78.6	-14.2
- NGL	13.6	16.3	-16.6
Subtotal	**303.3**	**360.8**	**-15.9**
Petrochemical Plants			
- LPG	10.3	11.5	-10.4

LOCAL CONSUMPTION / EXPORT

Refined Products Consumption	2022	2021	%	Refined Products Export	2022	2021	%
- LPG	160.7	156.3	2.8		4.9	4.8	2.1
- NGL	12.5	15.4	-18.8		0.03	0.5	-94.0
- Gasoline	189.7	182.6	3.9		31.9	30.6	4.2
- Kerosene	16.2	14.6	11.0		0.4	0.6	-33.3
- Jet Fuel	57.5	30.6	87.9		14.6	5.8	151.7
- Diesel	459.5	397.1	15.7		59.0	111.2	-46.9
- Fuel Oil	40.3	34.8	15.8		50.7	51.8	-2.1
- Bitumen	19.9	21.4	-7.0		6.3	7.4	-14.9
Subtotal	**956.3**	**852.8**	**12.1**		**167.8**	**212.7**	**-21.1**

Natural Gas Consumption	2022	2021	%
- EGAT	119.8	122.0	-1.8
- IPPs	95.2	102.2	-6.8
- SPPs	210.8	229.2	-8.0
- Industries	139.3	132.9	4.8
- NGV	24.5	23.3	5.2
Subtotal	**589.6**	**609.6**	**-3.3**

Crude for Export		
13.4	16.2	-17.3

Condensate for Export		
-	-	-

	2022	2021	%	2022	2021	%
Total	**1,545.9**	**1,462.4**	**5.7**	**181.2**	**228.9**	**-20.8**

Sources : DOEB , DMF , PTT

3

สัมปทานปิโตรเลียมและรายได้รัฐ
Concession and State Revenue

3.1 การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
Exploration and Production Rights

ภารกิจที่สำคัญประการหนึ่งของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ คือการส่งเสริมให้เกิดการสำรวจอย่างต่อเนื่อง ควบคู่กับการกำกับดูแลให้การประกอบกิจการในอุตสาหกรรมปิโตรเลียมของไทยได้มาตรฐานสากล เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและชีวอนามัย เพื่อเพิ่มโอกาสในการค้นพบและสนับสนุนให้เกิดการพัฒนาศักยภาพของทรัพยากรปิโตรเลียมที่คงอยู่ภายในประเทศขึ้นมาใช้ประโยชน์ มีส่วนช่วยตอบสนองความต้องการใช้พลังงานของประเทศ และขับเคลื่อนเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมให้เกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่องในหลายภาคส่วน โดยที่มาตรา 23 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม ได้กำหนดว่า “ปิโตรเลียมเป็นของรัฐ ผู้ใดสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในที่ใด ไม่ว่าที่นั้นเป็นของตนเองหรือบุคคลอื่นต้องได้รับสัมปทาน ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือได้รับสัญญาจ้างบริการ...” กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงมีหน้าที่ดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องเพื่อส่งเสริมให้เกิดการเข้ามาลงทุนประกอบกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศอย่างต่อเนื่อง โดยการสนับสนุนและเชิญชวนให้ผู้มีคุณสมบัติตามที่กฎหมายกำหนด และมีศักยภาพ ความรู้ ความเชี่ยวชาญด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเข้ายื่นข้อเสนอเพื่อรับการคัดเลือกเป็นผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม โดยในปี พ.ศ. 2565 ที่ผ่านมา กระทรวงพลังงานได้ออกประกาศ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขการยื่นคำขอ การพิจารณา และการได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย (ครั้งที่ 24) ลงวันที่ 7 เมษายน 2565 เพื่อเชิญชวนบริษัทผู้สนใจให้เข้าร่วมยื่นคำขอเพื่อเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยจำนวน 3 แปลงสำรวจ ได้แก่ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/65 และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G3/65 ในรูปแบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต โดยคาดว่าจะประกาศผลผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตและลงนามในสัญญา ภายในเดือนพฤษภาคม 2566

ในรอบปี พ.ศ. 2565 มีสัมปทานปิโตรเลียมจำนวน 35 สัมปทาน แบ่งเป็นช่วงการผลิต 37 แปลงสำรวจ ช่วงการสำรวจ 1 แปลงสำรวจ และหยุดดำเนินการ (พื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา) 12 แปลงสำรวจ และสัญญาแบ่งปันผลผลิตจำนวน 2 สัญญา 2 แปลงสำรวจ (แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61) ซึ่งเพื่อให้การประกอบกิจการปิโตรเลียมภายใน

One of DMF’s key missions is to promote constant exploration while ensuring that operations in the petroleum industry are up to international standards and are environmental and occupational friendly to enhance discovery opportunity and promote development of indigenous petroleum resource potential for optimum use in response to domestic energy demand and contributing to continuous economic and industrial development in various sectors.

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 takes action 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 rights to explore and produce petroleum under the Petroleum Act.

This year the Ministry of Energy issued an announcement on criteria, procedures, and conditions for the submission of applications, consideration, and awarding of the rights to hold a production sharing contract for exploration blocks in the Gulf of Thailand dated April 7, 2022 (24th bidding round) inviting interested parties to submit application to be a PSC contractor for three offshore blocks in the Gulf of Thailand, namely blocks G1/65, G2/65, and G3/65. Results of the consideration and signing of the contract were expected within May 2023.

During 2022, operations were carried out in 35 concessions covering 37 blocks in the production period, one block in the exploration period, and 12 blocks under suspension (the Cambodia - Thailand

ประเทศภายใต้สัญญาและสัมปทานที่มีอยู่ข้างต้นดำเนินไปอย่างมีประสิทธิภาพ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ให้ความสำคัญกับภารกิจด้านการกำกับดูแลกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยการพิจารณาอนุมัติ อนุญาตการดำเนินการของผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ไม่เพียงแต่ให้เป็นไปตามบทบัญญัติของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม แต่ยังรวมถึงวิธีปฏิบัติสากลในอุตสาหกรรมตามมาตรฐานทางเทคนิคและวิธีการปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดีที่ส่งเสริมให้เกิดการเรียนรู้และพัฒนาร่วมกับผู้ประกอบการเพื่อยกระดับมาตรฐานของการปฏิบัติงานโดยรวมภายในประเทศ

Overlapping Areas); and two PSCs covering two blocks, namely offshore Gulf of Thailand G1/61 and G2/61. To ensure efficient operations of domestic E&P activities under both the concession and PSC regimes, DMF not only pays attention to granting approval to holders of E&P rights under the provisions of the Petroleum Act, B.E. 2514 and its amendments but also recognizes internationally accepted technical standards and good petroleum practices, which encourage learning and development with the operators to raise domestic operating standards.

การอนุมัติ อนุญาตการดำเนินการของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม ตามข้อกำหนดในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514
Approval and licensing of petroleum concessionaires under the Petroleum Act, B.E. 2514

การกำหนดพื้นที่ผลิต

ก่อนผลิตปิโตรเลียมจากที่ใดที่หนึ่งในแปลงสำรวจ ผู้รับสัมปทานต้องแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว และเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีแล้วจึงจะผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ผลิตนั้นได้ตามมาตรา 42 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม โดยในปี พ.ศ. 2565 มีการอนุมัติพื้นที่ผลิตจำนวน 1 พื้นที่ใน 1 แปลงสำรวจ ดังนี้

Definition of production areas

Before producing petroleum from any exploration block, a given concessionaire must prove its discovery of a commercial well and duly define a production area. With the director-general's approval, it may proceed with production under Section 42 of the Petroleum Act B.E. 2514 (1971) and its amendments. This year one such production area in one exploration block was approved.

สัญญาแบ่งปันผลผลิต เลขที่ PSC No.	ผู้รับสัมปทาน/ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต (ผู้ดำเนินงาน) Concessionaire / PSC Contractor (Operator)	แปลงสำรวจ Block	ชื่อพื้นที่ผลิต Production Area	อนุมัติ Approved	
				พื้นที่ (ตร.กม.) Area (Sq.Km.)	วันที่ Date
1/2562/1	บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด PTTEP Energy Development Co., Ltd.	G1/61	G1/61 พื้นที่หลัก G1/61 Core Area	4,378.36	6 มกราคม 2565 January 6, 2022

Petroleum Concessions in Thailand (as of January 1, 2023)

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	5# 6#	4,645.0000 5,510.0000	– –	– –	Suspended Suspended
	Idemitsu Kosan Co., Ltd.	50.00					
	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	20.00					
	* 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 8-Mar-72	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	66.67	16	–	1,403.1090	–	Operating Production Period 8 Mar 83 - 7 Mar 23
	TotalEnergies EP Thailand	33.33	17	–	518.3800	–	
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	–	Shutdown 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	
	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					
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					
3/2528/28 6-Feb-85	PTTEP Siam Ltd.	100.00	B6/27	–	9.5200	–	Operating Production Period 6 Feb 93 - 5 Feb 23
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	–	หยุดผลิต 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

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
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					
8/2549/76 8-Dec-06	* Valeura Energy (Gulf of Thailand) Ltd.	25.00	G10/48	–	132.2000	–	หยุดผลิตชั่วคราว 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	–	ยังไม่เริ่มการผลิต 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	–	หยุดผลิต Production Period 19 Dec 13 - 18 Dec 33
	Chevron Petroleum (Thailand), Ltd.	16.00					
	**Siam MOECO Ltd.	4.00					
Total		21 concessions	34 blocks	27,001.3900	12,457.1243	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					

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
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
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	–	หยุดผลิต 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	–	ยังไม่เริ่มการผลิต 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	–	หยุดผลิต Production Period 22 Jan 13 - 21 Jan 33
			L54/43	–	82.8500	–	
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 19 Nov 21 - 18 Nov 27
Total		14 concessions	16 blocks	67.6600	1,686.4911	472.1700	
Grand Total		35 concessions	50 blocks	27,069.0500	14,143.6154	2,768.9912	

* : operator ผู้ดำเนินงาน
** : coventurer ผู้ร่วมประกอบกิจการ
# : 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 2565 รัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นเงิน 34,984 ล้านบาท จากปริมาณการขายปิโตรเลียมในเดือนมกราคม - ธันวาคม 2565 ซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท น้ำมันดิบ และก๊าซปิโตรเลียมเหลว คิดเป็นมูลค่าปิโตรเลียมทั้งสิ้น 300,004 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

Revenue from petroleum concession regime

State revenue derived from concessionaires' operations consists of royalty, SRB (special remuneratory benefits), 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 34.984 billion for natural gas, condensate, crude oil, and LPG sold during the period, altogether worth Baht 300.004 billion.

หน่วย : ล้านบาท
Unit: million baht

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sales volume	มูลค่าปิโตรเลียม Value	ค่าภาคหลวง Royalty
ก๊าซธรรมชาติ 0.87 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (0.87 TCF)	138,612	17,092
คอนเดนเสท 20 ล้านบาร์เรล Condensate (20 million barrels)	64,777	8,046
น้ำมันดิบ 28 ล้านบาร์เรล Crude oil (28 million barrels)	95,576	9,716
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 65 ล้านกิโลกรัม LPG (65 million kilograms)	1,039	130
รวม Total	**300,004**	**34,984**

ปี 2565 การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลที่อยู่ภายในเส้นฐานตรงและน่านน้ำภายในให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นรวมเป็นเงิน 3,027 ล้านบาท มีรายละเอียดดังนี้

The year saw 3,027 million baht in royalty derived from onshore and offshore production between the straight baseline and inner waters allocated to local administrative bodies, as detailed below:

หน่วย : ล้านบาท
Unit: million baht

รายละเอียด Description	แหล่งผลิตในอ่าวไทย Gulf	แหล่งผลิตบนบก Onshore	รวม Total
ค่าภาคหลวงที่จัดเก็บได้ (มกราคม – ธันวาคม 2565) Collected royalty (January-December 2022)	30,282	5,045	**35,327**
นำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน Remitted to Treasury	30,282	2,018	**32,300**
จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20 (83 แห่ง) 20% allocated to 83 Tambon Admin. Org. (TAOs) in production areas	-	1,009	**1,009**
จัดสรรให้ อบต. ทั่วประเทศ และเทศบาลต่างๆ ร้อยละ 20 (7,773 แห่ง) 20% allocated to 7,773 TAOs and municipalities nationwide	-	1,009	**1,009**
จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) ร้อยละ 20 (9 แห่ง*) 20% allocated to nine Provincial Admin. Org. (PAOs)	-	1,009	**1,009**

* อบจ. 9 แห่ง ได้แก่ กำแพงเพชร พิษณุโลก สุโขทัย ขอนแก่น นครปฐม สุพรรณบุรี เพชรบูรณ์ อุดรธานี กาญจนบุรี

* The nine PAOs consisting of Kamphaeng Phet, Phitsanulok, Sukhothai, Khon Kaen, Nakhon Pathom, Suphan Buri, Phetchabun, Udon Thani, and Kanchanaburi

ประเทศไทยเริ่มมีการผลิตปิโตรเลียมตั้งแต่ปี 2524 จนถึงสิ้นปี 2565 สามารถผลิตปิโตรเลียม คิดเป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 7.69 ล้านล้านบาท โดยรัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงปิโตรเลียมได้รวมทั้งสิ้น 939,883 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

From 1981 when petroleum production began in Thailand until the end of 2022, the production totaled Baht 7.69 trillion in value. Of the sum, royalty accounted for Baht 939.883 billion, detailed as in the table below:

หน่วย : ล้านบาท
Unit: million baht

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sales volume	มูลค่าปิโตรเลียม Value	ค่าภาคหลวง Royalty
ก๊าซธรรมชาติ 26 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (26 TCF)	3,928,087	490,580
คอนเดนเสท 789 ล้านบาร์เรล Condensate (789 million barrels)	1,430,645	178,693
น้ำมันดิบ 1,149 ล้านบาร์เรล Crude oil (1,149 million barrels)	2,306,343	266,950
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 3,004 ล้านกิโลกรัม LPG (3,004 million kilograms)	29,281	3,660
รวม Total	**7,694,357**	**939,883**

การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นตั้งแต่ปี 2539 ถึงปี 2565 รวมเป็นเงิน 54,230 ล้านบาท

From 1996 to the end of 2022, a total amount of Baht 54.230 billion from royalty derived from offshore and onshore production 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 2565 รัฐสามารถจัดเก็บเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากผลกำไรประจำปี 2564 จำนวน 2 แปลงสำรวจ เป็นจำนวนเงิน 866 ล้านบาท โดยมีจำนวนเงินที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี 2547 จนถึงธันวาคม 2565 เป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 53,602 ล้านบาท

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตจัดเก็บจากสัมปทานที่ได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมอีก 10 ปี โดยในปี 2565 รัฐจัดเก็บค่าตอบแทนซึ่งเป็นรายได้ของรัฐ จำนวนเงิน 7,167 ล้านบาท สรุปจำนวนเงินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี 2550 จนถึงธันวาคม 2565 รวมทั้งสิ้น 67,496 ล้านบาท

ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

กรมสรรพากรจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิจากผลการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานโดยจัดเก็บภายในระยะเวลา 5 เดือนนับแต่วันสิ้นรอบระยะเวลาบัญชี โดยรอบระยะเวลาบัญชีปี 2564 ซึ่งจัดเก็บในปี 2565 รัฐจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมได้เป็นจำนวนเงิน 63,106 ล้านบาท เป็นผลให้มีจำนวนเงินภาษีเงินได้ปิโตรเลียมที่จัดเก็บได้นับตั้งแต่ปี 2528 จนถึงปัจจุบันรวมทั้งสิ้น 1.43 ล้านล้านบาท

รายได้จากระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

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

Special remuneratory benefits (SRB)

A sum of benefits levied on top of royalty, SRB is collected within five months after a given fiscal year from Thailand III 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 866 million in SRB collection (based on the profit of the 2021 calendar year) was applied to two exploration blocks. The cumulative sum of SRB from 2004 to December 2022 is Baht 53.602 billion.

Production period renewal benefits

Production period renewal benefits are levied on concessions with a 10-year extension of production, this year alone totaling 7.167 billion baht. Since 2007, cumulative benefits have reached 67.496 billion baht.

Petroleum income tax

Within five months after each fiscal year, the Revenue Department collects 50% of the net profit from each concessionaire's operations. As of the end of fiscal year 2021, the accrued petroleum income tax stood at Baht 63.106 billion, which was collected in 2022. Since 1985 this income tax collection has reached Baht 1.43 trillion.

Revenue from production sharing regime

Thailand began collecting revenue from petroleum operations under the production sharing contract system 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).

การจัดเก็บค่าภาคหลวงและส่วนแบ่งกำไรตามระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

ในปี 2565 รัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นเงิน 3,029 ล้านบาท และส่วนแบ่งกำไรเป็นเงิน 8,348 ล้านบาท รวมจัดเก็บได้ทั้งสิ้น 11,377 ล้านบาท จากปริมาณการขายปิโตรเลียมในเดือนเมษายน – ธันวาคม 2565 ซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท น้ำมันดิบ และก๊าซปิโตรเลียมเหลว คิดเป็นมูลค่าปิโตรเลียมทั้งสิ้น 30,290 ล้านบาท

Royalty and profit sharing under the PSC regime

A total of Baht 11.377 billion (Baht 3.029 billion in royalty and Baht 8.348 billion in profit sharing) was collected in 2022 from petroleum sales during April-December 2022 (natural gas, condensate, crude oil, and LPG) worth altogether Baht 30.290 billion.

หน่วย : ล้านบาท
Unit: million baht

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sales volume	มูลค่าปิโตรเลียม Value	ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม Royalty	ส่วนแบ่งกำไร Profit sharing
ก๊าซธรรมชาติ 0.1 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (0.1 TCF)	15,689	1,569	8,348
คอนเดนเสท 2.81 ล้านบาร์เรล Condensate (2.81 million barrels)	9,486	949	
น้ำมันดิบ 1.52 ล้านบาร์เรล Crude oil (1.52 million barrels)	5,115	511	
รวม Total	**30,290**	**3,029**	8,348
รวมรายได้ทั้งสิ้น Total income		**11,377**	

ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

กรมสรรพากรจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมสำหรับการประกอบกิจการภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในอัตราร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิจากผลการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัญญา โดยรัฐจะเริ่มจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปี 2566 จากผลการประกอบกิจการปิโตรเลียม

Petroleum income tax

Under the PSC regime, the Revenue Department collects 20% of net profit earned by PSC contractors from their operations. Collection of petroleum income tax under the PSC regime will start in 2023 from the operations of the 2022 fiscal year.

รอบระยะเวลาบัญชีปี 2565

ผลประโยชน์ที่รัฐได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม การผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัมปทานและระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ตั้งแต่ปี 2524 จนถึงปี 2565 มีการขายปิโตรเลียมได้เป็นมูลค่าทั้งสิ้น 7,724,647 ล้านบาท โดยรัฐสามารถจัดเก็บรายได้ รวมทั้งสิ้น 2,503,148 ล้านบาท ซึ่งประกอบด้วย

State revenue from petroleum operations

Petroleum production from 1981 up to 2022, both under the concession and PSC regimes, accounted for Baht 7.724647 trillion in value, providing a total revenue of Baht 2.503148 trillion to the State, detailed as in the table below:

หน่วย : ล้านบาท
Unit: million baht

ระบบสัมปทาน Concession	จำนวนเงิน Baht	ระบบสัญญาแบ่งปันผลิต PSC	จำนวนเงิน Baht
ค่าภาคหลวง Royalty	939,883	**ค่าภาคหลวง** Royalty	3,029
เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ Special remuneratory benefits (SRB)	53,602	**ส่วนแบ่งกำไร** Profit split	8,348
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม Petroleum income tax	1,431,813	**ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม** Petroleum income tax	-
ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต Production period renewal benefits	67,496	**ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต** Production period renewal benefits	-
รวม Total	2,491,771	รวม Total	11,377
รวมทั้งสิ้น Grand total		2,503,148	

รายละเอียดตัวเลขปริมาณ มูลค่าปิโตรเลียม และค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเป็นรายปี แสดงไว้ในภาคผนวก

Detailed annual volumes, values, and royalty payments appear in the appendices.

4

การลงทุนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Petroleum Operation Investment

4.1 การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Investment Petroleum Exploration and Production by Concessionaires and Contractors of Production Sharing Contract

การลงทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ประกอบด้วย การลงทุนตามระบบสัมปทานปิโตรเลียม และระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

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

การลงทุนตามระบบสัมปทานปิโตรเลียม

ในปี 2565 ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมมีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ทั้งบนบกและในทะเล เป็นเงินรวมทั้งสิ้น 78,094 ล้านบาท โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานด้านต่างๆ ได้แก่ การสำรวจปิโตรเลียม 774 ล้านบาท (ร้อยละ 0.99) การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 31,199 ล้านบาท (ร้อยละ 39.95) การผลิตและขายปิโตรเลียม 43,981 ล้านบาท (ร้อยละ 56.32) และการบริหารงาน 2,141 ล้านบาท (ร้อยละ 2.74)

Investment under the concession regime

During 2022, onshore and offshore concessionaires made a combined investment of 78,094 million baht. Of the total spending, exploration expenses accounted for 774 million baht (0.99%), field development 31.199 million baht (39.95%), production and sale 43,981 million baht (56.32%), and general administration 2,141 million baht (2.74%).

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนปี 2565
Investment Expenditure in 2022

- บจ. เชฟรอนประเทศไทย สำรวจและผลิต Chevron Thailand
- บมจ. ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม PTTEP
- บจ. ปตท.สผ.สยาม PTTEP Siam
- บจ. เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) Chevron Offshore
- บจ. บุศราคัม จัสมิน Busarakham Jasmin
- อื่น Other

ปี 2565 บริษัทที่มีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 5 ลำดับแรก ได้แก่ 1) บริษัท เชฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด 2) บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) 3) บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด 4) บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด 5) บริษัท บุษราคัม จัสมิน จำกัด มีค่าใช้จ่ายในการลงทุน 20,377.77/18,459.58/10,745.58/10,323.26/6,087.50 ล้านบาท ตามลำดับ และบริษัท อื่นๆ มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนรวม 12,100.65 ล้านบาท

การลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2561 - 2565) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 448,561.49 ล้านบาท การลงทุนในภาพรวมลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2562 เนื่องจากเข้าสู่ช่วงท้ายของสัมปทานแหล่งใหญ่ของประเทศ ได้แก่ กลุ่มแหล่งเอราวัณและกลุ่มบงกช ซึ่งสิ้นสุดระยะเวลาผลิตที่ได้รับการต่อเมื่อวันที่ 24 เมษายน 2565 รวมทั้งสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ทำให้ปริมาณการใช้ปิโตรเลียมลดลง การลงทุนในปี 2565 เมื่อเทียบกับปี 2564 ลดลงถึงร้อยละ 11.92 หมวดที่ลดลงสูงสุดร้อยละ 67.90 ได้แก่ การบริหารงานและการผลิตและขายปิโตรเลียมลดลงร้อยละ 16.28 ส่วนการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นร้อยละ 63.45 การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.63 ทั้งนี้ เมื่อนับตั้งแต่เริ่มต้นการดำเนินงานภายใต้ระบบสัมปทานปิโตรเลียม จนถึงปี 2565 มีการลงทุนมูลค่าสูงถึง 2.890 ล้านล้านบาท

The top five investors in Thailand's petroleum exploration and production for 2022 are: 1) Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.; 2) PTT Exploration and Production Public Company Limited; 3) PTTEP Siam Limited; 4) Chevron Offshore (Thailand) Limited; and 5) Busarakham Jasmine Limited, with their respective spending of 20,377.77, 18,459.58, 10,745.58, 10,323.26, and 6,087.50 million baht. Combined investment made by other companies amounted to 12,100.65 million baht.

Investment made by concessionaires over the past five years (2018- 2022) totaled 448,561.49 million baht. Since 2019, however, investment has steadily slipped as major concessions, namely Erawan and Bongkot fields, were nearing their expiry on April 24, 2022 – the final day of the renewed production license, coupled with the spread of Covid-19, which resulted in lower demand for petroleum. Investment in 2022 decreased by 11.92% from 2021. The highest decrease of 67.90% was found in general business administration expenditure, followed by 16.28% in production and sale. Meanwhile investment in exploration increased by 63.45% and field development by 7.63%. Cumulative investment in petroleum operations under the concession regime from its beginning until 2022 amounted to 2,890 trillion baht.

หน่วย : ล้านบาท
Unit : million baht

Year	2018	2019	2020	2021	2022	Compared with 2021 (%)
การบริหารงาน Administration	1,936	1,767	2,313	6,672	2,141	- 67.90
การสำรวจปิโตรเลียม Exploration	1,316	1,585	883	473	774	63.45
การผลิตและขายปิโตรเลียม Production and Sale	48,891	51,936	45,363	52,536	43,981	- 16.28
การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม Field Development	53,466	40,964	31,380	28,987	31,199	7.63
รวมทั้งสิ้น Total	**105,609**	**96,252**	**79,939**	**88,668**	**78,094**	**- 11.92**

การลงทุนตามระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

การลงทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตเริ่มนับแต่วันที่สัญญามีผลบังคับใช้ เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 โดยเป็นการลงทุนเพื่อเตรียมการก่อนเริ่มกิจการปิโตรเลียม และเริ่มมีการขายปิโตรเลียมเมื่อเข้าสู่ระยะเวลาการดำเนินงานตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต เมื่อวันที่ 24 เมษายน 2565 โดยมีบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด เป็นผู้รับสัญญาสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 โดยมีเงินลงทุนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ตั้งแต่ปี 2562 - 2565 รวมทั้งสิ้น 105,312 ล้านบาท

ในปี 2565 มีเงินลงทุนในการประกอบกิจการปิโตรเลียมรวมทั้งสิ้น 37,611 ล้านบาท ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 24,376 ล้านบาท (ร้อยละ 64.8) และค่าใช้จ่ายในการผลิตและขายปิโตรเลียม 7,325 ล้านบาท (ร้อยละ 19.5) และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการปิโตรเลียม 4,525 ล้านบาท (ร้อยละ 12.0)

Investment under the production sharing contract regime

Investment under the production sharing contract regime started on February 25, 2019 – the day the contract 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 this respect, PTTEP Energy Development Co., Ltd. is the holder of production sharing contracts for Blocks G1/61 and G1/62 with an investment of 105,312 million baht for 2019-2022.

Investment in petroleum operations in 2022 totaled 37,611 million baht, consisting of 24,376 million baht in field development (64.8%), 7,325 million baht in production and sale (19.5%), and 4,525 million baht in other activities related to petroleum operations (12.0%), as shown in the table below:

หน่วย : ล้านบาท
Unit : million baht

Issue	2019	2020	2021	2022	Total	Compared with 2021 (%)
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม Exploration	12	45	1,433	350	1,840	-76
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม Field Development	313	5,617	6,454	24,376	36,760	278
ค่าใช้จ่ายในการผลิตและขายปิโตรเลียม Production and Sale	32	23	349	7,325	7,728	1,999
ค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน Administration	53	180	300	1,037	1,570	246
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการปิโตรเลียม Others	-	-	451	4,525	4,976	903
รวมทั้งสิ้น Total	**410**	**5,865**	**8,987**	**37,611**	**52,873**	**319**

การลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัญญาในช่วง 4 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2562 - 2565) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 52,873 ล้านบาท โดยมีการลงทุนเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง และในปี 2565 เพิ่มขึ้นจากปี 2564 จำนวน 28,625 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น จำนวน 17,922 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายในการผลิตและขายปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น จำนวน 6,976 ล้านบาท โดยได้มีการเริ่มการผลิตและขายปิโตรเลียมครั้งแรกในวันที่ 24 เมษายน 2565

Investment under the PSC regime during the past four years (2019-2022) totaled 52,873 million baht, with the rising trend witnessed. Investment in 2022 saw an increase from that in 2021 by 28,625 million baht, most of which was in field development, which rose by 17,922 million baht, followed by 6,976 million baht in production and sale. April 24, 2022 marked the first day of petroleum production and sale.

สรุป การประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศไทย นับตั้งแต่ปี 2514 มีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามระบบสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 2.890 ล้านล้านบาท และระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต จำนวน 0.0529 ล้านล้านบาท รวมเป็นเงินลงทุนทั้งสิ้น 2.9429 ล้านบาท

Conclusion Cumulative investment in petroleum exploration and production in Thailand, as from 1971, amounted to 2.9429 trillion baht, comprisng 2,890 trillion baht under the concession regime and 0.0529 trillion baht under the PSC regime.

4.2 การส่งเสริมและอำนวยความสะดวกในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Promotion and Facilitation of Operations

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูง ต้องพึ่งพาเทคโนโลยีที่ทันสมัยและต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ในฐานะหน่วยงานของรัฐจึงควรร่วมมือให้การสนับสนุน ส่งเสริม ตลอดจนสร้างแรงจูงใจให้มีการลงทุนเพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานในประเทศ ซึ่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติมได้กำหนดให้ผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียมที่ได้รับสิทธิตามมาตรา 69 และ 70 มีสิทธิได้รับยกเว้นการเสียอากรขาเข้าตามกฎหมายว่าด้วยพิกัดอัตราศุลกากรและภาษีมูลค่าเพิ่มตามประมวลรัษฎากรสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักรหากคณะกรรมการปิโตรเลียมมีคำสั่งเห็นชอบว่าจำเป็นในการประกอบกิจการปิโตรเลียม และมีสิทธิในการนำช่างฝีมือและผู้เชี่ยวชาญ รวมตลอดถึงคู่สมรสและบุตรที่อยู่ในอุปการะซึ่งเป็นคนต่างด้าวเข้ามาในราชอาณาจักรได้ตามจำนวนและระยะเวลาที่คณะกรรมการปิโตรเลียมมีคำสั่งตามที่เห็นสมควร ทั้งนี้ การพิจารณาอนุญาตทั้งสองเรื่องดังกล่าวจะต้องผ่านกระบวนการพิจารณาทั้งในระดับคณะทำงาน คณะอนุกรรมการ และคณะกรรมการปิโตรเลียม ซึ่งจะต้องเป็นไปตามหลักเกณฑ์การพิจารณาที่คณะกรรมการปิโตรเลียมได้กำหนดแนวทางไว้

ในปี 2565 มีผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 16 บริษัท ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต จำนวน 1 บริษัท และผู้รับจ้างซึ่งได้ทำสัญญาจ้างเหมาโดยตรงกับผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต จำนวน 29 บริษัท ได้รับสิทธินำผู้เชี่ยวชาญและช่างฝีมือชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงาน และขอสิทธิยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักรเพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียม โดยมีผลการพิจารณา ดังนี้

Petroleum exploration and production (E&P) is a highly risky business requiring sophisticated technologies and staggering capital investment. For indigenous energy security, as a state agency, DMF should therefore provide support, promotion, and investment incentives for ongoing E&P investment. If the Petroleum Committee regards machinery and supplies as essential to petroleum operations, Section 70 of the Petroleum Act of 1971 and its amendments exempts investors from import tariffs under applicable laws and value-added tax under the Revenue Code on such machinery and supplies brought into the Kingdom. Also, Section 69 authorizes import of foreign specialists and skilled technicians, along with their spouses and children, in numbers and for periods as seen fit by the Petroleum Committee. Such permission must undergo vetting processes at working group, subcommittee, and Petroleum Committee levels under the Petroleum Committee's criteria.

This year, applications from 16 concessionaires and one contractor of production sharing contract as well as 29 contractors directly hired by these concessionaires and PSC contractor were filed for imports of foreign specialists and skilled technicians, as well as supplies, equipment, and machinery with exemption of import duties and value-added tax. The outcomes are summarized below:

1. การอนุญาตให้ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างประเทศเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักร ตามมาตรา 69 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514
Approved imports of 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	114	54
ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต PSC Contractors	1	-
ผู้รับจ้างเหมาฯ Contractors	457	51
รวมทั้งสิ้น Total	572	105

ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างชาติที่ขออนุญาตเข้ามาปฏิบัติงานในกิจการปิโตรเลียมในปี 2565 มาจาก 39 ประเทศ พบว่าเป็นผู้เชี่ยวชาญสัญชาติจีนมากที่สุด คิดเป็น 29.55% รองลงมาคือ สัญชาติมาเลเซีย 9.79% สัญชาติเวียดนาม 8.74% สัญชาติอังกฤษ 7.52% สัญชาติอินโดนีเซีย 7.34% และอื่นๆ คิดเป็น 37.06%

The specialists and skilled technicians who filed for work permits in Thailand this year came from 39 countries, most of whom are Chinese (29.55%), followed by Malaysians (9.79%), Vietnamese (8.74%), British (7.52%), and Indonesians (7.34%). Other nationals accounted for 37.06%.

2. การอนุญาตให้ยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักร เพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียมตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514
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	22,658	549,753,019.20
ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต PSC Contractors	6,331	502,538,504.62
ผู้รับจ้างเหมาฯ Contractors	57,814	748,177,258.02
รวมทั้งสิ้น Total	86,803	1,800,468,781.84

4.3 การสำรวจและการเจาะหลุมปิโตรเลียม
Exploration and Drilling

การดำเนินงานสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศ จากในอดีตจนถึงสิ้นปี 2565 มีตัวเลขโดยประมาณ ดังตาราง

Cumulative geophysical surveys and drilling activities as of the end of 2022 are summarized below:

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 2565 ไม่มีการสำรวจธรณีฟิสิกส์

No geophiysical survey was carried out in 2022.

การเจาะหลุมปิโตรเลียม

มีการเจาะหลุมรวมทั้งหมด 13,285 หลุม แบ่งเป็นพื้นที่บนบก 2,427 หลุม ในทะเลอ่าวไทย 10,839 หลุม และในทะเลอันดามัน 19 หลุม สามารถแบ่งตามประเภทของหลุมเจาะ ดังตาราง

Drilling

As of the end of 2022, 13,285 wells had been drilled, including 2,427 onshore, 10,839 in the Gulf of Thailand, and 19 in the Andaman Sea. These wells can be classified by type below:

พื้นที่ Area	หลุมสำรวจ Exploration well	หลุมประเมินผล Appraisal well	หลุมผลิต Production well	รวม Total
บนบก Onshore	235	264	1,928	2,427
อ่าวไทย Gulf of Thailand	377	627	9,835	10,839
อันดามัน Andaman Sea	19	-	-	19
รวม Total	**631**	**891**	**11,763**	**13,285**

การเจาะหลุมปิโตรเลียม

ในปี 2565 มีการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด 369 หลุม มากกว่าปี 2564 ซึ่งมีจำนวนหลุมเจาะ 282 หลุม เนื่องจากมีการเร่งเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยของผู้รับสัญญาซึ่งเป็นผู้ดำเนินงานสำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 ในแหล่งเอราวัณ และ บงกช ตามลำดับ เพื่อให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปตามข้อผูกพันในสัญญา โดยหลุมดังกล่าวประกอบด้วยหลุมสำรวจ/ประเมินผล 16 หลุม และหลุมผลิต 353 หลุม ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น

- หลุมปิโตรเลียมบนบก 90 หลุม แบ่งเป็นหลุมสำรวจ/ประเมินผล 8 หลุม และหลุมผลิต 82 หลุม
- หลุมปิโตรเลียมในอ่าวไทยจำนวน 279 หลุม แบ่งเป็นหลุมสำรวจ/ประเมินผล 8 หลุม และหลุมผลิต 271 หลุม

ในภาพรวมของหลุมสำรวจ/ประเมินผลทั้งหมด 16 หลุม ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2564 จำนวน 5 หลุม พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ 6 หลุม คิดเป็นร้อยละ 37 โดยเป็นการเจาะในแปลงสำรวจบนบก 8 หลุม ซึ่งพบปิโตรเลียมจำนวน 3 หลุม แต่ไม่มีสมรรถนะในเชิงพาณิชย์ และเจาะในอ่าวไทยจำนวน 8 หลุม พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ 6 หลุม คิดเป็น ร้อยละ 75 โดยมีรายละเอียดของหลุมดังกล่าวตามภูมิภาค ดังนี้

ภาคกลาง

1. บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่สงวน เพื่อเร่งประเมินศักยภาพและพัฒนาปิโตรเลียมในพื้นที่ดังกล่าว จำนวน 5 หลุม คือ

1) หลุม TBM-A03 (ตะแบกงาม) เริ่มเจาะวันที่ 25 เมษายน 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,185 เมตร (2,481 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 30 เมษายน 2565 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบ แต่ไม่มีความคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ และทำการสละหลุมถาวร

2) หลุม BWG-A05 (บึงแวง) เริ่มเจาะวันที่ 3 พฤศจิกายน 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,390 เมตร (2,897 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 10 พฤศจิกายน 2565 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบที่มีความพรุนต่ำ ซึ่งประเมินแล้วพบว่าไม่มีสมรรถนะในเชิงพาณิชย์ จึงทำการสละหลุมช่วงล่าง และเจาะหลุม BWG-A05ST

Drilling Activities in 2021

A total of 369 wells were drilled this year, up from 282 drilled in the previous year mainly because of drilling acceleration in the Gulf of Thailand of contract holders of blocks G1/61 and G2/61 in Erawan and Bongkot fields, respectively, to honor the production contract. Of the wells drilled in 2022, 16 were exploration and appraisal wells, and 353 production wells. These wells were drilled in the following geographical areas:

- 90 wells onshore, comprising eight exploration/appraisal wells and 82 production wells
- 279 wells in the Gulf, comprising eight exploration/appraisal wells and 271 production wells

Of the 16 exploration/appraisal wells, five more than thoes drilled in 2021, six encountered commercial quantities of hydrocarbons, equivalent to a 37% rate of success. Eight of these wells were drilled onshore, three of which were reported with petroleum discovery but in non-commercial quantities. The eight remaining ones were drilled in the Gulf with six of them reported with petroleum discovery in commercial quantities, equivalent to a 75% rate of success. Details of these wells appear below:

Central Region

1. PTTEP Siam Company Limited, concessionaire of the onshore Block S1, drilled five appraisal wells in its reservation area.

1) TBM-A03 (Tabag Ngam) was spudded on April 25, 2022 and drilled to 3,185 m. total measured depth (2,481 m. vertical depth) on April 30, 2022, discovering crude oil but lacked commercial assessed value. The well was, thus, permanently abandoned.

2) BWG-A05 (Bung Wang) was spudded on November 3, 2022 and drilled to 3,390 m. total measured depth (2,897 m. vertical depth) on November 10, 2022, discovering a crude oil layer with low porosity and no commercial assessed value. The lower part of the well was abandoned and BWG-A05ST was drilled.

3) หลุม BWG-A05ST ทแยงออกจากหลุมเดิม BWG-A05 (บึงแวง) ที่ความลึก 1,212 เมตร เมื่อวันที่ 13 พฤศจิกายน 2565 เพื่อประเมินชั้นกักเก็บเป้าหมายที่อยู่ข้างเคียง เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,745 เมตร (2,439 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน 2565 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบที่มีความพรุนต่ำเช่นเดียวกัน จึงทำการสละหลุมชั่วคราว (ฐานเจาะอยู่ในพื้นที่ผลิตบึงแวง ส่วนเป้าหมายการเจาะอยู่ในพื้นที่สงวน)

4) หลุม LKN-A02 (ลำคูน) เริ่มเจาะวันที่ 20 พฤศจิกายน 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,564 เมตร (2,210 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2565 ผลการเจาะพบเพียงร่องรอยน้ำมันดิบ จึงทำการสละหลุมถาวร

5) หลุม HYI-A02 (ห้วยใหญ่) เริ่มเจาะวันที่ 30 พฤศจิกายน 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,716 เมตร (2,034.72 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 5 ธันวาคม 2565 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม จึงทำการสละหลุมชั่วคราว

2 บริษัท อีโค่ โอเรียนท์ รีซอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด ผู้รับสัมปทานแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L44/43 เจาะหลุมประเมินผลในโครงสร้างกักเก็บที่เป็นหินอัคนีแทรกซอนระดับตื้น จำนวน 3 หลุม คือ

1) หลุม TRE-2C ในพื้นที่ผลิตท่าโรงตะวันออก เริ่มเจาะวันที่ 27 ธันวาคม 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 572 เมตร (442 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 2 มกราคม 2565 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม

2) หลุม BRN-7A ในพื้นที่ผลิตบ่อรังเหนือ เริ่มเจาะวันที่ 6 มกราคม 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,094 เมตร (965 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 16 มกราคม 2565 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม

3) หลุม WBNE-F1 ในพื้นที่ผลิตวิเชียรบุรีตะวันออกเฉียงเหนือ เริ่มเจาะวันที่ 21 มกราคม 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 970 เมตร (785 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 31 มกราคม 2565 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม

3) BWG-A05ST was sidetracked from BWG-A05 (Bung Wang) at the depth of 1,212 m. on November 13, 2022 to assess the target oil containing layer lying beside. The well was drilled to 2,745 m. total measured depth (2,439 m. vertical depth) on November 15, 2022, discovering an oil-bearing layer with low porosity. The well was temporarily abandoned. (The platform was in Bung Wang production area, but the drilling target was in the reservation area.)

4) LKN-A02 (Lam Khoon) was spudded on November 20, 2022 to 2,564 m. total measured depth (2,210 m. vertical depth), discovering only trace of crude oil. The well was permanently abandoned.

5) HYI-A02 (Huai Yai) was spudded on November 30, 2022 to 2,716 m. total measured depth (2,034.72 m vertical depth) on December 5, 2022. The well as permanently abandoned as no petroleum was discovered.

2. Eco Orient Resources (Thailand) Company Limited, concessionaire of the onshore Block L44/43 drilled three appraisal wells in the shallow reservoir structure of intrusive igneous rock. They are:

1) TRE-2C (Tha Rong East) was spudded on December 27, 2021 and drilled to 572 m. total measured depth (442 m. vertical depth) on January 2, 2022, discovering no petroleum.

2) BRN-7A (Bo Rang North) was spudded on January 6, 2022 and drilled to 1,094 m. total measured depth (965 m. vertical depth) on January 16, 2022, discovering no petroleum.

3) WBNE-F1 (Northeastern Wichan Buri) was spudded on January 21, 2022 to 970 m. total measured depth (785 m. vertical depth) on January 31, 2022, discovering no petroleum.

อ่าวไทย

1. บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G2/61 เริ่มโครงการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม ในช่วงเตรียมการเพื่อเปลี่ยนถ่ายการดำเนินงาน โดยเจาะหลุมประเมินผลจำนวน 1 หลุม คือ หลุม TMK-08A (ต้นโมก) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,770 เมตร (2,634 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 22 มกราคม 2565 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ และสละหลุมถาวร

2. บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ผู้รับสัมปทานแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 เจาะหลุมประเมินผลจำนวน 1 หลุม เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาการเลือกตำแหน่งของแท่นหลุมผลิต MAP-05 ในแหล่งมะลิวัลย์ คือ หลุม Maliwan-14 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 4 มีนาคม 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,322 เมตร (3,055 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2565 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ความหนารวม 152 ฟุต และทำการสละหลุมถาวร

3. บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G4/43 เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่ผลิต จำนวน 1 หลุม คือ หลุม Lanta-08 เริ่มเจาะวันที่ 2 กรกฎาคม 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,834 เมตร (2,477 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2565 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบ ความหนา 9 ฟุต และทำการสละหลุมถาวร

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

1) หลุม Ban Yen A 39 ในพื้นที่ผลิตบานเย็น เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในชั้นทราย S เริ่มเจาะวันที่ 26 พฤษภาคม 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,031 เมตร (1,835 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม 2565 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม และสละหลุมถาวร

2) หลุม Faicome-1 (ฝ้ายคำ-1) เพื่อสำรวจโครงสร้างกักเก็บในพื้นที่สงวน เริ่มเจาะวันที่ 25 มิถุนายน 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,226 เมตร (2,907 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 3 กรกฎาคม 2565 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม และทำการสละหลุมถาวร

Gulf of Thailand

1. PTTEP Energy Development Company Limited, PSC contractor of the offshore Block G2/61, activated petroleum potential assessment of the block as part of the operations transfer with one appraisal well, i.e. TMK-08A (Ton Mokha), which was spudded on January 9, 2022 and drilled to 2,770 m. total measured epth (2,634 m. vertical depth) on Jannuary 22, 2022. Natural gas was discovered, and the well was permanently abandoned.

2. Chevron Offshore (Thailand) Company Limited, concessionaire of the offshore Block B8/32 in the Gulf of Thailand, drilled one appraisal well to acquire data for locating the production platform MAP-05 in Maliwan Field. The well Maliwan-14 was spudded on March 4, 2022 and drilled to 3,322 m. total measured depth (3,055 m. vertical depth) on March 7, 2022. The well, having encountered crude oil and natural gas in a combined 152-foot-thick reservoir rock, was permanently abandoned.

3. Chevron Offshore (Thailand) Company Limited, concessionaire of the offshore Block G4/43 in the Gulf of Thailand, drilled one appraisal well in the production area. The Lanta-08 well was spudded on July 2, 2022 to 2,834 m. total measured depth (2,477 m. vertical depth) on July 9, 2022. The well, having encountered crude oil in a nine-foot-thick reservoir rock, was permanently abandoned.

4. Busrakham Jusmine Limited, concessionaire of the offshore Block B5/27 in the Gulf of Thailand, drilled two exploration/appraisal well, namely:

1) Ban Yen A 39 well in the Ban Yen production area, drilled to assess the potential of the S sand formation, was spudded on May 26, 2022 to 3,031 m. total measured depth (1,835 vertical depth) on May 31, 2022. The well, encountering no petroleum, was permanently abandoned.

2) Faicome-1 well, drilled to assess the structure of the reservation area, was spudded on June 25, 2022 to 3,226 m. total measured depth (2,907 m. vertical depth) on July 3, 2022. The well, encountering no petroleum, was permanently abandoned.

5. บริษัท บุษราคัม จี11 จำกัด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G11/48 เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่ผลิตนงเยาว์ จำนวน 3 หลุม คือ

1) หลุม Nong Yao-12 เริ่มเจาะวันที่ 3 กันยายน 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,327 เมตร (1,398 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 7 กันยายน 2565 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบความหนา 25 เมตร และก๊าซธรรมชาติความหนา 4.8 เมตร และทำการสละหลุมถาวร

2) หลุม Nong Yao-12(ST1) เริ่มเจาะวันที่ 9 กันยายน 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,445 เมตร (770 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 12 กันยายน 2565 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบความหนา 0.9 เมตร และก๊าซธรรมชาติความหนา 2.4 เมตร และทำการสละหลุมถาวร

3) หลุม Nong Yao-12(ST2) เริ่มเจาะวันที่ 15 กันยายน 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,472 เมตร (1,348 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 18 กันยายน 2565 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบความหนา 19.5 เมตร และก๊าซธรรมชาติความหนา 15.2 เมตร และทำการสละหลุมถาวร

หมายเหตุ : บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ผู้รับสัมปทานแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27 เจาะหลุมสำรวจชั้นก๊าซในระดับตื้น (Shallow gas) จำนวน 1 หลุม เพื่อใช้เป็นข้อมูลประกอบการพิจารณาการเลือกตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตในแหล่งไพลิน เนื่องจากข้อมูลวัดคลื่นไหวสะเทือนที่มีอยู่มีความละเอียดไม่เพียงพอในการกำหนดตำแหน่งของชั้นก๊าซดังกล่าว คือ หลุม PASZ-01 (Pailin shallow zone) เมื่อวันที่ 22 กุมภาพันธ์ 2565 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 366 เมตร ในวันเดียวกัน ทำการหยั่งธรณีหลุมเจาะ และสละหลุมถาวร (ไม่นับเป็นหลุมสำรวจปิโตรเลียม)

5. Busrakham G11 Limited, concessionaire of the offshore Block B11/48 in the Gulf of Thailand, drilled three appraisal wells in the Nong Yao production area:

1) Nong Yao-12 well was spudded on September 3, 2022 and drilled to 2,327 m. total measured depth (1,348 m. vertical depth) on September 7, 2022, discovering crude oil in a 25 m. thick reservoir rock and natural gas in a 4.8 m. thick layer. The well was permanently abandoned.

2) Nong Yao-12 (ST1) was spudded on September 9, 2022 and drilled to 2,445 m. total measured depth (770 m. vertical depth) on September 12, 2022, discovering crude oil in a 0.9-m.-thick reservoir rock and natural gas in a 2.4-m.-thick layer. The well was permanently abandoned.

3) Nong Yao-12 (ST2) was spudded on September 15, 2022 and drilled to 2,472 m. total measured depth (1,348 m. vertical depth) on September 18, 2022, discovering crude oil in a 19.5-m.-thick reservoir rock and natural gas in a 15.2-m.-thick layer. The well was permanently abandoned.

Remark: Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd., concessionaire of the offshore Block B12/27 in the Gulf of Thailand, drilled one shallow gas well to acquire data for locating a production platform in Pailin Field since the existing data acquired from the seismic survey was found insufficient for identifying the gas-containing layer. The well PASZ-01 (Pailin shallow zone) was spudded on February 22, 2022 and drilled to 366 m. total measured depth on the same day as an exploratory borehole and was, then, permanently abandoned. (It is not considered a petroleum exploration well.)

ตารางสรุปหลุมสำรวจ/หลุมประเมินผล รวม 16 หลุม

Summary of 16 Exploration and Appraisal wells

Operator	Block	Well name	Well type	Total Depth (m.)	Result
Onshore					
PTTEP Siam Ltd.	S1	TBM-A03	Appraisal	3,185	Oil (uneconomic)
		BWG-A05	Appraisal	3,390	Oil (uneconomic)
		BWG-A05ST	Appraisal	1,212	Oil (uneconomic)
		LKN-A02	Appraisal	2,564	Trace of oil
		HYI-A02	Appraisal	2,716	Dry
Eco Orient Resources (Thailand) Limited	L44/43	TRE-2C	Appraisal	572	Dry
		BRN-7A	Appraisal	1,094	Dry
		WBNE-F1	Appraisal	970	Dry
Gulf of Thailand					
PTTEP Energy Development Company Limited	G2/61	TMK-08A	Appraisal	2,770	Gas
Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	B8/32	Maliwan-14	Appraisal	3,322	Oil and Gas
	G4/43	Lanta-08	Appraisal	2,834	Oil
Busrakham Jusmine Ltd.	B5/27	Ban Yen A 39	Appraisal	3,031	Dry
		Faicome-1	Exploration	3,226	Dry
Busrakham G11 Ltd.	G11/48	Nong Yao-12	Appraisal	2,327	Oil and Gas
		Nong Yao-12 (ST1)	Appraisal	2,445	Oil and Gas
		Nong Yao-12 (ST2)	Appraisal	2,472	Oil and Gas

สำหรับการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียมจำนวน 353 หลุม ซึ่งเพิ่มจากปี 2564 จำนวน 82 หลุม แบ่งเป็นหลุมเจาะบนบก 82 หลุม (23.2%) และหลุมเจาะในอ่าวไทย 271 หลุม (76.8%) โดยเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 พบว่าจำนวนหลุมเจาะเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะอย่างยิ่งแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61 ในแหล่งเอราวัณ และ บงกช ตามลำดับ ซึ่งผู้รับสัญญามีการเร่งการเจาะหลุมเพื่อให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปตามข้อผูกพันในสัญญา

Of the 353 total production wells drilled this year, up by 82 drilled last year, 82 wells (23.2%) were drilled onshore, while 271 wells (76.8%) were drilled 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 in Erawan and Bongkot fields respectively in the Gulf since the concessionaires were accelerating their drilling to meet the contractual obligations.

ตารางสรุปหลุมผลิตปิโตรเลียม

Summary of production wells drillled in 2022

Operator	Block	Field	Production well
Onshore			
PTTEP Siam Ltd.	S1	Kui Muang	4
		Lan Krabue	13
		Nong Makham	1
		Nong Ooh	13
		Non Pluang	1
		Nong Tum	11
		Pratu Tao	3
		Sao Thian	12
		Thap Raet	6
		Wang Mai Sung	2
		Yang Muang	2
PTTEP International Limited	L54/43	Nong Phak Chi	6
	L22/43	Wung Phai Sung	2
PTTEP SP Limited	E5N	Phu Horm	1
CNPCHK (Thailand) Limited	L21/43	Na Sanun	3
Pan Orient Energy (Siam) Limited	L53/48	DD	2
Gulf of Thailand			
Busrakham Jusmine Ltd.	B5/27	Ban Yen	2
		Jasmin	6
Busrakham Manora Ltd.	G1/48	Manora	2
Busrakham G11 Ltd.	G11/48	Nong Yao	3
Medco Energi Thailand (Bua Luang) Limited	B8/38	Bua Luang	2
PTT Exploration and Production Public Company Limited	14A	Arthit	1
	16A	Arthit	12
	15	Bongkot	2
	16	Bongkot	81
PTTEP Energy Development Company Limited	G1/61	Erawan	57
	G2/61	Bongkot	59
Chevron Thailand Exploration and Production Limited	B12/27	North Pailin	20
Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	B8/32	Benchamas	14
		Maliwan	10
Total			**353**

ทั้งนี้ จากข้อมูลการดำเนินงานเจาะหลุมในรอบ 5 ปี ที่ผ่านมาพบว่าจำนวนหลุมเจาะปิโตรเลียม มีแนวโน้มลดลงในช่วงปี 2561-2564 เนื่องจากผู้รับสัมปทานในแหล่งเอราวัณมีการเจาะหลุมผลิตน้อยลงจนกระทั่งหยุดเจาะในช่วงก่อนที่สัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 จะหมดอายุลงในวันที่ 23 เมษายน 2565 และในช่วงครึ่งหลังของปี 2565 ผู้รับสัญญาแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 (แปลง 10 11 12 และ 13 เดิม) ได้เริ่มเจาะหลุมผลิตในแหล่งเอราวัณอีกครั้ง ทำให้หลุมเจาะมีจำนวนเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2564 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. Meanwhile in the second half of 2022, the concessionaire of the offshore block G1/61 (former blocks 10, 11, 12, and 13) in the Gulf of Thailand resumed its drilling of production wells in Erawan Field, contributing to the higher number of wells drilled when compared with 2021, as shown in the graph below:

เปรียบเทียบจำนวนหลุมเจาะปิโตรเลียมในประเทศ ระหว่างปี 2561-2565
Petroleum wells drilled in Thailand during 2018-2022

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 “ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานพบปิโตรเลียมในเขตพื้นที่สงวนไว้และประสงค์จะผลิตปิโตรเลียม ให้นำมาตรา 42 มาใช้บังคับ”

มาตรา 22/1 กำหนดให้การอนุมัติการกำหนดพื้นที่ผลิตตามมาตรา 42 เป็นอำนาจหน้าที่ของอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม

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

ในปี 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้อนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานในทะเลอ่าวไทยจำนวนทั้งหมด 1 พื้นที่ รายละเอียดดังนี้

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 2021 DMF granted one production area in the Gulf of Thailand, as detailed below:

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม G1/61 พื้นที่หลัก อยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 อยู่ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract, PSC) ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ได้รับอนุมัติในเดือนมกราคม 2565 ครอบคลุมพื้นที่ 4,378 ตารางกิโลเมตร พื้นที่ผลิตนี้มีศักยภาพปิโตรเลียมและสามารถผลิตปิโตรเลียมได้ เนื่องจากเดิมเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B10 11 12 และ 13 (แหล่งเอราวัณ) บริษัทฯ มีแผนจะผลิตปิโตรเลียมต่อเนื่องตลอดจนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัมปทานปิโตรเลียม เพื่อรักษาเสถียรภาพด้านความมั่นคงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

Gulf of Thailand Production Area

The core production area of G1/61 in the Gulf of Thailand of the PSC contractor, PTTEP Energy Development Co., Ltd., covering 4,378 sq.km., was granted approval in January 2022. The area shows petroleum production potential since it was earlier a production area of the offshore blocks B10, 11, 12, and 13 in the Gulf of Thailand (Erawan Field). The company plans for continuous production until the concession expires to maintain natural gas supply stability.

4.5 ปริมาณสำรองปิโตรเลียม
Petroleum Reserves

ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทยระหว่างปี 2536 ถึง 2565

ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทยระหว่างปี 2536 ถึง 2564 สามารถแบ่งได้เป็น 3 ช่วง ตามดังแสดงในกราฟแท่งของรูปที่ 1 คือ ช่วงที่ 1 ระหว่างปี 2536 ถึง 2541 เป็นช่วงที่ปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นเนื่องจาก 1) แหล่งปิโตรเลียมหลักที่ค้นพบในอดีต เช่น เอราวัณ ยังคงสามารถเพิ่มปริมาณสำรองทดแทนส่วนที่ผลิตไปได้ 2) มีการค้นพบและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญ ๆ เช่น แหล่งบงกช แหล่งไพลิน ส่งผลให้ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ค้นพบโดยรวมของประเทศเพิ่มขึ้น ช่วงที่ 2 ระหว่างปี 2542 ถึง 2552 เป็นช่วงที่ยังคงมีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมสำคัญเพิ่มเติม เช่น แหล่งบงกชใต้ แหล่งโกมินทร์ส่วนขยาย เป็นต้น แต่เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าว ความต้องการใช้ปิโตรเลียมมีการขยายตัวอย่างมาก ทำให้โดยรวมแล้ว ปริมาณสำรองปิโตรเลียมในช่วงเวลาดังกล่าวค่อนข้างทรงตัว ช่วงที่ 3 ตั้งแต่ปี 2553 เป็นต้นมา ปริมาณสำรองมีแนวโน้มลดลง เนื่องจาก 1) ความต้องการใช้ปิโตรเลียมภายในประเทศยังคงเพิ่มขึ้นทำให้มีการผลิตเพิ่มขึ้น ไม่สามารถหาปริมาณสำรองจากแหล่งเดิมที่พบมาชดเชยส่วนที่ผลิตไปได้ตามธรรมชาติของแหล่งผลิตปิโตรเลียม เพราะเมื่ออายุแหล่งมากขึ้นจะมีกำลังผลิตลดลง 2) ไม่มีการพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดที่มีนัยสำคัญ ในระหว่างปี 2550-2564 ประเทศไทยไม่ได้มีการประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ใหม่ ทำให้กิจกรรมการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมลดน้อยลง แม้ว่าจะมีการเปิดให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบที่ 24 เมื่อปี 2565 คือ 3 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/65 G2/65 และ G3/65 ซึ่งส่งผลดีต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมในอนาคต อย่างไรก็ดีการจะพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมนั้น ต้องใช้เวลาสำรวจและวางแผนพัฒนาก่อนที่จะสามารถผ่านการประเมินให้เป็นปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศได้ ทั้งสองเหตุผลนี้ทำให้ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศโดยลดลงสอดคล้องกับส่วนต่างระหว่างเส้นประสีเขียวที่แสดงปริมาณการผลิตสะสมรวมกับปริมาณสำรองที่เหลืออยู่ หรือ 3P EUR (Possible reserve Estimated Ultimate Recovery) กับกราฟเส้นสีฟ้า ที่แสดงปริมาณการผลิตสะสม ซึ่งเป็นตัวแทนปริมาณสำรองของประเทศไทยที่เหลืออยู่ ส่วนต่างระหว่างกราฟสองเส้นนี้มีแนวโน้มลดลง

Overview of domestic petroleum reserves (1993-2022)

During 1993-2021, petroleum reserves in Thailand can be divided into three periods as shown by the bar chart in Figure 1. The first period, from 1993 to 1998, saw an increase in domestic petroleum reserves due to 1) major petroleum fields earlier discovered, such as Erawan, being able to increase their reserves to replace the produced volumes; and 2) discoveries and development of new major fields, such as Bongkot and Pailin. The second period, from 1999 to 2009, saw addition of new major fields, such as South Bongkot and Komin Extension. However, the burgeoning demand during this period resulted in the country's reserves being relatively unchanged. The third period, from 2010 onwards, was on the downward trend due to 1) the relentlessly growing demand that led to higher production while no additional reserves were discovered from existing fields to replace the produced volumes amid natural depletion of aged fields; and 2) no significant petroleum discovery. During 2007-2021, Thailand didn't invite application for petroleum exploration and production rights in new areas, which resulted in limited 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 which could contribute to future reserves, development of a petroleum field needs time for exploration and development before assessment as national reserves. These are the two main reasons for the decreased domestic reserves, which corresponds to the difference between the dotted green line (showing 3P EUR) and the blue line (showing cumulative reserves which represent Thailand's recoverable reserves). The gap between these two lines has become narrower, particularly during the past ten years. This signals that the country should

อย่างต่อเนื่องโดยเฉพาะในช่วง 10 ปีหลัง แสดงถึงความจำเป็นที่ประเทศต้องเร่งรัดให้เกิดการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพื่อหาปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มเติม ให้สามารถรองรับความต้องการพลังงานที่เพิ่มสูงขึ้นและสามารถรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศได้ต่อไป ควบคู่ไปกับการเร่งแก้ปัญหาการใช้พื้นที่เพื่อให้สามารถสำรวจและผลิตปิโตรเลียมได้อย่างรวดเร็วทันต่อความต้องการใช้ปิโตรเลียมในประเทศ

expedite petroleum exploration and production activities to increase its reserves to cope with the higher energy demand and to ensure the country's energy security. In parallel, the problem concerning land use will have to be solved to enable speedy petroleum exploration and production.

รูปที่ 1 ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ระหว่างปี 2536 ถึง 2565

Figure 1: Domestic Petroleum Reserves Overview (1993-2022)

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ปี 2565

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม (3P หรือผลรวมของ P1 P2 และ P3) ของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2565 ตามตารางที่ 1 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 11,414.46 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 399.24 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 209.67 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 2,560.81 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี 2564 คิดเป็นก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น 1,109.43 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มขึ้น 49.37 ล้านบาร์เรล ส่วนน้ำมันดิบลดลง 34.28 ล้านบาร์เรล รวมเพิ่มขึ้น 203.76 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 8.64 ปริมาณสำรองในปีนี้เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากการที่สามารถจัดหาผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61 และ G2/61 ได้ก่อนสิ้นสุดระยะเวลาสัมปทานเดิม คือแปลงสำรวจ B10-13 และ B15-17 ตามลำดับ ทำให้การผลิตปิโตรเลียมมีความต่อเนื่อง และอายุสัญญาที่เพิ่มขึ้น

Petroleum reserves in 2022

Thailand's total petroleum reserves (referred as 3P or the sum of P1, P2, and P3) at year- end 2022 totaled 2,560.81 million barrels of oil equivalent (BOE), comprising 11,414.46 Bcf of natural gas, 399.24 MMbbl of condensate, and 209.67 MMbbl of crude oil as illustrated in Table 1 below. This shows an overall increase of 203.76 MMBOE, or 8.64% from the previous year: natural gas rose by 1,109.43 Bcf and condensate by 49.37 MMbbl while reserves of crude oil decreased by 34.28 MMbbl. The significant increase in reserves was attributed to the successful selection of PSC contractors for Block G1/61 and Block G2/61 in the Gulf of Thailand prior to the expiry of concessions for blocks B10-13 and B15-17, resulting in production

ส่งผลให้ปริมาณสำรองของทั้งสองแหล่งมีค่าเพิ่มขึ้น ทั้งนี้การเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองในครั้งนี้เป็นการเฉพาะที่เกิดจากการหาผู้รับสัญญามารับช่วงการดำเนินงานได้อย่างต่อเนื่องในพื้นที่ที่ยังคงมีปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมเหลืออยู่ จึงไม่สามารถนำผลดังกล่าวไปใช้ในการอ้างถึงหรือรับรองว่าจะสามารถเพิ่มปริมาณสำรองของพื้นที่โดยวิธีนี้ได้อีกในอนาคต โดยปริมาณสำรองประเภท P1 P2 และ P3 ของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบแยกเป็นรายพื้นที่ได้แสดงตามตารางที่ 1 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ตรวจสอบแล้วว่าปริมาณสำรองที่รายงานนี้สอดคล้องกับนิยามปริมาณสำรองสากล (Petroleum Resources Management System, PRMS)

continuity. The longer contract period also positively resulted in higher reserve value at both blocks. As such increase in domestic reserve was made possible by the continuity of operation and production in areas of petroleum potential, the figures cannot be used as a reference or as a guarantee that reserves in other areas can be increased by this method in the future. P1, P2, and P3 reserves of natural gas, condensate, and crude oil of each production area are shown in Table 1 and DMF already verified that the figures correspond to the Petroleum Resources Management System (PRMS).

ตารางที่ 1 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมแต่ละประเภทของประเทศ ณ สิ้นปี 2565

Table 1: Domestic reserves of each type of petroleum as at the end of 2022

Area	Gas Reserves [Bcf]			Condensate Reserves [MMbbl]			Oil Reserves [MMbbl]		
	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible
Offshore	4,410.48	3,590.83	3,118.27	130.75	132.75	135.15	44.31	70.16	20.18
Onshore	248.40	37.01	9.48	0.53	0.06	-	32.40	23.95	18.68
Total	4,658.88	3,627.84	3,127.75	131.29	132.80	135.15	76.70	94.11	38.86
Grand Total (3P)	11,414.46			399.24			209.67		

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2565 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 4,658.88 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 131.29 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 76.70 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 1,007.84 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี 2564 คิดเป็นปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น 1,214.24 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มขึ้น 44.86 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น 17.97 ล้านบาร์เรล และเมื่อสรุปรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมทุกประเภทแล้วเพิ่มขึ้น 234.30 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 30.29 สาเหตุหลักมาจากการที่สามารถจัดหาผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตตามที่กล่าวข้างต้น รายละเอียดของปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบ ณ สิ้นปี 2565 แยกเป็นรายแหล่ง แสดงในตารางที่ 2

Domestic proved reserves

Thailand's total proved reserves at year-end 2022 totaled 1,007.24 MMBOE: 4,658.88 Bcf of natural gas, 131.29 MMbbl of condensate, and 76.70 MMbbl of crude oil. Compared to the end of 2021, proved reserves have increased by 234.30 MMBOE, or 30.29%: natural gas increased by 1,214.24 Bcf, condensate by 44.86 MMbbl, and crude oil by 17.97 MMbbl. The major factor that underpinned such an increase was the successful selection of PSC contractors as mentioned above. Details of proved reserves of natural gas, condensate, and crude oil at year - end 2022 are shown in Table 2, categorized by production fields.

ตารางที่ 2 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2565

Table 2: Total domestic petroleum proved reserves at end of 2022

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		28,434.48	835.59	785.56	4,410.48	130.75	44.31
CTEP		15,715.69	525.14	221.20	673.31	23.21	0.37
10 [2]	Platong/Kaphong/Surat/Plamuk/Yala	12,336.10	392.18	196.96	-	-	-
11 [2]	Pladang/Satun/ Pakarang/Trat						
12 [2]	Erawan/Dara						
13 [2]	Bannpot/Funan/Jakrawan/Gomin						
10A	Yala East	238.84	2.98	15.29	1.88	0.04	0.09
11A	Trat North	46.14	1.88	-	0.43	0.01	-
B12/27	Pailin/Moragot/Paytai	3,050.26	127.72	-	668.92	23.04	0.28
G7/50	G7/50	5.36	0.38	-	2.00	0.12	-
G4/48	Chongko/Yungthong	39.00	-	8.95	0.08	0.00	0.00
COTL		1,364.53	-	322.96	73.27	1.02	10.46
9A	Rajpruek	19.25	-	7.40	-	-	-
B8/32	Benchamas/Chaba/Maliwan	1,331.46	-	285.01	71.93	1.01	8.75
G4/43	Lanta/Surin	13.82	-	30.55	1.33	0.01	1.71
PTTEP		8,269.99	263.79	-	526.20	19.96	-
14A	Arthit	331.64	11.16	-	51.73	1.46	-
15A	Arthit	1,023.35	49.14	-	177.50	5.64	-
16A	Arthit	130.81	5.97	-	254.64	11.86	-
15 [2]	Bongkot Main	2,882.84	93.92	-	-	-	-
16 (North)	Bongkot Main	2,674.81	63.58	-	21.34	0.45	-
16 (South)	Bongkot South	427.49	11.71	-	5.29	0.11	-
17	Bongkot South	799.05	28.31	-	15.70	0.44	-
PTTEPI		23.12	0.53	-	1.79	0.05	-
G8/50	G8/50	0.76	0.03	-	0.61	0.03	-
G12/48	G12/48	22.36	0.50	-	1.18	0.03	-
PTTEP Siam (Offshore)		-	-	5.93	-	-	-
B6/27	Nang Nuan	-	-	5.93	-	-	-
Busrakham Jasmine		-	-	88.72	-	-	7.44
B5/27	Jasmine/Banyen	-	-	88.72	-	-	7.44
Busrakham Manora		-	-	22.67	-	-	1.82
G1/48	Manora	-	-	22.67	-	-	1.82
Busrakham G11		-	-	23.53	-	-	9.71
G11/48	Nongyao	-	-	23.53	-	-	9.71
Medco Energi		-	-	45.77	-	-	9.09
B8/38	Bua Luang	-	-	45.77	-	-	9.09
Valeura Energy		-	-	8.57	-	-	4.26
G6/48	Rossukon	-	-	-	-	-	-
G10/48	Wassana/Niramai/Mayura	-	-	8.57	-	-	4.26
PTTEP ED		109.18	4.64	-	2,335.91	73.93	-
G1/61 [3]	Erawan	56.94	2.88	-	888.13	35.16	-
G2/61 [3]	Bongkot	52.24	1.76	-	1,447.78	38.77	-

Block	Main Field	Cumulative Production			Proved		
		Separator Gas[1] (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Separator Gas[1] (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
MTJA		2,951.98	41.49	0.84	800.00	12.57	1.16
CHOC		2,180.07	21.97	-	457.02	4.71	-
A-18 [4]	Cakerawala/Bulan/Suriya	2,180.07	21.97	-	457.02	4.71	-
CPOC		771.91	19.52	0.84	342.98	7.86	1.16
B-17-01 [4]	Muda/Tapi/Andalas	771.91	19.52	0.84	342.98	7.86	1.16
Onshore		1,549.71	2.15	367.08	248.40	0.53	32.40
KHORAT PLATEAU		966.54	2.15	-	215.24	0.53	-
ExxonMobil		425.20	-	-	12.80	-	-
E5	Nam Phong	425.20	-	-	12.80	-	-
PTTEP SP		541.34	2.15	-	202.44	0.53	-
EU1	Sin Phu Horm	433.07	1.72	-	161.95	0.43	-
E5N	Sin Phu Horm	108.27	0.43	-	40.49	0.11	-
Apico							
L27/43	Dong Mun	-	-	-	-	-	-
Central Plains		583.17	-	360.32	33.16	-	32.40
Eco Orient		-	-	18.68	-	-	3.55
L33/43	L33/Tha Rong North	-	-	0.48	-	-	0.03
L44/43	Borang North/Wichian Buri Ext.	-	-	15.85	-	-	3.39
SW1	Wichian Buri/Na Sanun/Sri Thep	-	-	2.35	-	-	0.13
Pan Orient		-	-	5.35	-	-	2.30
L53/48	L53A/L53B/L53D/L53G/DD/AA	-	-	5.35	-	-	2.30
PTTEPI		0.03	-	9.03	-	-	0.81
L22/43	Wang Pai Sung	-	-	0.15	-	-	0.06
L53/43	Bung Krathiam/Ban Don Talai/Ban Don Sa-Nuan	-	-	0.01	-	-	-
L54/43	Nong Pak Chi	-	-	2.55	-	-	0.61
PTTEP1	U-Thong/Kampaengsan/Sangkajai	0.03	-	6.32	-	-	0.15
CNPCHK				4.74			4.60
L1/64	Bung Muang/Bung Ya	-	-	0.16	-	-	1.83
L21/43	Bung Ya West/Nong Sa	-	-	4.58	-	-	2.77
PTTEP Siam		581.73	-	321.18	33.14	-	21.12
S1	Sirikit et al.	581.73	-	321.18	33.14	-	21.12
UACU		1.41	-	1.36	0.02	-	0.02
L10/43	Arunothai	0.08	-	0.02	-	-	-
L11/43	Burapa	1.33	-	1.33	0.02	-	0.02
Expired Blocks		-	-	52.13	-	-	-
Gulf of Thailand		-	-	45.37	-	-	-
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		29,984.18	837.74	1,152.64	4,658.88	131.29	76.70
GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)		5,232.24	753.97	1,152.64	812.97	118.16	76.70
Sum of GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)		7,138.85			1,007.84		
GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT W/O JDA (MMBOE)		4,717.12	716.62	1,151.80	673.37	106.84	75.54

Remarks: (1) CO_2 <= 23%
(2) Reported figures represent cumulative production and reserved volumes as of April 23, 2022.
(3) Reported figures represent 100% of cumulative production and reserved volumes.
(4) Reported figures represent 50% of Malaysia's and Thailand's reserves.

การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วระหว่างปี 2564-2565

1. ก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2565 รวม 4,658.88 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย และแหล่งบนบก ปริมาณ 4,410.48 และ 248.40 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี 2564 แล้ว เพิ่มขึ้นรวม 1,214.24 พันล้านลูกบาศก์ฟุต เนื่องจากในปี 2565 มีปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้นจากการยกระดับปริมาณทรัพยากรเป็นปริมาณสำรอง (Unproved Transferred) รวม 2,450.15 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จากสาเหตุหลักคือสามารถจัดหาผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลงสำรวจ G1/61 และ G2/61 โดยอายุสัญญาที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ปริมาณสำรองของทั้งสองแหล่งมีค่าเพิ่มขึ้น ในขณะที่มีการลดลงจากปริมาณการผลิตรวม 933.67 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และลดลงจากการทบทวนปรับปรุงประมาณการ (Revision) รวม 302.24 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงในรูปที่ 2

Changes in proved reserves (2021 – 2022)

1) Natural gas

Domestic proved reserves of natural gas at the end of 2022 stood at 4,658.88 Bcf, comprising 4,410.48 Bcf from the Gulf of Thailand and 248.40 Bcf from onshore fields. Year on year, the proved reserves were up by 1,214.24 Bcf, attributable to the transfer of 2,450.15 Bcf from resources to reserves in 2022 due mainly to the successful selection of PSC operator for Block G1/61 and Block G2/61. The longer contract period brought about an increase in reserve value of both fields amid a decrease in production volume by 933.67 Bcf and by 302.24 Bcf from the revision, as shown in Figure 2.

	End of 2021	Produced	Unproved Transferred	Revision	Extention	End of 2022
Onshore	299.77	-44.79	5.06	-11.64	-	248.40
Gulf of Thailand	3,144.88	-888.88	2,445.09	-290.61	-	4,410.48

รูปที่ 2 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วจากปี 2564 ถึงปี 2565

Figure 2: Changes in proved gas reserves (2021 – 2022)

2. น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2565 รวม 194.86 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบด้วยส่วนที่มาจากอ่าวไทย และบนบกปริมาณ 161.98 และ 32.88 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี 2564 แล้ว เพิ่มขึ้นรวม 22.41 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากในปี 2565 มีปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้นจากการยกระดับปริมาณทรัพยากรเป็นปริมาณสำรอง (Unproved Transferred) รวม 72.51 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จากสาเหตุหลักเช่นเดียวกันกับการเพิ่มขึ้นของก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่มีการลดลงจากปริมาณการผลิตรวม 52.51 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ดังแสดงในรูปที่ 3

2) Crude oil and condensate

The total proved reserves of crude oil and condensate as at the end of 2022 stood at 194.86 MMBOE: 161.98 MMBOE from the Gulf of Thailand and 32.88 MMBOE from onshore fields. Year on year, the reserves were up by 22.41 MMBOE as 72.51 Bcf were transferred from resources to reserves due mainly to the same reason as the increase in natural gas reserves while production volume decreased by 52.51 MMBOE, as shown in Figure 3.

	End of 2021	Produced	Unproved Transferred	Revision	Extention	End of 2022
Onshore	37.93	-11.20	0.18	5.96	0.00	32.88
Gulf of Thailand	134.51	-41.31	72.32	-4.85	1.31	161.98

รูปที่ 3 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วจากปี 2564 ถึงปี 2565

Figure 3: Changes in proved reserves of crude oil and condensate (2021 – 2022)

4.6 การผลิตปิโตรเลียม
Production

การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศในปี 2565 มีการผลิตปิโตรเลียมเป็นปริมาณรวม 190* ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 520,806.64 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 มีปริมาณการผลิตลดลง ร้อยละ 18.97 จำแนกตามประเภทของปิโตรเลียมได้ดังนี้

ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2565 มีปริมาณรวม 803,725 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 2,335.91 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยมีอัตราการผลิตลงลง จากปี 2564 คิดเป็นร้อยละ 19.42 หรือเป็นปริมาณ 193,654 ล้านลูกบาศก์ฟุต เนื่องจากในปี 2565 เป็นช่วงปลายอายุของแหล่งปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลหมายเลข 10 11 12 และ 13 ที่ดำเนินงานโดยบริษัท เชฟรอนสำรวจและผลิต ประเทศไทย จำกัด จึงไม่ได้มีการลงทุนเพื่อพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้มีศักยภาพในการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแปลงสำรวจดังกล่าวลดลง ดังนั้น ผู้ดำเนินงานจึงได้มีการขอปรับลดปริมาณก๊าซที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวัน (DCQ) ตามเงื่อนไขในสัญญาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ พร้อมทั้งมีการหยุดผลิตชั่วคราวในช่วงการเปลี่ยนถ่ายจากระบบสัมปทานปิโตรเลียมเป็นระบบแบ่งปันผลผลิตของแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 จึงส่งผลให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2565 ลดลงจากเดิม

ก๊าซธรรมชาติเหลว

การผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสทในปี 2565 มีปริมาณรวม 23.14 ล้านบาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 67,526 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตลดลง จากปี 2564 คิดเป็นร้อยละ 20.37 หรือเป็นปริมาณ 5.92 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นผลพลอยได้จากการผลิตก๊าซธรรมชาติ จึงแปรผันตามปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ลดลง

Indigenous petroleum output this year totaled 190* million barrels of oil equivalent (about 520,806.64 barrels of oil equivalent per day, BOED), 18.97% down from last year. Below is a breakdown.

Natural Gas

The total gas output was 803,725 million cubic feet, or 2.33591 billion cubic feet per day (Bcfd), dropping 19.42% (193,645 million cubic feet) from last year, mainly because 2022 marked the ending concession period of offshore blocks 10, 11, 12, and 13 of Chevron Exploration and Production Thailand Co., Ltd., which did not invest in ongoing gas field development. The potential for gas production from these blocks dwindled as a result. The operator therefore applied to adjust the volume of gas output delivered daily (DCQ) to the buyer under the gas sales agreements. A temporary shutdown was also required during the transfer of the concession system to the production sharing contract system for natural gas production from blocks 10, 11, 12, and 13 in the Erawan field, causing a drop in the 2022 production volume.

Condensate

The total condensate output was 23.14 million barrels, or 67,526 barrels per day (bpd), falling 20.37% (5.92 million barrels) from last year. This year's natural gas output declined, so did that of condensate, the main byproduct of gas production.

น้ำมันดิบ

การผลิตน้ำมันดิบในปี 2565 มีปริมาณรวม 28.87 ล้านบาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ย 79,111 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตลดลง จากปี 2564 คิดเป็นร้อยละ 32.73 หรือเป็นปริมาณ 14.05 ล้านบาร์เรล เนื่องจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็นแหล่งผลิตที่มีขนาดเล็กและมีศักยภาพการผลิตลงลงเรื่อย ๆ ตามวัฏจักรของแหล่งผลิตปิโตรเลียม อีกทั้งในปี 2565 ไม่มีการสำรวจพบแหล่งผลิตน้ำมันใหม่ ๆ เพื่อนำมาใช้ภายในประเทศ

หมายเหตุ: *การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศ ไม่คิดการผลิตจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

**การคำนวณค่าเฉลี่ยต่อวันของการผลิตน้ำมันดิบไม่คิดรวมแหล่งฝาง

Crude Oil

The total oil output was 28.87 million barrels**, equivalent to 79,111 bpd, a drop of 32.73% (14.05 million barrels) from the previous year due to the natural decline of relatively small petroleum fields in Thailand. In 2022, there was no discovery of new oil field whose outputs can be consumed domestically.

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

ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย สิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมได้ถูกออกแบบและก่อสร้างให้มีความแข็งแรงปลอดภัยในเชิงวิศวกรรมและคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม โดยถูกติดตั้งกระจายในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยและแปลงสำรวจบนบกเพื่อใช้ในการสำรวจ ผลิต เก็บรักษา หรือขนส่งปิโตรเลียมตลอดอายุสัมปทาน อย่างไรก็ตาม เมื่อสิ่งติดตั้งดังกล่าวไม่สามารถใช้ประโยชน์ในกิจการปิโตรเลียมในอนาคตได้ หรือเมื่อสัมปทานสิ้นอายุ เพื่อความปลอดภัยของสาธารณะ และรักษาสิ่งแวดล้อม สิ่งติดตั้งเหล่านั้นจำเป็นต้องถูกรื้อถอนออกไปอย่างเหมาะสม โดยคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน ความเป็นไปได้ทางเทคนิควิศวกรรม ผลกระทบต่อชุมชนโดยรอบรวมทั้งการวางหลักประกันสำหรับค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการรื้อถอน ทั้งนี้เพื่อความชัดเจนในการกำกับดูแลการรื้อถอนในประเทศไทย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ดำเนินการออกกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอน ได้แก่ กฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 (กฎกระทรวงฯ) และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่เกี่ยวข้อง 6 ฉบับ โดยอาศัยอำนาจตามมาตรา 80/1 และ 80/2 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ. 2550 เพื่อกำหนดรายละเอียดเกี่ยวกับหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการดำเนินการรื้อถอน รวมทั้งได้มีการจัดทำคู่มือและมาตรฐานด้านการรื้อถอนสำหรับผู้รับสัมปทานให้สามารถดำเนินการรื้อถอนได้อย่างถูกต้องตามข้อกำหนดในกฎหมาย หลักเทคนิคและวิธีปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดี มีประสิทธิภาพ และก่อประโยชน์สูงสุดให้แก่ประเทศ ทั้งนี้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีกระบวนการในการกำกับดูแลการรื้อถอนที่เป็นไปตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ และกฎหมายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเริ่มต้นจากการศึกษาและวิเคราะห์ของเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง แล้วจึงนำเสนอความเห็นต่อคณะทำงานพิจารณารายงานแผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม คณะอนุกรรมการพิจารณาแผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม และคณะกรรมการปิโตรเลียม ในการพิจารณากลั่นกรองแผนงานและรายงานการรื้อถอนตามลำดับ เพื่อให้มั่นใจว่าทางเลือกและเทคนิควิธีการในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งมีความปลอดภัย เหมาะสม

By nature of E&P activities, it is necessary to install physical structures to enhance exploration and particularly production activities, including those for placing processing equipment, storing and delivering petroleum from subsurface reservoirs to users to the end of the concession term. These structures are specially designed and constructed with engineering safety and integrity as well as consideration for potential environmental impacts. However, these offshore and onshore structures must be properly removed to ensure public safety and a sound environment when no petroleum resources remain or when a given concession comes to an end. Proper removal involves engineering design and procedures taking into consideration possible impact on the environment, safety to the workforce and the public, technical feasibility, and financial sensibility, including placement of bank guarantees as collateral for loss and damage due to the removal or decommissioning.

To ensure transparency and procedural clarity of the overall supervision of decommissioning in Thailand, DMF issued rules and regulations, including a ministerial regulation prescribing plans, estimated costs and security for decommissioning of installations used in the petroleum operations, B.E. 2559 (2016), and six DMF announcements issued under Sections 80/1 and 80/2 of the Petroleum Act (No. 6), B.E. 2550 (2007) defining rules, procedures and conditions for installation decommissioning in detail. Also, DMF issued decommissioning manual and decommissioning standards to ensure concessionaires' full compliance with applicable law, technical principles and best practices in petroleum operations with maximum possible efficiency and benefits to Thailand. DMF set up decommissioning supervision procedures in line with the ministerial regulation and other related laws, beginning with the feasibility study and analysis of each decommissioning project before proceeding with

และส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ในระยะสั้นและระยะยาว

ในปี 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการกำกับดูแลการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยและแปลงสำรวจบนบกที่เข้าหลักเกณฑ์ตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ รวมทั้งโครงการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอน ทั้งนี้ การอนุมัติและอนุญาตแผนงานและรายงานการรื้อถอน ตลอดจนผลการดำเนินงานที่ผ่านมาสามารถสรุปได้ ดังนี้

การอนุมัติ อนุญาต แผนงานและรายงานการรื้อถอน

สำหรับการอนุมัติ อนุญาต แผนงานและรายงานการรื้อถอน ต้องพิจารณาโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติตามความเห็นของคณะกรรมการปิโตรเลียม ผ่านกระบวนการพิจารณาเห็นชอบแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน ซึ่งในปี พ.ศ. 2565 มีรายการการพิจารณา ดังนี้

the consideration of the decommissioning plans and estimated costs by the decommissioning taskforce, the petroleum subcommittee, and finally the Petroleum Committee. The multi-tiered consideration process is specially designed to ensure optimal selection of all possible decommissioning techniques with emphasis on work safety, suitability to specific projects, and minimized impacts on the environment, in both short and long terms.

In 2022, DMF supervised the following onshore and offshore decommissioning and associated activities, summarized below:

Approval and permission of decommissioning workplans and decommissioning reports

Before physical decommissioning, concessionaires and operators must obtain approval and permission by DMF with prior endorsement by the Petroleum Committee under the consideration process of preliminary decommissioning feasibility reports and estimated costs, as well as detailed decommissioning programs and estimated costs. The following decommissioning projects were approved in 2022:

ลำดับ No.	เลขที่สัมปทาน Concession No.	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire/ Operator	การพิจารณา Consideration Basis	ผลการพิจารณา Key Points
1.	3/2539/50	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/38 Offshore Block B8/38 in the Gulf of Thailand	เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด Medco Energi Thailand (Bualuang) Ltd.	แผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสำหรับ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/38 แหล่งบัวหลวง ของ เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด Preliminary decommissioning workplan and estimated costs for offshore Block B8/38, Bualuang Field, operated by Medco Energi Thailand (Bualuang) Ltd.	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ “เห็นชอบ” Endorsed by the Petroleum Committee

ลำดับ No.	เลขที่สัมปทาน Concession No.	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire/ Operator	การพิจารณา Consideration Basis	ผลการพิจารณา Key Points
2.	7/2549/75	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/48 Offshore Block G1/48 in the Gulf of Thailand	บริษัท บุษราคัมมโนรา จำกัด Busrakham Manora Co., Ltd.	แผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสำหรับโครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในทะเล แหล่งมโนราห์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/48 ของบริษัท เอ็มพี จี1 (ประเทศไทย) จำกัด Preliminary decommissioning workplan and estimated costs for offshore installations at Manora Field, Block G1/48, operated by MPG1 (Thailand) Ltd.	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee
3.	1/2515/5, 2/2515/6	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 Offshore Blocks 10, 11, 12, and 13 in the Gulf of Thailand	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Detailed decommissioning workplan and estimated costs of wellhead platforms and related petroleum pipelines in Blocks 10, 11, 12, and 13, operated by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee
4.	1/2515/5, 2/2515/6	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 Offshore Blocks 10, 11, 12, and 13 in the Gulf of Thailand	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนอุปกรณ์ยึดโยงเรือและโครงสร้างใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวเอราวัณ 1 ของแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Detailed decommissioning workplan and estimated costs of mooring equipment and subsea structures supporting Erawan-1 FSO at the Erawan gas field operated by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee

ลำดับ No.	เลขที่สัมปทาน Concession No.	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire/ Operator	การพิจารณา Consideration Basis	ผลการพิจารณา Key Points
5.	5/2515/9, 3/2515/7	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	แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) Detailed decommissioning workplan and estimated costs of Bongkot Field, Blocks 15, 16, and 17, operated by PTTEP	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee
6.	1/2515/5, 2/2515/6	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 Offshore Blocks 10, 11, 12, and 13 in the Gulf of Thailand	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนแท่นผลิตเอราวัณอี (ERPE) แท่นหลุมผลิตเอราวัณอี (ERWE) และท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลที่เกี่ยวข้อง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 และ 12 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Detailed decommissioning workplan and estimated costs of ERPE, ERWE, and related subsea petroleum pipelines in Blocks 10 and 12, operated by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee
7.	1/2515/5, 2/2515/6	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 Offshore Blocks 10, 11, 12, and 13 in the Gulf of Thailand	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนโครงการสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บปิโตรเลียมปัตตานี แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 และ 11 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Detailed decommissioning workplan and estimated costs of subsea structures related to Pattani FSO in Blocks 10 and 11, operated by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee

ลำดับ No.	เลขที่สัมปทาน Concession No.	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire/ Operator	การพิจารณา Consideration Basis	ผลการพิจารณา Key Points
8.	1/2526/23	แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC Onshore Block NC	ซิโน-ยู.เอส. ปิโตรเลียม อิงค์ Sino-U.S. Petroleum Inc.	การขอขยายระยะเวลาดำเนินการรื้อถอน โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตแหล่งบึงหญ้า และบึงม่วง แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC ของบริษัท ซิโน-ยู.เอส. ปิโตรเลียม อิงค์ Request for extension of decommissioning period for installations in Bung Ya and Bung Muang production fields, Block NC, operated by Sino-U.S. Petroleum Inc.	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee
9.	1/2534/36 และ 4/2515/8	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 แหล่งทานตะวัน และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลขหมายเลข 9A แหล่งราชพฤกษ์ Offshore Block B8/32, Tantawan Field Offshore Block 9A, Ratchapruek Field	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียด (FDP) และประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนโครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องในแหล่งทานตะวัน แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 และแหล่งราชพฤกษ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 9A ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด Detailed decommissioning workplan (FDP) and estimated costs of wellhead platforms and subsea pipelines in Tantawan Field, Block B8/32, and Ratchapruk Field, Block 9A, operated by Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee
10.	1/2524/19 และ 2/2522/17	แปลงสำรวจบนบกหมายเลข EU1 และ 17 แปลงสำรวจบนบกหมายเลข E5 เฉพาะในพื้นที่โคราช (E5N) Onshore Block EU1 and 17 Onshore Block E5 in Khorat Area (E5N)	บริษัท พีทีทีอีพี เอสพี ลิมิเต็ด PTTEP SP Limited	แผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนแปลงสำรวจบนบกหมายเลข EU1 และ E5 เฉพาะในพื้นที่โคราช Preliminary decommissioning workplan and estimated costs of Block EU1 and E5, covering only the Khorat Area	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee

ลำดับ No.	เลขที่สัมปทาน Concession No.	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire/ Operator	การพิจารณา Consideration Basis	ผลการพิจารณา Key Points
11.	1/2534/36	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B8/32 Offshore Block B8/32 in the Gulf of Thailand	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	การขอขยายระยะเวลาดำเนินการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บทานตะวัน (TFPSO) และสิ่งติดตั้งที่เกี่ยวข้องกับเรือ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B8/32 Request for extension of decommissioning period for Tantawan TFPSO and related installations in Block B8/32	คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติ "เห็นชอบ" Endorsed by the Petroleum Committee

หมายเหตุ: เกณฑ์การยื่น - ตามกฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 ข้อ 38 สัมปทานซึ่งเหลือระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมน้อยกว่าห้าปี นับแต่วันที่กฎกระทรวงนี้ใช้บังคับ

Remarks: Consideration basis: in compliance with the ministerial regulation prescribing plans, estimated costs, and security for decommissioning of installations used in petroleum operations, B.E. 2559 (2016), Item 38, the concessionaires with remaining production period less than five years from the effective date of the ministerial regulation is required to submit decommissioning workplan and estimated costs reports.

การวางหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม

ในปี 2565 มีการดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับหลักประกันในการรื้อถอนฯ ตามกฎกระทรวงฯ และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง แบบและหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการรับ การตรวจสอบ การเก็บรักษา การบังคับ การเบิกจ่าย และการคืนหลักประกันการรื้อถอน ดังนี้

Placement of collateral for decommissioning of installations used in petroleum operations

In 2022, DMF enforced the following placements of collateral for decommissioning under the ministerial regulation and DMF announcements prescribing forms and rules, procedures, methodology and conditions for the receipt, audit, retention, enforcement, withdrawal, and return of the collateral deposit for decommissioning.

ลำดับ No.	แปลงสำรวจ หมายเลข Concession Block	วางหลักประกัน/ต่ออายุหลักประกัน/คืนหลักประกัน Collateral Placement/ Renewal/ Reimbursement	รายชื่อผู้รับสัมปทาน/ผู้วางหลักประกัน Concessionaire/ Collateral Placer	วันที่ดำเนินการ Date	หมายเหตุ Remarks
1	NC	เปลี่ยนแปลงมูลค่าหลักประกัน Value adjustment	ซิโน-ยู.เอส. ปิโตรเลียม อิงค์ Sino-U.S. Petroleum Inc.	7 ก.ค. 65 Jul 7, 2022	ปรับลดมูลค่าหลักประกันเนื่องจากได้ส่งมอบสิ่งติดตั้งให้แก่รัฐพร้อมค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ Reduced collateral value required after handover of installations to the State along with decommissioning expenses

ลำดับ No.	แปลงสำรวจหมายเลข Concession Block	วางหลักประกัน/ต่ออายุหลักประกัน/คืนหลักประกัน Collateral Placement/ Renewal/ Reimbursement	รายชื่อผู้รับสัมปทาน/ผู้วางหลักประกัน Concessionaire/ Collateral Placer	วันที่ดำเนินการ Date	หมายเหตุ Remarks
2	10, 11, 12, 13	วางใหม่ Placement	ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited	30 มี.ค. 65 Mar 30, 2022	วางหลักประกันการรื้อถอนในฐานะผู้ร่วมประกอบกิจการ Placing collateral as a joint venturer
3	10, 11, 12, 13	ต่ออายุหลักประกัน Renewal	ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited	15 พ.ย. 65 Nov 15, 2022	วันสิ้นสุดหลักประกันในวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2566 Collateral ending Feb 28, 2022
4	B8/38	วางใหม่ Placement	เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด Medco Energi Thailand (Bualuang) Ltd.	8 มิ.ย. 65 Jun 8, 2022	วางหลักประกันการรื้อถอนในฐานะผู้รับสัมปทาน Placing collateral as a concessionaire
5	G1/48	วางใหม่ Placement	บริษัท บุษราคัม มโนรา จำกัด และบริษัท Tap Energy (Thailand) Pty Ltd. Busrakham Manora Co., Ltd. and Tap Energy (Thailand) Pty Ltd.	18 ก.ค. 65 Jul 18, 2022	วางหลักประกันการรื้อถอนในฐานะผู้รับสัมปทาน Placing collateral as a concessionaire

หมายเหตุ: *กฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559
**ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง แบบและหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการรับ การตรวจสอบ การเก็บรักษา การบังคับการเบิกจ่าย และการคืนหลักประกันการรื้อถอน

Remarks: *Ministerial regulation prescribing plans, estimated costs and security for decommissioning of installations used in petroleum operations, B.E. 2559 (2016)
**DMF announcement on forms and rules, procedures, and conditions on receipt, audit, retention, enforcement, withdrawal, and return of the collateral deposit for decommissioning

ผลการดำเนินงานรื้อถอน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำกับดูแลและติดตามความคืบหน้าในการดำเนินงานรื้อถอนสิ่งติดตั้งของผู้รับสัมปทานเพื่อให้เป็นไปตามแผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดที่ได้รับความเห็นชอบ โดยในปี 2565 มีความคืบหน้าในการดำเนินงานรื้อถอนที่สำคัญ ได้แก่

1) การรื้อถอนสิ่งติดตั้งในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC ของบริษัท ซิโน-ยู. เอส. ปิโตรเลียม อิงค์ โดยบริษัทได้เข้าเริ่มกิจกรรมเพื่อเตรียมการรื้อถอน เช่น การปิดและสละหลุมในเดือนสิงหาคม - กันยายน จากนั้นได้ทำการรื้อถอนอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ณ หลุมผลิต และทำการปรับสภาพพื้นที่ รวมถึงปลูกต้นไม้ทดแทนในบริเวณดังกล่าว ซึ่งได้ดำเนินการแล้วเสร็จในเดือนธันวาคม 2565 ที่ผ่านมา

Decommissioning Performance

DMF supervises and monitors the progress of concessionaires' decommissioning work to ensure compliance with the approved detailed decommissioning plans. Progress of major decommissioning projects during 2022 includes:

1) Decommissioning work at Block NC operated by Sino-U.S. Petroleum Inc. Prior to the decommissioning work, the company began some preparations, including well abandonment during August-September and dismantling of production well equipment, followed by land restoration and tree planting, which was completed in December 2022.

2) การรื้อถอนเรือทานตะวันและสิ่งติดตั้งที่เกี่ยวข้องกับเรือ อุปกรณ์ยึดโยงเรือและโครงสร้างใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องของเรือ TPFSO ในแหล่งน้ำมันดิบทานตะวัน แปลงสำรวจในทะเลหมายเลข B8/32 พื้นที่ทานตะวัน ของบริษัท COTL โดยบริษัทได้ทำการปลดและนำเรือออกจากพื้นที่ ทำการรื้อแยกชิ้นส่วนเรือ ทำการรื้อถอนระบบยึดโยงเรือและจุดเชื่อมต่อระบบขนส่งใต้ทะเลขาเข้า ดำเนินการล้างทำความสะอาดและตัดแยกบนฝั่งเป็นที่เรียบร้อยแล้ว

3) การรื้อถอนสิ่งติดตั้งในแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด โดยบริษัทได้ดำเนินกิจกรรมเตรียมการเพื่อการรื้อถอน ได้แก่ ทำการปิดและสละหลุมผลิตปิโตรเลียมแล้วเสร็จจำนวน 4 แท่นหลุมผลิต ทำการล้างทำความสะอาดและขจัดสารปนเปื้อน (Vessel Cleaning) และจัดเตรียมส่วนบนของแท่นสำหรับการตัดและยก (Topside Preparation) แล้วเสร็จจำนวน 8 แท่นหลุมผลิต และจะดำเนินการรื้อถอนแท่นหลุมผลิต จำนวน 18 แท่น ในปี 2566 ต่อไป

4) การรื้อถอนสิ่งติดตั้งในแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มบงกช แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) โดยบริษัทได้ดำเนินกิจกรรมเตรียมการเพื่อการรื้อถอน เช่น การล้างทำความสะอาดและขจัดสารปนเปื้อน การจัดเตรียมส่วนบนของแท่นแล้วเสร็จ การล้างทำความสะอาดขาแท่น (Marine Growth Cleaning) แล้วเสร็จบางส่วน และได้ดำเนินกิจกรรมการรื้อถอนโครงสร้างเชื่อมต่อใต้ทะเลแล้วเสร็จบางส่วน และจะดำเนินการรื้อถอนแท่นหลุมผลิต จำนวน 4 แท่น ในปี 2566 ต่อไป

2) Decommissioning work of Tantawan FPSO together with related installations, mooring equipment, and subsea structures in the Tantawan Field, Block B8/32, Tantawan area, operated by COTL. The company already removed the FPSO for demolition, removed the mooring system, and disconnected the inbound subsea transmission system for cleaning and dismantling onshore.

3) Decommissioning work of installations at Erawan Field, Blocks 10, 11, 12, and 13, operated by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. The company already undertook some preparation work, including abandonment of four production wells, vessel cleaning, and topside preparation of eight wellhead platforms, and will remove another 18 wellhead platforms in 2023.

4) Decommissioning work of installations at Bongkot Field, Blocks 15, 16, and 17, operated by PTTEP. The company already undertook some preparation work, including vessel cleaning and topside preparation. Marine growth cleaning of platform columns and demolition of subsea structures were partly completed. The company will remove four wellhead platforms in 2023.

5

การกำกับดูแล ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม Safety and Environmental Oversight

5. การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Safety and Environmental Oversight

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะหน่วยงานของรัฐ มีหน้าที่กำกับดูแลการดำเนินงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตให้มีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยได้พัฒนาแนวทางการกำกับดูแลต่าง ๆ เพื่อยกระดับการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมทั้งการกำกับดูแลให้ปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ส่งเสริมและสนับสนุนให้ผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล ได้แก่ มาตรฐานระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม (ISO 14001) และมาตรฐานระบบการจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (ISO 18000) และ ในสถานการณ์การระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรน่า 2019 ได้ขอความร่วมมือให้ผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต และผู้รับจ้างเหมา ให้ปฏิบัติตามมาตรการเฝ้าระวังด้านสุขอนามัยตามแนวทางที่กรมควบคุมโรค กระทรวงสาธารณสุขประกาศกำหนดอย่างเคร่งครัด หากตรวจพบว่าพนักงานของบริษัทหรือผู้รับจ้างเหมาติดเชื้อดังกล่าว ต้องแจ้งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบโดยเร็วที่สุด

ปี 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ส่งพนักงานเจ้าหน้าที่เข้าปฏิบัติงานกำกับดูแลตรวจประเมินการดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม จำนวนทั้งหมด 10 ครั้ง แบ่งเป็นแหล่งผลิตบนบก จำนวน 5 ครั้ง และแหล่งผลิตในทะเล จำนวน 5 ครั้ง ผลจากการตรวจประเมิน พบว่า การดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสียเป็นไปตามกฎระเบียบและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ พนักงานเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เสนอแนะประเด็นต่าง ๆ เพื่อให้การดำเนินงานดังกล่าวเกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่องโดยมีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการอนุมัติแผนการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม จำนวน 10 ฉบับ เพื่อให้ผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตปฏิบัติตามมาตรการการจัดการของเสียที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรมการสำรวจ ผลิต และพัฒนาปิโตรเลียม ซึ่งต้องนำของเสียไปบำบัดหรือกำจัดให้ถูกต้องตามประเภทของของเสียนั้น ๆ

Representing state authority in charge of supervision of E&P activities operated by concessionaires and contractors of petroleum sharing contracts (PSC), DMF is tasked to ensure safety and zero impact on the environment. The department has therefore developed several measures to continuously increase its efficiency of supervision and enforcement of applicable safety and environmental laws.

DMF has consistently promoted and encouraged all concessionaires and PSC contractors to undertake their activities according to international standards and guidelines, including the Environmental Management System (ISO 14001) and the Occupational Health and Safety Management System (ISO 18000). Under the Covid-19 pandemic crisis, DMF has requested support from all concessionaries, PSC contractors, and service contractors to strictly comply with the health measures recommended by the Department of Disease Control, Ministry of Public Health. The department has also required that all operators and contractors report to DMF of all infections of their personnel as soon as possible.

This year DMF conducted 10 site visits on monitoring and assessment of occupational health, safety, and environment, as well as waste treatment activities, including five visits to onshore facilities and five to offshore facilities. The assessment reports indicated full compliance with related laws and standards. However, DMF provided recommendations on various aspects to these concessionaires and contractors for continuous improvement, particularly on safety and zero impact on the environment. DMF, moreover, granted 10 approvals on waste treatment plans at E&P facilities to ensure that concessionaires and PSC contractors fully comply with waste treatment measures, including treatment and

ด้านการปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องนั้น ก่อนที่ผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต จะเริ่มดำเนินกิจกรรมการเจาะสำรวจ ผลิต และพัฒนาปิโตรเลียม ต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านพัฒนาปิโตรเลียม (คชก.) พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนจึงจะเริ่มดำเนินการได้ โดยในปี 2565 มีรายงาน EIA ที่ผ่านความเห็นชอบ จำนวน 1 โครงการ คือ โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งไพลิน แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

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

สำหรับการกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของประเทศไทย ภายใต้กฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่าย และหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 โดยในปี 2565 มีการดำเนินงาน ดังนี้

1. การพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน (Decommissioning Environmental Assessment Report หรือ DEA Report) จำนวน 2 โครงการ ดังนี้

1) รายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน โครงการรื้อถอนแท่นผลิตเอราวัณอี (ERPE) แท่นหลุมผลิตเอราวัณอี (ERWE) และท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล แปลงสัมปทานหมายเลข 10 และ 12 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

2) รายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอนสำหรับโครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในแหล่งผลิตบัวหลวง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/38 ของเมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด

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

1) รายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องในแหล่งทานตะวัน แปลงสัมปทานหมายเลข B8/32 และแหล่งราชพฤกษ์ แปลงสัมปทานหมายเลข 9A ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด

elimination, depending on specific type of waste generated by petroleum exploration, production, and development activities.

As for environmental laws, concessionaires and PSC contractors, prior to starting their petroleum exploration drilling, production, and development, must prepare environmental impact assessment (EIA) reports and submit them to the Expert Committee for petroleum exploration and development. One EIA report received approval this year, which is the Pailin petroleum development project, Block B12/27 in the Gulf of Thailand, operated by Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.

Under EIA approvals, DMF ensures full compliance by all concessionaires and PSC contractors with all environmental preventive and mitigation measures as well as monitoring programs.

As for the supervision of safety and environmental operations concerning the decommissioning of installation structures used in petroleum operations under the ministerial regulation prescribing plans, estimated costs and security for decommissioning of installations used in petroleum operations B.E. 2559 (2016), DMF made the following progress in 2022:

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

1) Decommissioning of Erawan E production platform (ERPE) and Erawan E wellhead platform as well as subsea pipeline of blocks 10 and 12 operated by Chevron Thailand Exploration and Production Limited.

2) Decommissioning of installations in Bua Luang field, Block B8/38 in the Gulf of Thailand, operated by Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited.

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

1) Decommissioning of wellhead platform and subsea pipeline related to Tantawan Field, Block B8/32, and Rajpruek Field, Block 9A operated by Chevron Offshore (Thailand) Limited.

2) รายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม แปลงสำรวจบนบกหมายเลข PTTEP1 L53/43 และ L54/43 ของบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

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

3. การพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมภายหลังกิจกรรมการรื้อถอนของบริษัท เซปซ่า เอ็นเนอร์ยี่ (ประเทศไทย) จำกัด จำนวน 1 โครงการ คือ โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตสงขลา ซี (SKL-C) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันดิบสงขลา 2 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G5/43

2) Decommissioning of petroleum installations in the onshore Block PTTEP1 L53/43 and L54/43, operated by PTTEP International Limited.

3) Decommissioning of installations in the Bualuang field, Block B8/38 in the Gulf of Thailand operated by Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited.

3. Consideration and endorsement of Post-decommissioning Environmental Quality Monitoring Report for one project operated by Cepsa Energy (Thailand) Ltd., which is decommissioning of SKL-C wellhead platform and production platform in the production area of Songkla 2 oil field in Block G5/43 in the Gulf of Thailand

5.1 ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2565

Announcement of the Department of Mineral Fuels on Reporting Guidelines and Methods for Calculation of Volumes of Greenhouse Gas Emissions from Petroleum Operations, B.E. 2565

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ออกประกาศ เรื่อง หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2565 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 139 ตอนพิเศษ 188 ง วันที่ 16 สิงหาคม 2565 มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป โดยมีวัตถุประสงค์ เพื่อให้ผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตรายงานข้อมูลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมรายปีปฏิทินอย่างถูกต้องและเหมาะสม ด้วยวิธีการคำนวณที่เป็นไปตามมาตรฐานสากลและสามารถตรวจสอบได้ ทั้งนี้ เพื่อประโยชน์ในการบริหารจัดการข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมให้มีประสิทธิภาพ และใช้วางแผนควบคุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบ กิจการปิโตรเลียม ตลอดจนเป็นการเตรียมความพร้อมเกี่ยวกับการจัดการข้อมูลก๊าซเรือนกระจกให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากลและกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งสาระสำคัญ มีดังนี้

1. กำหนดให้ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมหรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตต้องรายงานปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระยะเวลาสำรวจและระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมผ่านทางโปรแกรมประยุกต์ระบบฐานข้อมูลการจัดการของเสียและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นรายปีปฏิทิน

2. วิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมจำแนกตามแหล่งกำเนิดของก๊าซเรือนกระจก แสดงดังรูปที่ 1 โดยแบ่งเป็น 2 ประเภท ดังนี้

DMF made an announcement on reporting guidelines and methods for calculation of volumes of greenhouse gas emissions from petroleum operations, B.E. 2565, which was published in the Government Gazette, volume 139, special part 188 Ngor, dated August 16, 2022. The announcement, having come into effect as from the day following the date of its publication, requires concessionaires and PSC contractors to disclose information on the accurate volumes of greenhouse gases emitted from their operations every calendar year, using calculation methods of international standards. Such information must also be examinable. This will benefit efficient data management of GHG emissions from petroleum operations and formation of the plan on GHG emission control as well as the management of GHG information to be in compliance with international standards and related laws. Key points of the announcement included:

1. Petroleum concessionaires and PSC contractors are required to submit every calendar year reports on volumes of GHG emissions during their petroleum exploration and production via DMF's applied program of database on management of waste and GHG emissions caused by petroleum operations.

2. Methods for calculation of volumes of greenhouse gases emitted in petroleum operations, classified by GHG sources. Two types of GHG sources have been identified, as shown in Figure 1.

1) ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยทางตรง (Scope 1) จากแหล่งกำเนิดหรือกิจกรรมที่ผู้รับสัมปทานหรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตดำเนินการเองหรือมีอำนาจควบคุมการปฏิบัติงาน ประกอบด้วย การเผาไหม้เชื้อเพลิง (Fuel Combustion) กระบวนการผลิตและการระบายก๊าซ (Process and Vent) และการรั่วไหล (Fugitive)

2) ก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยทางอ้อม (Scope 2) จากการใช้ไฟฟ้าที่ผู้รับสัมปทานหรือผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตซื้อพลังงานจากภายนอกและนำเข้ามาใช้ในกิจกรรมการสำรวจและการผลิตปิโตรเลียม

1) Direct emissions (Scope 1) - from sources or activities carried out or managed by concessionaires or PSC contractors. This includes fuel combustion, production process and vent, and fugitive.

2) Indirect emissions (Scope 2) - from consumption of electricity that concessionaires or PSC contractors purchased from outside for use in their E&P activities.

รูปที่ 1 การจำแนกแหล่งกำเนิดของก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Figure 1: Classification of GHG sources in petroleum operations

5.2 โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย
Environmental Monitoring Program in Petroleum Operations in the Gulf of Thailand

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทยเป็นประจำทุกปีอย่างต่อเนื่อง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ทราบถึงสถานการณ์และแนวโน้ม การปนเปื้อนของสารปรอทในน้ำทะเล รวมถึงเพื่อติดตามสถานการณ์การปนเปื้อนและการสะสมตัวของสารปรอทในเนื้อเยื่อปลาทะเลหน้าดินที่อาศัยอยู่ในบริเวณพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย สำหรับปี 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มอบหมายให้มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ โดยคณะประมง (ภาควิชาวิทยาศาสตร์ทางทะเล) เป็นผู้ทำการศึกษาตรวจปริมาณความเข้มข้นของสารปรอทในตัวอย่างน้ำทะเลและตัวอย่างปลาทะเลหน้าดินจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย จำนวน 5 แหล่ง ได้แก่ เอราวัณ บงกชเหนือ ไพลิน เบญจมาศ และมโนราห์ ซึ่งผลการศึกษาสรุปได้ ดังนี้

1. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในน้ำทะเลบริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษาพบว่า ค่าเฉลี่ยปริมาณสารปรอทในน้ำทะเลจากแต่ละแหล่งผลิตมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลในเขตน่านน้ำไทยประเภทที่ 1 คุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ลงวันที่ 6 ตุลาคม พ.ศ. 2564 เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ซึ่งกำหนดไว้ ไม่เกิน 0.1 ไมโครกรัมต่อลิตร

2. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในปลาทะเลหน้าดิน ได้แก่ ปลาสร้อยนกเขา ปลาหมูสี ปลาเก๋า และปลากะพง บริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษาพบว่า ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารปรอทในเนื้อเยื่อปลาทะเลจากแต่ละแหล่งผลิตมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงสาธารณสุข ฉบับที่ 414 (พ.ศ. 2563) เรื่องมาตรฐานอาหารที่มีสารปนเปื้อน ซึ่งกำหนดไว้ไม่เกิน 0.5 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม

To fully understand the current condition and trends of mercury contamination in seawater as well as cumulation of mercury compounds in benthic fish in Gulf petroleum operations areas, DMF has continuously monitored these impacts with annual progress reports. In 2022 DMF officially assigned the Department of Marine Science, Faculty of Fisheries, Kasetsart University, to conduct a study on concentrations of mercury compounds in seawater and benthic fish around five petroleum fields in the Gulf, namely Erawan, North Bongkot, Pailin, Benchamas, and Manorah. The study can be concluded as follows:

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

The study revealed that the average level of mercury compounds in seawater around all fields in the Gulf does not exceed 0.1 microgram per liter, the standard quality of seawater in Thai Territorial Waters Category 1 and the standard quality of seawater for natural resource conservation, stipulated in the Announcement of the National Environment Board on seawater quality standard dated October 6, 2021.

2. Monitoring of mercury compounds in 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 concentrations of mercury compounds in tissues of benthic fish from every field does not exceed 0.5 milligram of contaminants per kilogram, 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.

3. การศึกษาจุลพยาธิวิทยาของปลาทะเลหน้าดิน ได้แก่ ปลาสร้อยนกเขา ปลาหมูสี ปลาเก๋า และปลากะพง บริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษาพบว่า การเปลี่ยนแปลงทางพยาธิที่บ่งบอกความผิดปกติของปลาภายหลังการได้รับโลหะหนักอยู่ในเกณฑ์ปกติ

3. Study of histopathology 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 pathological changes in fish following exposure to heavy metal are in normal ranges.

6

พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และความร่วมมือระหว่างประเทศ Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA) and International Cooperation

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

MTJDA under the Malaysia-Thailand Joint Authority Act 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

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.

ในปี 2565 ประเทศไทยและมาเลเซียประสบความสำเร็จในการบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17&C-19 ที่จะสิ้นอายุสัญญาในปี 2572 โดยรัฐบาลไทยและรัฐบาลแห่งมาเลเซียได้มีมติให้ความเห็นชอบการผนวกสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Annexation) แปลง B-17&C-19 และพื้นที่ว่าง (แปลง B-17-02) เข้ากับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 ผ่านการทำสัญญาแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) เมื่อวันที่ 5 และ 13 กรกฎาคม 2565 ตามลำดับ

โดยมีการจัดพิธีฉลองการลงนามในสัญญาแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) ของสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 และสัญญาแก้ไขเพิ่มเติมฉบับที่ 3 ของสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติแปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (ฉบับแก้ไข) เมื่อวันเสาร์ที่ 26 พฤศจิกายน 2565 ณ โรงแรม Grand Hyatt Hotel กรุงกัวลาลัมเปอร์ ประเทศมาเลเซีย

In 2022, Thailand and Malaysia successfully managed the production sharing contract for Blocks B-17 & C-19 which are due to expire in 2029. Both governments agreed on contract annexation of Blocks B-17 & C-19 and Block B-17-02 (open area) to the PSC of Block B-17-01 through Supplementary Agreement (No. 3) made on July 5 and 13, 2022.

A ceremony was held on November 26, 2022 at Grand Hyatt Hotel in Kuala Lumpur, Malaysia, to celebrate the signing of the Supplementary Agreement (No. 3) of the PSC for Block B-17-01 and the third supplementary agreement (amended version) of the gas sale agreement for Blocks B-17 & C-19 and Block B-17-01.

การดำเนินงานในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในปี 2565

แปลง A-18

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี 2565 บริษัท CHOC สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 298.57 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 2.87 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 818.00 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 7,873.72 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติแบ่งเป็นสองส่วนคือ ส่วนแรกส่งเข้าท่อทรานส์ไทย-มาเลเซียขนาด 34 นิ้ว ไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดสงขลาในอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 524.49 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ส่งเข้าโรงไฟฟ้าจะนะและใช้เป็นเชื้อเพลิง NGV ประมาณวันละ 125.48 ล้านลูกบาศก์ฟุต ส่วนก๊าซธรรมชาติประมาณวันละ 399.01 ล้านลูกบาศก์ฟุต ถูกส่งเข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่อำเภอจะนะ แล้วส่งต่อไปยังประเทศมาเลเซีย) และส่วนที่สองส่งเข้าท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยอง ในอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 293.51 ล้านลูกบาศก์ฟุต

JDA Operations in 2022

Block A-18

Output : This year CHOC delivered a total of 298.57 MMscf (averaging 818.00 MMscfd) of natural gas and 2.87 million barrels (averaging 7,873.72 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 524.49 MMscfd (125.48 MMscfd to Chana Power Plant for NGV and 399.01 MMscfd to Chana GSP before further transport to Malaysia). The second portion (293.51 MMscfd on average) was transported through a 42-inch pipeline to Rayong.

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี 2565 บริษัท CHOC ไม่มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ : บริษัท CHOC มีการหยุดผลิตทั้งระบบ (Total Shutdown) เป็นระยะเวลา 14 วัน ในระหว่างวันที่ 1 - 14 สิงหาคม 2565 เพื่อซ่อมบำรุงตามแผนงานประจำปี

การเจาะหลุมปิโตรเลียม : ในปี 2565 บริษัท CHOC ได้ดำเนินการเจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต BMA จำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม BMA-21 และหลุม BMA-22 แท่นหลุมผลิต BMD จำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม BMD-09 และหลุม BMD-10

Field Development : This year there was no platform installation by CHOC.

Shutdown : CHOC had a 14-day total shutdown during August 1-14, 2022 under its planned annual maintenance.

Drilling : This year CHOC drilled two development wells in BMA, namely BMA-21 and BMA-22, and two production wells in BMD, namely BMD-09 and BMD-10.

รูปที่ 1 แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตแปลง A-18
Figure 1: Block A-18 Field Development Schematic

แปลง B-17-01

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี 2565 บริษัท CPOC สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 104.00 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 3.04 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 284.93 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 8,311.53 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ส่งเข้าท่อขนาด 24 นิ้ว ที่เชื่อมต่อกับท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยอง เฉลี่ยประมาณวันละ 36.94 ล้านลูกบาศก์ฟุต และส่งเข้าท่อไปประเทศมาเลเซียเฉลี่ยประมาณวันละ 247.99 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี 2565 บริษัท CPOC ติดตั้งแท่นหลุมผลิต TPB เสร็จสิ้น เมื่อวันที่ 24 พฤษภาคม 2565 และแท่นหลุมผลิต MDG เสร็จสิ้น เมื่อวันที่ 9 กันยายน 2565

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ : บริษัท CPOC มีการหยุดผลิตบางส่วน (Partial Shutdown) เป็นระยะเวลา 7 วัน ในระหว่างวันที่ 1 – 7 กันยายน 2565 เพื่อซ่อมบำรุงตามแผนงานประจำปี

การเจาะหลุมปิโตรเลียม : ในปี 2565 ได้ดำเนินการเจาะหลุมเพื่อผลิตปิโตรเลียมในแปลง B-17-01 รวมทั้งสิ้น 20 หลุม ดังนี้

- เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต TPB จำนวน 12 หลุม ได้แก่ หลุม TPB-01ST TPB-03 TPB-04 TPB-05 TPB-06 TPB-07 TPB-08 TPB-09 TPB-10 TPB-11ST2 TPB-15 และTPB-16
- เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต MDG จำนวน 8 หลุม ได้แก่ หลุม MDG-01 MDG-02 MDG-04 MDG-05 MDG-06 MDG-08 MDG-09 และ MDG-16

Block B-17-01

Output : This year CPOC delivered a total of 104.00 BCF (averaging 284.93 MMscfd) of natural gas and 3.04 million barrels (averaging 8,311.53 bpd) of condensate. The gas was transported through a 24-inch pipeline which is connected to a 42-inch pipeline: 36.94 MMscfd came ashore at Rayong and 247.99 MMscfd proceeded to Malaysia.

Field Development : This year CPOC completed installation in TPB on May 24, 2022 and in MDG on September 9, 2022.

Shutdown : CPOC had a seven-day partial shutdown during September 1-7, 2022 under its planned annual maintenance.

Drilling : This year 20 wells were drilled in Block B-17-01 as detailed below:

- Twelve development wells in TPB, namely TPB-01ST, TPB-03, TPB-04, TPB-05, TPB-06, TPB-07, TPB-08, TPB-09, TPB-10, TPB-11ST2, TPB-15, and TPB-16
- Eight development wells in MDG, namely MDG-01, MDG-02, MDG-04, MDG-05, MDG-06, MDG-08, MDG-09, and MDG-16.

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

รายได้ของประเทศจากพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในปี 2565

องค์กรร่วมไทย-มาเลเซียทำหน้าที่จัดเก็บรายได้ทั้งหมดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ และนำส่งรายได้ครึ่งหนึ่งให้กับประเทศไทยผ่านทางกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อนำส่งให้กระทรวงการคลังจัดเก็บเป็นรายได้ของแผ่นดินต่อไป โดยในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม 2565 ได้จัดส่งค่าภาคหลวง ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร และรายได้อื่น ๆ จากแปลง A-18 แปลง B-17-01 เป็นเงินรวม 11,735.20 ล้านบาท

Revenue

MTJA collected all MTJDA revenue and remitted 50% to the Thai Treasury through DMF. The remitted royalty, profit petroleum, and other associated operating revenues derived from Blocks A-18, B-17-01 for the calendar year amounted to Baht 11.735.20 billion.

หน่วย : ล้านบาท (Million Baht)

รายได้ Revenue	แปลง Block A-18	แปลง Block B-17-01
ค่าภาคหลวง Royalty	1,992.84	1,266.01
ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร Profit petroleum	6,196.29	2,130.21
รายได้อื่น ๆ Others	64.85	84.00
รวม **Total**	**8,253.98**	**3,481.22**

หมายเหตุ: รายได้ของแปลง B-17&C-19 ของเดือนมกราคม-มิถุนายน 2565 นำมารวมเป็นรายได้ของแปลง B-17-01 เนื่องจากการผนวกสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Annexation) แปลง B-17&C-19 และพื้นที่ว่าง (แปลง B-17-02) เข้ากับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง B-17-01 ที่มีผลเมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2565

Remark: Revenues from Blocks B-17 & C-19 during January-June 2022 were merged into those from Block B-17-01 following the annexation of Blocks B-17 & C-19 and B-17-02 (open area) to the PSC of Block B-17-01, which took effect on July 1, 2022.

6.2 การเสริมสร้างความร่วมมือกับต่างประเทศ
Promotion of international cooperation

การเข้าร่วมประชุมระหว่างประเทศ

1. การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน สมัยพิเศษ ครั้งที่ 39

ระหว่างวันที่ 26 - 27 มกราคม 2565 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน สมัยพิเศษ ครั้งที่ 39 (The 39th Special Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings) ผ่านระบบการประชุมทางไกล ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคาร บี โดยมีนายศุภลักษณ์ พาหอนุรักษ์ ผู้อำนวยการกองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมรับทราบสรุปผลการดำเนินงานในปี 2564 และแผนการดำเนินงานในปี 2565 ภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงานระยะที่ 2 ปี 2564 - 2568 (ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation (APAEC) Phase II (2021 - 2025)) ในกรอบความร่วมมือ 7 สาขา ทั้งนี้ แผนการดำเนินงานที่สำคัญในสาขาความร่วมมือด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Coal and Clean Coal Technology: CCT) ในปี 2565 มีดังนี้ 1) การเผยแพร่ CCT Best Practices ผ่านการประกวด ASEAN Coal Awards 2) การจัดทำรายงานยุทธศาสตร์ด้านถ่านหินให้รวมถึงการศึกษาในเรื่องเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS) 3) การศึกษา CCUS Deployment Framework and Roadmap for ASEAN 4) การจัดการประชุม High Level Policy Dialogue with DP/IOs 5) การจัดการประชุม ASEAN Coal Awards Best Practices on CSR Projects 6) การจัดการประชุม The 2nd ASEAN Coal Business Roundtable Dialogue และ 7) การจัดการประชุมการปรับปรุงระบบฐานข้อมูลถ่านหินอาเซียน (ASEAN Coal Database and Information Systems: ACDIS)

Participation in international meetings

1. The 39th Special Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings

During January 26-27, 2022, Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent-Secretary of Energy, head of the Thai team and Mr. Supalak Parn-anurak, Director of Mineral Fuels Management Division, DMF, attended the 39th Special Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings via teleconference, at Conference Room 2, 15th floor, Ministry of Energy, Energy Complex Building B. The meeting acknowledged the 2021 operating results and the plan for 2022 under the ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation (APAEC) Phase II (2021–2025) for seven Program Areas of cooperation. In this regard, the action plan on Coal and Clean Coal Technology (CCT) for 2022 comprises 1) Dissemination of CCT best practices through the ASEAN Coal Awards; 2) Inclusion of the Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) technology in the coal strategy report; 3) Study on CCUS Deployment Framework and Roadmap for ASEAN; 4) High Level Policy Dialogue with DP/IOs; 5) Meeting on ASEAN Coal Awards Best Practices on CSR Projects; 6) The 2nd ASEAN Coal Business Roundtable Dialogue; and 7) Meeting on improvement of ASEAN Coal Database and Information Systems (ACDIS).

2. การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 40 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง

ระหว่างวันที่ 28 มิถุนายน - 1 กรกฎาคม 2565 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 40 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 40th Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings) ผ่านระบบการประชุมทางไกล ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคาร บี โดยมีนายสราวุธ แก้วตาทิพย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และนายวรากร พรหโมบล รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมได้มีการกำหนดแนวทางการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงานระยะที่ 2 ปี 2564 - 2568 (ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation (APAEC) Phase II (2021 - 2025)) รวมถึงสรุปผลการดำเนินโครงการภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงานระยะที่ 1 ปี 2559 - 2563 (APAEC Phase I (2016 - 2020)) และโครงการที่จะดำเนินการต่อเนื่องในอนาคตในกรอบความร่วมมือ 7 สาขา ทั้งนี้ ในสาขาความร่วมมือด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Coal and Clean Coal Technology: CCT) มีกิจกรรมการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2566 ได้แก่ 1) การจัดการประกวด ASEAN Coal Awards 2023 2) การจัดประชุมเชิงนโยบายเกี่ยวกับบทบาทของเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS) 3) การศึกษาเรื่อง Macroeconomic and Distributional Value of Carbon Capture Use and Storage in ASEAN 4) การปรับปรุงระบบฐานข้อมูลถ่านหินอาเซียน (ASEAN Coal Database and Information Systems: ACDIS) 5) การจัดทำแผนปฏิบัติการของศูนย์ความเป็นเลิศด้านถ่านหินอาเซียน (ASEAN Centre of Excellence for CCT: ASEAN COE - CCT) และ 6) ความร่วมมือกับประเทศคู่เจรจาและองค์การระหว่างประเทศในการจัดทำเอกสารทางวิชาการเรื่อง Coal - RE Hybrid System for Power Generation and Bio-Energy Carbon Capture Storage (BECCS)

3. การประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 40 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง

ระหว่างวันที่ 13 - 16 กันยายน 2565 นายสุพัฒนพงษ์ พันธ์มีเชาว์ รองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 40 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 40th ASEAN Ministers on Energy Meeting

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

During June 28 – July 1, 2022, Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent-Secretary of Energy, led the Thai team to attend the 40th Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings via teleconference, at Conference Room 2, 15th floor, Ministry of Energy. Also attending the meeting were Mr. Sarawut Kaewtathip, DMF Director-General, and Mr. Warakorn Phrommobol, DMF Deputy Director-General. The meeting defined an approach for implementing APAEC Phase II plan for 2021–2025 and wrapped up project outcomes under the first phase (2016–2020) together with other continuing future projects under the scope of cooperation in seven Program Areas. Major activities to be carried out during 2023 in regard to Coal and Clean Coal Technology (CCT) include: 1) ASEAN Coal Awards for 2023; 2) Policy meeting on the role of Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) technology; 3) Study on Macroeconomic and Distributional Value of Carbon Capture, Utilization and Storage in ASEAN; 4) Improvement of ASEAN Coal Database and Information Systems (ACDIS); 5) Preparation of the operating plan of ASEAN Centre of Excellence for CCT (ASEAN COE – CCT); and 6) Cooperation with dialogue partners and international organizations on the preparation of technical report on Coal - RE Hybrid System for Power Generation and Bio-Energy Carbon Capture Storage (BECCS).

3. The 40th ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings

During September 13-16, 2022, Mr. Supattanapong Punmeechaow, Deputy Prime Minister and Minister of Energy, led the Thai team to attend the 40th ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings via teleconferences, at the Conference Room 2, 15th floor, Ministry of Energy. Mr. Sarawut Kaewtathip, DMF Director-General, and Mr. Warakorn Phrommobol, DMF Deputy Director-General, also attended the meeting. The meeting acknowledged the success of the operations under APAEC Phase II in seven Program Areas. Regarding the cooperation

and Associated Meetings) ผ่านระบบการประชุมทางไกล ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคาร บี โดยมีนายสราวุธ แก้วตาทิพย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และนายวรากร พรหโมบล รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมรับทราบความสำเร็จของการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมือด้านพลังงานระยะที่ 2 ปี 2564 - 2568 (ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation (APAEC) Phase II (2021 - 2025)) ในกรอบความร่วมมือ 7 สาขา ทั้งนี้ ในสาขาความร่วมมือด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Coal and Clean Coal Tech nology: CCT) ภายใต้แผน APAEC ระยะที่ 2 มีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและบทบาทของเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดและการใช้เทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture, Utilization and Storage: CCUS) เพื่อการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและการเข้าสู่ยุคเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ

on Coal and Clean Coal Technology (CCT) under APAEC Phase 2, emphasis was placed on raising efficiency and the role of clean coal and CCUS technology to drive forward energy transition and low-carbon economy. omy.

7

การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Production Sharing Contract Management

7. การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต
Production Sharing Contract Management

แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61

ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 1/2562/1 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ได้กำหนดข้อผูกพันการผลิตและขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณขั้นต่ำ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้ เพื่อให้การผลิตก๊าซธรรมชาติในช่วงเปลี่ยนผ่านจากสัมปทานเดิมเป็นสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นไปอย่างต่อเนื่อง

ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจึงได้เสนอแผนดำเนินการในช่วงเตรียมการประจำปี 2565 (Annual Preparation Work Plan; APWP) ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2565 จนถึงวันที่ 23 เมษายน 2565 (วันสิ้นสุดสัมปทานแหล่งเอราวัณเดิม) เพื่อขออนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม และได้นำส่งรายงานสรุปค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงในช่วงเตรียมการสำหรับปี 2565 เป็นค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น 35.533 ล้านดอลลาร์สหรัฐและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้เสนอแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมสำหรับปี 2565 (24 เมษายน 2565 - 31 ธันวาคม 2565) เพื่อขออนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม โดยระหว่างปี 2565 ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้ขอปรับเปลี่ยนงบประมาณรวมจากที่ได้รับความเห็นชอบเดิมที่ 712.814 ล้านดอลลาร์สหรัฐเพิ่มเป็นงบประมาณใหม่ที่ 825.431 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และได้รับอนุมัติจากอธิบดีเมื่อวันที่ 27 พฤษภาคม 2565

โดยจากภาพรวมของแผนพัฒนาแหล่ง (FDP) ณ เดือนกันยายน 2565 ผู้รับสัญญา มีแผนสำหรับปี 2565 - 2574 ที่จะสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม จำนวน 72 แท่น (โดยแบ่งเป็นการสร้างแท่นหลุมผลิตใหม่ จำนวน 51 แท่นและการติดตั้งแท่นหลุมผลิตในลักษณะการเคลื่อนย้ายแท่นหลุมผลิตที่ไม่มีการผลิตแล้วมาใช้ซ้ำ Topside Reuse จำนวน 21 แท่น) โดยมีแผนเจาะหลุมผลิตรวมทั้งสิ้น 2,631 หลุม ซึ่งแบ่งเป็นหลุมผลิตที่เจาะบนแท่นที่ติดตั้งใหม่ (Primary Well) จำนวน 1,464 หลุม และหลุมผลิตที่เจาะซ้ำบนแท่นหลุมผลิตเดิมหรือที่เรียกว่า หลุมเจาะซ้ำ (Infill well) จำนวน 1,167 หลุม โดยผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต จำเป็นต้องจัดหาแท่นขุดเจาะเพื่อรองรับการดำเนินงานขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมตลอดทั้งโครงการ ซึ่งช่วงที่ต้องใช้แท่นขุดเจาะจำนวนมากที่สุดคือ การใช้แท่นขุดเจาะพร้อมกันจำนวน 6 แท่น ในปี 2566 นอกจากนี้ผู้รับสัญญา มีแผนจะเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal well) จำนวน 20 หลุม และหลุมสำรวจ (Exploration well) จำนวน 1 ถึง 2 หลุม (ขึ้นกับผลการเจาะหลุมสำรวจหลุมแรก)

Offshore Exploration Block G1/61

Under the obligations of the production sharing contract (PSC) No. 1/2562/1, offshore Gulf of Thailand Block G1/61, production and sale of natural gas shall meet the minimum requirement of 800 million cubic feet per day (MMscfd) to ensure operational continuity during the transition from the concession regime to the production sharing regime.

The PSC contractor submitted: a proposed annual preparation work plan (APWP) for the operations during January 1 to April 23, 2022 (the final day of the concession of the former Erawan Field) for approval of the Director-General with the consent of the Petroleum Committee, a summary report of actual expenses on the preparation work during 2022 of US$35.533 million, and workplan and budget for petroleum operations during 2022 (April 24 - December 31, 2022) for approval of the Director-General with consent of the Petroleum Committee. In 2022, the PSC contractor made a request for adjustment of the overall budget from the earlier approved US$712.814 million to US$825.431 million, which was granted approval by the Director-General on May 27, 2022.

Under the field development plan (FDP) overview as of September 2022, the PSC contractor planned to fabricate and install 72 wellhead platforms (51 newly constructed platforms and 21 moved from abandoned wells with topside reuse) and to drill 2,631 wells (1,464 primary wells and 1,167 infill wells) during 2022-2031. The contractor, therefore, needed to acquire drilling rigs to support the entire drilling program. The maximum number of rigs to be used simultaneously is six, planned for the 2023 operations. The company, moreover, planned to drill 20 appraisal wells and 1-2 exploration wells (depending on the outcome of the first exploration well).

ทั้งนี้ สืบเนื่องจากการที่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตไม่สามารถเข้าพื้นที่เพื่อดำเนินกิจกรรมการติดตั้งแท่นหลุมผลิตนอกชายฝั่งและการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในช่วงเตรียมการของสัญญาแบ่งปันผลผลิต (25 กุมภาพันธ์ 2562 - 23 เมษายน 2565) ได้ ประกอบกับผู้รับสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 - 13 (ผู้รับสัมปทานแหล่งเอราวัณเดิม ต่อไปนี้เรียกว่า "ผู้รับสัมปทาน (เดิม)") ได้ปรับลดอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่องในช่วงท้ายของระยะเวลาผลิตที่ได้รับการต่อตามสัมปทานดังกล่าว ("ช่วงปลายสัมปทาน") จากการที่ผู้รับสัมปทานยุติการลงทุนพัฒนาแหล่งฯ ที่ไม่คุ้มทุนในช่วงปลายสัมปทาน เช่น ยุติการติดตั้งแท่นผลิตใหม่ และยุติการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม ทำให้อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ ณ วันสิ้นสุดสัมปทาน คือวันที่ 23 เมษายน 2565 (Exit rate) เหลือเพียง 376 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ด้วยเหตุนี้ จึงส่งผลต่ออัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติในช่วงต้นของสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลงสำรวจฯ G1/61 ทำให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจำเป็นต้องควบคุมอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติในช่วงต้นของสัญญาฯ ให้อยู่ที่ 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (PCV1) โดยผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตคาดว่าจะใช้เวลาประมาณ 15 เดือน (เดือนกรกฎาคม 2566) จึงจะสามารถเริ่มผลิตและขายก๊าซธรรมชาติได้ในปริมาณ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (PCV2) โดยหลังจากนั้นจะใช้เวลาอีกประมาณ 9 เดือน (เมษายน - พฤษภาคม 2567) เพื่อเพิ่มอัตราการผลิตและขายก๊าซธรรมชาติได้ตามอัตราที่กำหนดในสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยจะต้องใช้ระยะเวลารวมในการพัฒนาแหล่งทั้งสิ้นประมาณ 2 ปี นับจากวันที่ผู้รับสัญญาเริ่มมีสิทธิในการประกอบกิจการปิโตรเลียมตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต

การผลิตและขายปิโตรเลียม

การผลิตและขายปิโตรเลียมในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมสำหรับปี 2565 (24 เมษายน 2565 - 31 ธันวาคม 2565) มีรายละเอียดดังนี้

1) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติ ปริมาณ 57,273.73 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเฉลี่ยเป็น 227.28 ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว ปริมาณ 1,199,125.32 บาร์เรล หรือคิดเฉลี่ยเป็น 4,758.43 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ มีกิจกรรมการขาย/จำหน่าย (Offtake Loading) จำนวน 9 ครั้ง โดยคิดเป็นปริมาณที่ขายทั้งหมดในปี 2565 รวมทั้งสิ้น 1,092,018 บาร์เรล โดยมีผู้ซื้อคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

As the PSC contractor could not access the operating area to install the wellhead platform and carry out drilling of petroleum well during the preparation stage of the production sharing contract (February 25, 2019 – April 23, 2022) while the concessionaire of Blocks 10-13 (the former concessionaire of Erawan Field, to be referred as 'former concessionaire') continuously decreased the natural gas output towards the end of the renewed production period (ending period of the concession) after having halted field development, considered not worth the investment. There was no further installation of new production platform nor drilling of production well, resulting in the exit rate of gas production on the final day of the concession to reduce to only 376 MMscfd. The situation consequently affected the production rate during the beginning period of the production sharing contract of Block G1/61, forcing the PSC contractor to keep gas production at the level of 210 MMscfd (PCV1). The contractor expected to spend around 15 months (July 2023) to bring gas production and sale up to 400 MMscfd (PCV2). Then, it will have to take about another nine months (April-May 2024) to raise the production and sale to 800 MMscfd as agreed in the contract. Altogether two years will be required for field development as from the date the PSC contractor has the right for petroleum operations under the production sharing contract.

Petroleum production and sale

Petroleum production and sale under the 2022 plan and budget (April 24 – December 31, 2022) comprised:

1) Natural gas – 57,273 MMscf (averaging 227.28 MMscfd)

2) Condensate – 1,199,125.32 barrels (averaging 4,758.43 bpd) with nine offtake loadings, bringing about a total sales volume of 1,092,018 barrels for 2022 bought by PTT

3) มีการผลิตน้ำมันดิบปริมาณ 1,683,183.69 บาร์เรล หรือคิดเป็น 6,679.30 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ มีกิจกรรมการขาย/จำหน่าย (Offtake Loading) จำนวน 5 ครั้ง โดยมีปริมาณที่ขายเท่ากับ 1,524,258.000 บาร์เรล โดยมีผู้ซื้อคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

การดำเนินงานภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

การดำเนินงานในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมสำหรับปี 2565 (24 เมษายน 2565 - 31 ธันวาคม 2565) มีรายละเอียดดังนี้

1. การดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE)

ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้มีการดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (Safety Security Health and Environment ; SSHE) ระหว่างเดือนเมษายน-กันยายน 2565 เพื่อให้ดำเนินการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยได้ดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามรายงานประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment ; EIA) ซึ่งในปีที่ผ่านมา ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้มีการดำเนินงานที่สำคัญดังนี้

1) การดำเนินงานด้านความปลอดภัย

(1) การซ้อมแผนตอบสนองกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินในระดับที่ 3 (Tier 3)

(2) การพัฒนาเครื่องมือ LOPC (Lost Of Primary Containment) เพื่อนำไปจัดหมวดหมู่ของการเกิดอุบัติการณ์และกระบวนการรายงานข้อมูล

(3) ดำเนินการประชุมเชิงปฏิบัติการเพื่อจัดทำรายงานวิเคราะห์อันตรายในการปฏิบัติงาน (HAZOP/LOPA) สำหรับแหล่งฟูนานและปลาทองในช่วงไตรมาสที่ 2 - 4 ของปี 2565

(4) การจัดอบรมชุดปฏิบัติการแพทย์ฉุกเฉิน (Medical Emergency Response)

2) การดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม

(1) การเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเลโดยรอบแท่นผลิตกลางใต้ทะเลโดยใช้ยานยนต์ใต้น้ำควบคุมระยะไกล (Remotely Operated Vehicle; ROV) เพื่อนำไปวิเคราะห์ปริมาณสารปนเปื้อนในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

3) Crude oil – 1,683,183.69 barrels (averaging 6,679.30 bpd) with five offtake loadings, bringing about a total sales volume of 1,524,258.000 barrels bought by PTT

Operations under the production sharing contract

Petroleum operations under the 2022 plan and budget (April 24 – December 31, 2022) included:

1. Safety, Security, Health, and Environment (SSHE)

To ensure safe operations without impact on the environment during April-September 2022, the PSC contractor observed measures for environmental impact prevention and mitigation and measures for monitoring environmental impact as stated in the environment impact assessment (EIA). Key actions taken during the previous year comprised:

1) Safety

(1) Tier 3 emergency response exercise

(2) Development of Loss of Primary Containment (LOPC) equipment to facilitate categorization of incidents and the reporting process

(3) Workshop on preparation of a HAZOP/LOPA report for Funan and Platong fields during Q2-Q4, 2022

(4) Medical emergency response training

2) Environment

(1) Collection of sediment samples on the seabed around the central processing platform using the Remotely Operated Vehicle (ROV) for contamination analysis

(2) การเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมทางทะเลครั้งแรกของแปลงสำรวจฯ G1/61 เพื่อเก็บตัวอย่างและใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานก่อนมีการดำเนินกิจกรรมของโครงการ (1st Marine Environmental Baseline Survey)

(3) การจัดทำขอบเขตการดำเนินงานเกี่ยวกับการสำรวจการรั่วไหลของก๊าซมีเทนที่จะดำเนินการในปี 2566

(4) การเก็บตัวอย่างปลาหน้าดินในพื้นที่แปลงสำรวจฯ G1/61 เพื่อนำไปวิเคราะห์ปริมาณสารปรอท (Total Mercury) ในเนื้อเยื่อปลาหน้าดิน

(5) การเตรียมแผนสำหรับการเก็บตัวอย่างของเหลวช่วยเจาะ (Drilling Fluid) เศษดินและเศษหินจากการเจาะ (Mud and Cutting) บนแท่นขุดเจาะเพื่อนำไปวิเคราะห์ปริมาณโลหะหนัก

2. การดำเนินงานด้านการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (Development)

1) การเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (Development Drilling) ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้จัดหาแท่นเจาะจำนวน 6 แท่น เพื่อช่วยเพิ่มกำลังการผลิต แบ่งเป็น แท่นขุดเจาะประเภท Jack-Up Rig จำนวน 1 แท่นและ Tender Assisted Drilling Rig จำนวน 5 แท่น โดยแท่นเจาะตัวแรกได้เริ่มดำเนินการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในเดือนกรกฎาคม 2565 โดยในปี 2565 สามารถเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมแล้วเสร็จทั้งหมดเป็นจำนวน 56 หลุม โดยแบ่งเป็นการเจาะหลุมผลิตบนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ตามแผนพัฒนาแหล่งฯ ระยะที่ 1A จำนวน 13 หลุม การเจาะหลุมซ้ำบนแท่นหลุมผลิตเดิม (Infill Drilling) จำนวน 43 หลุม และเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติจากการเจาะหลุมซ้ำบนแท่นหลุมผลิตเดิม ในเดือนตุลาคม 2565 มีก๊าซธรรมชาติเข้าสู่ระบบเพิ่มประมาณ 20 ล้านลูกบาศก์ฟุต และต่อมาในเดือนธันวาคม 2565 มีก๊าซธรรมชาติเข้าสู่ระบบเพิ่มอีก 57 ล้านลูกบาศก์ฟุต

2) การก่อสร้างและติดตั้งหลุมผลิต (Development Facilities) ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้ก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1A (Phase 1A) แล้วเสร็จ จำนวน 8 แท่น และคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติ (1st Gas) จากแท่นหลุมผลิตที่ก่อสร้างและติดตั้งใหม่ตามแผนพัฒนาแหล่งระยะที่ 1A (Phase 1A) (ผลิตจากแท่นหลุมผลิตแรกที่ดำเนินการแล้วเสร็จ) ได้ในเดือนเมษายน 2566 ทั้งนี้ แท่นหลุมผลิตที่ก่อสร้างและติดตั้งใหม่ตามแผนพัฒนาแหล่งระยะที่ 1A (Phase 1A) ดังกล่าวจะมีส่วนสำคัญในการเพิ่มอัตราการผลิต (Ramp-up) ไปที่ PCV2 (400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) ในช่วงเดือนกรกฎาคม 2565 และไปที่อัตราที่กำหนดในสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในช่วงเดือน

(2) 1st Marine Environmental Baseline Survey of Block G1/61

(3) Defining the scope of a methane leak survey planned for 2023

(4) Collection of samples of benthic fish in Block G1/61 for total mercury analysis of fish tissue

(5) Preparation plan for collection of drilling fluid, mud, and cuttings on the drilling rig for analysis of heavy metal contents

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 the production rate. The first rig began drilling in July 2022. A total of 56 wells were drilled in 2022, consisting of 13 new production wells drilled by newly installed wellhead platforms under the field development plan (Phase 1A), and 43 infill wells. Gas production from the infill wells started in October 2022, able to feed about 20 MMscf of natural gas into the system, and another 57 MMscf in December 2022.

2) Development facilities: The PSC contractor has already fabricated and installed eight wellhead platforms and expected to start its first gas production in April 2023 as stated in the Field Development Plan (Phase 1A). These new platforms were vital for ramping the production up to PVC2 (400 MMscfd) in July 2022, then to meet the agreed contractual volume (800 MMscfd) around April-May 2024, according to the gas sale agreement for Block G1/61 (G1/61 GSA). Construction of four wellhead platforms in Phase 1C was underway with installation expected for June 2023 onwards to speed up the production to 800 MMscfd by April 1, 2024, the contractual delivery date (CDD) of GSA for Block G1/61. The PSC contractor, moreover, planned to start construction of seven wellhead platforms in its Phase 1D to maintain the production at 800 MMscfd as agreed in the production sharing contract.

เมษายน - พฤษภาคม 2567 ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแปลงสำรวจฯ G1/61 (G1/61 GSA) ให้ได้ตามแผนงาน และปัจจุบันผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตกำลังดำเนินการก่อสร้างแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1C (Phase 1C) จำนวน 4 แท่น ซึ่งมีแผนจะเริ่มดำเนินการติดตั้งในช่วงเดือนมิถุนายน 2566 เป็นต้นไป เพื่อนำมาใช้สนับสนุนการเพิ่มอัตราการผลิตไปที่ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในวันที่ 1 เมษายน 2567 ซึ่งเป็นวันเริ่มต้นข้อผูกพันตามสัญญา (Contractual Delivery Date; CDD) ของสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแปลงสำรวจฯ G1/61 นอกจากนี้ ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตมีแผนเริ่มก่อสร้างแท่นหลุมผลิตระยะที่ 1D (Phase 1D) จำนวน 7 แท่น เพื่อนำมาใช้สนับสนุนและรักษาอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ให้เป็นไปตามข้อกำหนดในสัญญาแบ่งปันผลผลิต

3. การดำเนินการผลิตและการปฏิบัติการนอกชายฝั่ง (Production and Operation)

1) กิจกรรมหยุดผลิตเพื่อซ่อมบำรุงตามแผน (Shutdown Plan) และการปรับปรุงกระบวนการผลิตของแท่นกระบวนการผลิตกลางเพื่อรองรับอัตราผลิตก๊าซธรรมชาติในระดับต่ำ (Modification for Low Production) ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้ทำการหยุดผลิตบางส่วน (Partial Shutdown) เพื่อทำการปรับปรุงกระบวนการผลิตของแท่นผลิตกลางทั้งหมดของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ได้แก่ แท่นผลิตกลางเอราวัณ แท่นผลิตกลางสตูล แท่นผลิตกลางฟูนาน และแท่นผลิตกลางปลาทอง ในเดือนมิถุนายน 2565 โดยดำเนินการปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และการอัดน้ำจากการผลิตกลับ (Produced Water Injection) เพื่อรองรับต่อการผลิตก๊าซธรรมชาติในอัตราขั้นต่ำ 210 ล้านลูกบากศ์ฟุตต่อวัน ในช่วงเริ่มต้นสัญญาแบ่งปันผลผลิต นอกจากนี้ ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้มีการหยุดผลิตบางส่วน ณ แท่นผลิตกลางของแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ในเดือนสิงหาคมและเดือนธันวาคม 2565 ตามลำดับ เพื่อทำการซ่อมบำรุงและทำความสะอาดอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตปิโตรเลียมตามรอบการซ่อมบำรุง โดยกิจกรรมการหยุดผลิตดังกล่าว ส่งผลให้การผลิตปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ในช่วงเริ่มต้นของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นไปอย่างต่อเนื่องและปลอดภัย

2) การต่ออายุการใช้งานเรือกักเก็บปิโตรเลียม PATTANI FSO เนื่องจากสัญญาการใช้งานเรือกักเก็บน้ำมันดิบ PATTANI FSO ฉบับปัจจุบันที่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจัดทำร่วมกับผู้รับสัมปทานรายเดิมของแปลงสำรวจหมายเลข 10 - 13 เพื่อ

3. Production and Operation

1) The shutdown plan for maintenance and modification for low production – In June 2022, the PSC contractor undertook a partial shutdown to improve the production process of all four central processing platforms, Erawan, Satun, Funan, and Platong, in the offshore Block G1/61 in the Gulf of Thailand. The shutdown was intended for improving the production process of natural gas, condensate, and produced water injection to support low production of natural gas, i.e., at 210 MMscfd, during the early stage of the PSC. The contractor also carried out a partial shutdown at the central processing platform of Block G1/61 in August and December 2022 for maintenance and cleaning of petroleum production equipment according to the planned maintenance cycle. The shutdowns benefited production continuity and safety during the beginning period of the PSC of the offshore Block G1/61.

2) Renewal of Pattani FSO contract – As the current contract of Pattani FSO, entered into between the PSC contractor and the former concessionaire of Blocks 10-13 for storage of crude produced from

ใช้สำหรับกักเก็บน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 (แท่นผลิตกลางปลาทอง) กำลังจะสิ้นสุดลงในวันที่ 23 เมษายน 2566 ดังนั้น ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจึงได้ทำการเจรจาร่วมกับผู้รับสัมปทานรายเดิมของแปลงสำรวจหมายเลข 10 - 13 เพื่อขอขยายระยะเวลาการใช้งานเรือกักเก็บปิโตรเลียม PATTANI FSO จนสิ้นสุดอายุการใช้งานเป็นระยะเวลา 6 เดือน 7 วัน (24 เมษายน - 31 ตุลาคม 2566) ส่งผลให้แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ยังคงสามารถผลิตและขายปิโตรเลียมเพื่อสร้างรายได้และความมั่นคงทางพลังงานให้แก่ประเทศต่อไป ทั้งนี้ หลังจากสัญญาการใช้งานเรือกักเก็บน้ำมันดิบ PATTANI FSO สิ้นสุดลง ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจะนำเรือกักเก็บน้ำมันดิบลำใหม่ G1FSO เข้ามาแทนที่ เพื่อนำมาใช้สำหรับการกักเก็บน้ำมันดิบตั้งแต่เดือนตุลาคม 2567 เป็นต้นไป

แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61

ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 2/2562/2 ของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ได้กำหนดข้อผูกพันในการผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยแบ่งออกเป็น 2 ช่วงคือ ช่วงที่ (1) ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 ถึงวันที่ 7 มีนาคม 2566 กำหนดปริมาณการผลิตขั้นต่ำที่ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และช่วงที่ (2) ตั้งแต่วันที่ 8 มีนาคม 2566 ถึงวันที่ 30 เมษายน 2575 กำหนดปริมาณการผลิตขั้นต่ำที่ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นอกจากนี้ ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้มีความพยายามที่จะผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากข้อกำหนดอีก 125 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในช่วงวันที่ 8 มีนาคม 2566 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2566 รวมเป็นปริมาณการผลิต 825 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในการนี้ เพื่อให้การผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปได้อย่างต่อเนื่องตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตดังกล่าว ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจึงได้เสนอแผนดำเนินการในช่วงเตรียมการประจำปี 2565 (Annual Preparation Work Plan; APWP) ซึ่งแสดงแผนงานและรายการค่าใช้จ่ายตั้งแต่ วันที่ 1 มกราคม 2565 จนถึงวันที่ 23 เมษายน 2565 ภายใต้งบประมาณรวม 122.775 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2565 (Work Program and Budget; WPB) ซึ่งแสดงแผนงานและรายการค่าใช้จ่ายตั้งแต่ วันที่ 24 เมษายน 2565 จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2565 ภายใต้งบประมาณรวม 372.301 ล้านดอลลาร์สหรัฐ พร้อมทั้งแผนดำเนินการล่วงหน้า 4 ปี (ปี 2566 - 2570) โดยอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม ได้อนุมัติแผนงานดังกล่าวเมื่อวันที่ 14 ธันวาคม 2564

โดยจากภาพรวมแผนพัฒนาแหล่ง (Field Development Plan; FDP) ณ เดือนพฤศจิกายน 2564 ผู้รับสัญญาฯ มีแผนสำหรับปี 2565 - 2575 ที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม

offshore Block G1/61 (Platong central processing platform), would expire on April 23, 2023, the PSC contractor held talks with the former concessionaire of Block 10-13 to extend the use of Pattani FSO by another six months and seven days (April 24 - October 31, 2023) to the end of its service life. This enabled uninterrupted petroleum production and sale for Block G1/61, and contributed to the nation's energy security. The Pattani FSO, after contract expiry, would be replaced by the new G1FSO floating crude storage unit.

Offshore Exploration Block G2/61

Under the production sharing contract No. 2/2562/2 for the offshore Block G2/61 in the Gulf of Thailand, obligation for natural gas production was divided into two phases: Phase one (April 24, 2022 until March 7, 2023), minimum production was set at 200 MMscfd; and Phase 2 (from March 8, 2023 until April 30, 2032) at 700 MMscfd. The PSC contractor, moreover, would attempt to produce another 125 MMscfd over the requirement during March 8 - December 31, 2023 to ramp up the daily production to 825 MMscf. To ensure uninterrupted production of natural gas under the contract, the PSC contractor presented its proposed 2022 Annual Preparation Work Plan (APWP), covering the period of January 1 - April, 23, 2022, with a budget of US$122.775 million and the 2022 Work Program and Budget (WPB), covering the period of April 24 - December 31, 2022, with a budget of US$372.301 million along with a four-year plan (2023-2027) in advance. With endorsement by the Petroleum Committee, DMF director-general granted an approval to these plans on December 14, 2021.

Regarding the field development plan (FDP) as of November 2021, the PSC contractor aimed to install altogether 47 wellhead platforms and to drill 1,260 petroleum wells, two exploration wells and 20 appraisal wells, during 2022-2032. Five drilling rigs were required throughout the contract period. In 2022, the PSC contractor took actions in accordance with the proposed 2022

รวมทั้งหมด จำนวน 47 แท่น เจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมทั้งหมด จำนวน 1,260 หลุม เจาะหลุมสำรวจ (Exploration well) จำนวน 2 หลุม และเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal well) จำนวน 20 หลุมและมีแผนที่จะใช้แท่นขุดเจาะตลอดสัญญา จำนวน 5 แท่น ซึ่งในช่วงระหว่างปี 2565 ผู้รับสัญญาฯ ได้ดำเนินงานตามแผนดำเนินการในช่วงเตรียมการประจำปี 2565 และแผนงานและงบประมาณประจำปี 2565 โดยระหว่างดำเนินงานได้มีการปรับแผนให้สอดคล้องกับสภาวการณ์ที่เปลี่ยนไปในขณะนั้น ซึ่งจากผลการดำเนินงานที่ผ่านมาพบว่า ผู้รับสัญญาได้ทำการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตสำหรับแผนการพัฒนาแหล่งระยะที่ 1A - 1C จำนวนทั้งหมด 10 แท่น และได้ทำการสำรวจด้านธรณีฟิสิกส์และธรณีวิศวกรรม (Geophysical Investigation: GSI and Geotechnical Site Survey Investigation: GTI) รวมถึงดำเนินการเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal wells) จำนวน 2 หลุมในช่วงไตรมาสที่ 1 ของปี 2565 เพื่อศึกษาข้อมูลทางธรณีวิทยาและคำนวนปริมาณสำรองปิโตรเลียม นอกจากนี้ ผู้รับสัญญาฯ ยังมีแผนการหยุดผลิตบางส่วนเพื่อซ่อมบำรุงประจำปี ในช่วงวันที่ 29 มิถุนายน - 16 กรกฎาคม 2565 และวันที่ 1 - 22 กันยายน 2565 เพื่อทำการซ่อมบำรุงเครื่องอัดอากาศ (Turbo Compressor) และอุปกรณ์ต่างๆ ตามรอบการซ่อมบำรุง และได้มีการซ่อมแซมโครงสร้างแท่นกระบวนการผลิตบงกชเหนือ

การผลิตปิโตรเลียม

การผลิตปิโตรเลียมในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2565 (24 เมษายน 2565 - 31 ธันวาคม 2565) มีรายละเอียดดังนี้

1) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติ ปริมาณ 51,630.63 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเฉลี่ยเป็น 204.78 ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว ปริมาณ 1,761,650.73 บาร์เรล หรือคิดเป็น 6,990.68 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ มีกิจกรรมการขาย/จำหน่าย (Offtake Loading) จำนวน 30 ครั้ง โดยมีปริมาณที่ขายเท่ากับ 1,715,840 บาร์เรล โดยมีผู้ซื้อคือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ภายใต้สัญญาซื้อ-ขายระยะยาว (Long term Contract)

APWP and 2022 WPB with some adjustments to suit the changing circumstances. In this regard, ten wellhead platforms were fabricated and installed under phases 1A – 1C of the development plan. A geophysical investigation (GSI) and geotechnical site survey investigation (GTI) were undertaken and two appraisal wells drilled during the first quarter of 2022 to acquire geological data and to assess petroleum reserves. In addition, the PSC contractor scheduled its annual maintenance shutdown for June 29 – July 16, 2022 and 1- 22 September, 2022 to perform maintenance of the turbo compressor and other equipment according to their maintenance cycles and to go through a repair process of the North Bongkot processing platform structure.

Petroleum production

Petroleum production under the 2022 Work Program and Budget (WPB), from April 24 to December 31, 2022, included:

1) Natural gas – 51,630.63 MMscf, or 204.78 MMscfd on average

2) Condensate – 1,761,650.73 barrels (averaging 6,990.68 bpd) with 30 offtake loadings, bringing about a total sales volume of 1,715,840 barrels bought by PTT under the long-term sale agreement

การดำเนินงานภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

การดำเนินงานในช่วงแผนงานและงบประมาณสำหรับกิจการปิโตรเลียมประจำปี 2565 (24 เมษายน 2565 - 31 ธันวาคม 2565) มีรายละเอียดดังนี้

1. การดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE)

ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้มีการดำเนินงานด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (Safety Security Health and Environment; SSHE) ระหว่างเดือนเมษายน - กันยายน 2565 เพื่อให้ดำเนินการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยได้ดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามรายงานประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment; EIA) ซึ่งในปีที่ผ่านมา ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้มีการดำเนินงานที่สำคัญดังนี้

1) การดำเนินงานด้านความปลอดภัย

(1) การซักซ้อมรับมือเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Major Emergency Exercise)

(2) การซ้อมฝึกซ้อมดับเพลิงและการอพยพหนีไฟ (Emergency Drills and Evacuation Drills) และกรณีเหตุน้ำมันรั่วไหลสู่ทะเล ณ เรือกักเก็บปิโตรเลียมปทุมพาหะ (FSO2)

(3) การดำเนินการตรวจสอบด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE Audit)

2) การดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม

(1) การเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเลโดยรอบแท่นผลิตกลางใต้ทะเลโดยใช้ยานยนต์ใต้น้ำควบคุมระยะไกล (Remotely Operated Vehicle; ROV) เพื่อนำไปวิเคราะห์ปริมาณสารปนเปื้อนในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

(2) การดำเนินการสำรวจบริเวณที่มีการรั่วไหลของก๊าซมีเทน (Methane Leak Survey)

2. การดำเนินงานด้านการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (Development)

1) การเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (Development Drilling) ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้จัดหาแท่นเจาะจำนวน 3 แท่น เพื่อช่วยเพิ่มกำลังการผลิต แบ่งเป็นแท่นขุดเจาะประเภท Jack-Up Rig จำนวน 1 แท่น และ

Operations under the production sharing contract

Operations under the 2022 Work Program and Budget (WPB), from April 24 to December 31, 2022, are detailed below:

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

To ensure safe operations without impact on the environment during April-September 2022, the PSC contractor observed measures for environmental impact prevention and mitigation and measures for monitoring environmental impact to be in line with the environment impact assessment (EIA). Key actions taken during the previous year comprised:

1. Safety

(1) Major emergency exercise

(2) Emergency and evacuation drills and oil spill incident exercise at FSO2

(3) SSHE audit

2. Environment

(1) Collection of sediment samples on the seabed around the central processing platforms using the Remotely Operated Vehicle (ROV) for contamination analysis

(2) Methane leak survey

2. Field development

1) Development drilling

The PSC contractor acquired three drilling rigs (one jack-up rig and two tender assisted drilling rigs) to increase the production rate. A total of 70 production wells were drilled during 2022, consisting of 36 wells drilled by the newly installed wellhead

Tender Assisted Drilling Rig จำนวน 2 แท่น โดยในปี 2565 สามารถเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมแล้วเสร็จทั้งหมดเป็นจำนวน 70 หลุม โดยแบ่งเป็นการเจาะหลุมผลิตบนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ตามแผนพัฒนาแหล่งฯ ระยะที่ 1A จำนวน 36 หลุม ระยะที่ 1B จำนวน 24 หลุม และการเจาะหลุมซ้ำบนแท่นหลุมผลิตเดิม (Infill Drilling) จำนวน 10 หลุม

2) การก่อสร้างและติดตั้งหลุมผลิต (Development Facilities) ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้ก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตแผนพัฒนาแหล่งระยะที่ 1A (Phase 1A) แล้วเสร็จจำนวน 4 แท่น และสามารถเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติ (1st Gas) จากแท่นหลุมผลิตที่ก่อสร้างและติดตั้งใหม่ตามแผนพัฒนาแหล่งระยะที่ 1A (Phase 1A) (ผลิตจากแท่นหลุมผลิตแรกที่ดำเนินการแล้วเสร็จ) ได้ในเดือนสิงหาคม 2565

3. การดำเนินการผลิตและการปฏิบัติการนอกชายฝั่ง (Production and Operation)

ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้ทำการหยุดผลิตบางส่วน (Partial Shutdown) เพื่อทำการปรับปรุงกระบวนการผลิตของแท่นผลิตบงกชเหนือ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ในช่วงวันที่ 29 มิถุนายน - 16 กรกฎาคม 2565 และครั้งที่ 2 ในช่วงวันที่ 1 - 22 กันยายน 2565 เพื่อซ่อมบำรุงและเปลี่ยนอุปกรณ์ Turbo Compressor และ Gas Turbine ตามวงรอบการซ่อมบำรุง ตรวจสภาพท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Pipeline) และซ่อมแซมส่วนโครงสร้างสนับสนุนของพัดลมระบายความร้อนที่เกิดจากกระบวนการผลิต (Gas Cooler Structure) รวมถึงทำการตรวจสอบและทำความสะอาดเรือกักเก็บปิโตรเลียม (Vessel) โดยกิจกรรมการหยุดผลิตดังกล่าว ส่งผลให้การผลิตปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ในช่วงเริ่มต้นของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นไปอย่างต่อเนื่องและปลอดภัย

การลงทุนภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

จากข้อมูล ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2565 ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตของแปลงสำรวจฯ G1/61 ได้ดำเนินการจัดหาสินค้าและบริการแล้วเสร็จ 65 รายการ เป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 9,190.56 ล้านบาท โดยได้ทำการจัดหาสินค้าและบริการที่สำคัญ ได้แก่ แท่นขุดเจาะ (Rig) จำนวน 3 แท่น ได้แก่ แท่นขุดเจาะตัวที่ 9 10 และ 11 เรือกักเก็บน้ำมันดิบ (Floating Storage and Offloading; FSO) จำนวน 1 ลำ และระบบทุ่นลอยสำหรับเป็นจุดรับน้ำมันดิบพร้อมระบบยึดโยง (Catenary Anchor Leg Mooring, CALM Buoy System) และ สัญญาการให้บริการจัดเตรียมอาหารและดูแลความสะอาดบนฐานปฏิบัติการนอกชายฝั่ง (Offshore Catering & Laundry, Cleaning and Housekeeping Services) นอกจากนี้ ผู้รับสัญญาแบ่งปัน

platforms in Phase 1A of the field development plan, 24 wells in Phase 1B, and 10 infill wells.

2) Development facilities

The PSC contractor fabricated and installed four wellhead platforms during Phase 1A as planned and achieved its 1st Gas from these platform production from the first completely installed wellhead platform, in August 2022.

3. Production and operation

To improve the production process of the North Bongkot platform in the offshore Block G2/61, the PSC contractor arranged for a partial shutdown during June 29 – July 16, 2022, followed by another shutdown during September 1-22, 2022, to perform maintenance of the turbo compressor and gas turbine according to their maintenance cycles, inspect pipeline condition, and repair the gas cooler structure, as well as to perform inspection and cleaning of the vessel. The shutdown helped ensure uninterrupted petroleum production and safety of the offshore Block G2/61 during the starting period of the contract.

Investment under PSCs

As of the end of December 2022, the G1/61 contractor completed 65 items of its procurement of goods and services worth altogether Baht 9.190.56 billion. Major items include three drilling rigs (rigs no. 9, 10, and 11), one floating storage and offloading (FSO) unit, and a Catenary Anchor Leg Mooring (CALM) Buoy System, as well as contracts for offshore catering & laundry, cleaning and housekeeping services. As for Block G2/61, 39 items of goods and services were procured worth Baht 3.672.50 billion, of which major items were crew boats to support offshore operations, a mercury removal filter in condensate equipment, and oil country tubular goods (OCTG) for offshore drilling operations. According to the 2022 master plan on procurement of goods and services, DMF, as the agency monitoring and overseeing the operations of PSC contractors, participated in the screening of their procurement strategies for

ผลผลิตของแปลงสำรวจฯ G2/61 ได้ดำเนินการจัดหาแล้วเสร็จ 39 รายการ เป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 3,672.50 ล้านบาท โดยได้ทำการจัดหาสินค้าและบริการที่สำคัญ ได้แก่ เรือสำหรับรับ - ส่งเจ้าหน้าที่ (Crew boat) เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (Crew boats to support Offshore Operation) อุปกรณ์ดูดซับโลหะหนักในก๊าซธรรมชาติเหลว (Mercury Removal Filter in Condensate) และ ท่อ OCTG สำหรับกิจกรรมการขุดเจาะ (Oil Country Tubular Goods for Offshore Drilling Operation) ทั้งนี้ ในการจัดหาสินค้าและบริการตามแผนแม่บทสำหรับการจัดหาสินค้าและบริการประจำปี 2565 ดังกล่าว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานของรัฐที่มีหน้าที่ติดตามและกำกับดูแลการดำเนินงานของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้มีส่วนร่วมพิจารณากลั่นกรองกลยุทธ์การจัดหาสินค้าและบริการที่มีมูลค่ามากกว่า 1,000 ล้านบาทด้วยวิธีการประมูล และมูลค่ามากกว่า 350 ล้านบาทด้วยวิธีอื่น ๆ ที่ไม่ใช่การประมูล เพื่อให้การจัดหาสินค้าและบริการของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นไปตามมาตรฐานทางเทคนิค โปร่งใสและคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ อีกทั้ง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีนโยบายส่งเสริมให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสนับสนุนสินค้าและบริการจากผู้ประกอบการสัญชาติไทย โดยจากผลการจัดหาสินค้าและบริการในปี 2565 พบว่า จากจำนวนสัญญาทั้งหมดที่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตทั้งสองรายได้ทำการจัดหาสินค้าและบริการแล้วเสร็จ มีผู้ได้รับสัญญาเป็นผู้ประกอบการสัญชาติไทยจำนวน 74 สัญญาและผู้ประกอบการจากต่างประเทศจำนวน 30 สัญญา

goods and services valued over Baht 1 billion by bidding and those valued over Baht 350 million by non-bidding methods to ensure that goods and services procured meet the required technical standards with transparency and value for money. DMF, moreover, has a policy to encourage PSC contractors to source goods and services from Thai entrepreneurs. In 2022, the two PSC contractors entered into 74 contracts with Thai vendors and 30 ones with foreign vendors for procurement of goods and services.

การจัดหาสินค้าและบริการ
Procurement of Goods and Services

8

การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ Petroleum Data and Information Management

ing ...

8 การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Petroleum Data and Information Management

ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารมีหน้าที่บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ เผยแพร่หรือจำหน่ายข้อมูลสารสนเทศในความรับผิดชอบ จัดทำและบริหารจัดการระบบข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รวมถึงปฏิบัติงานร่วมกับหรือสนับสนุนการปฏิบัติงานของหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้อง หรือที่ได้รับมอบหมาย โดยในปี 2565 ได้มีการดำเนินงานดังนี้

การบริหารจัดการข้อมูล

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

- บริหารจัดการข้อมูลธรณีฟิสิกส์ โดยการติดตามข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนจากบริษัทผู้รับสัมปทานและผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ชนิด 2 มิติ จำนวน 6 Survey และ ชนิด 3 มิติ จำนวน 14 Survey พร้อมตรวจสอบและปรับปรุงฐานข้อมูลธรณีฟิสิกส์ให้มีความถูกต้อง ครบถ้วน สามารถเข้าถึงและเรียกใช้ข้อมูลได้อย่างสะดวก รวดเร็วและปลอดภัย ผ่านระบบฐานข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน และระบบระเบียนเทปข้อมูลธรณีฟิสิกส์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รองรับการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงงานการให้บริการข้อมูล ธรณีฟิสิกส์ และการจัดจำหน่ายข้อมูลธรณีฟิสิกส์ที่เปิดเผยแล้วในอนาคต

- บริหารจัดการข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมที่บริษัทผู้รับสัมปทานนำส่งจำนวน 274 หลุม ประกอบด้วย หลุมเจาะปิโตรเลียมบนบกจำนวน 97 หลุม และหลุมเจาะปิโตรเลียมในทะเลจำนวน 177 หลุม และข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมที่บริษัทผู้รับสัญญานำส่ง ซึ่งเป็นหลุมเจาะปิโตรเลียมในทะเล จำนวน 96 หลุม โดยข้อมูลทั้งหมดเป็นข้อมูลหลุมเจาะประเภท หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา และหลุมอัดน้ำ

The Information and Communication Technology Center (ICT Center) takes charge of managing data and information related to petroleum and natural fuels, disseminating or selling data under its responsibility, as well as developing and managing DMF's information system, while giving support and cooperation to other units and performing tasks as assigned. In 2022, ICT Center carried out the following tasks:

Data Management

1. Monitoring and managing petroleum exploration data submitted by concessionaires and PSC contractors as required by Section 76 of the Petroleum Act B.E. 2514 (1971) and its amendments as well as DMF announcement on Procedures for Submission of Reports on Petroleum Operations B.E. 2561 (2018):

- Geophysical data management: Geophysical data derived from six 2D surveys and fourteen 3D surveys submitted by the concessionaires and PSC contractors were verified for data accuracy and completeness and uploaded onto DMF's seismic survey database system and geophysical tape recording registration system to ensure convenient, fast, and secure access and retrieval of data, which will enhance efficiency of DMF's performance and support studies and assessment of petroleum potential of future licensing, including geophysical data service, and sale of released data.

- Well data management: There were 274 well datasets submitted by the concessionaires to DMF this year, comprising 97 onshore and 177 offshore wells, together with those of 96 offshore wells submitted by PSC contractors. These data involved exploration and development wells as well as water injection wells.

2. การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศและข้อมูลภูมิสารสนเทศปิโตรเลียม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนข้อมูลสำหรับการประกอบการตัดสินใจและการวางแผนการทำงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

- บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม โดยติดตามข้อมูล ปรับปรุงและเผยแพร่บนเว็บไซต์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
- จัดทำหน้าสำหรับแสดงข้อมูลเกี่ยวกับธรรมาภิบาลข้อมูลพลังงาน (Data Governance) โดยประกอบด้วยกฎหมาย เอกสารที่เกี่ยวข้อง และลิงก์หน้าเว็บเพจระบบบัญชีข้อมูลกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
- พัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อผู้บริหารเพิ่มเติม โดยพัฒนากระบวนงานเรื่องการซื้อขายและค่าภาคหลวงโดยใช้ซอฟต์แวร์ Tableau
- บริหารจัดการข้อมูลเชิงพื้นที่ โดยตรวจสอบและปรับปรุงฐานข้อมูลให้เป็นปัจจุบัน เช่น พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม พื้นที่สงวน และพื้นที่คัดสรร เพื่อเตรียมการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ ผ่านระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS)
- เชื่อมโยงฐานข้อมูลระหว่างหน่วยงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมายังฐานข้อมูลเว็บไซต์ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการข้อมูล ลดขั้นตอนการทำงานของเจ้าหน้าที่และเพื่อให้ข้อมูลที่เผยแพร่มีความถูกต้อง น่าเชื่อถือ ผู้ใช้งานสามารถเข้าถึงและนำข้อมูลไปใช้ได้อย่างรวดเร็ว

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

- ติดตั้ง/ซ่อมบำรุงเครื่องคอมพิวเตอร์ อุปกรณ์คอมพิวเตอร์ ให้สามารถใช้งานได้อย่างต่อเนื่อง
- สำรองข้อมูลปิโตรเลียม และ Application เพื่อลดความเสี่ยง
- Update โปรแกรมป้องกันไวรัสรวมถึง ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันภัยคุกคามเพิ่ม เพื่อความปลอดภัยจากการถูกโจมตีภายนอก
- กำหนดสิทธิ์การเข้าถึงข้อมูลของทั้งบุคคลภายนอกและเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
- บริหารจัดการพื้นที่ใช้งานภายในอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลให้สามารถใช้งานร่วมกันได้

2. Petroleum geomatics and information management for data service enhancement in support of DMF's decision making and planning:

- Petroleum information management: DMF monitored, updated and disseminated related data on its website.
- Data governance: Information concerning data governance was posted on DMF's webpage, comprising related laws and documents with a link to DMF's data inventory provided.
- Information system for executives: The information system for executives was further developed, using the Tableau software, to enhance the procurement process and royalty collection.
- Spatial data management: The database concerning petroleum production areas, reserved areas, and selected areas for the new petroleum licensing round was verified, improved, and updated using the geographic information system (GIS).
- Data centralization: Databases of DMF's various units were connected 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 system, network of internet and intranet, wireless network, closed-circuit television system, cloud computing system, online meeting system, operating systems of the ICT Center and their auxiliaries, and colocation to enhance DMF staff's operation continuity:

- Installation/maintenance of computers and auxiliaries to ensure uninterrupted flow of work
- Arrangement of petroleum data backup and application to minimize risk
- 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 external parties and DMF staff
- Management of data storage space so that it can be shared among users
- Formulation of a policy aimed at providing guidelines for proper computer use

- จัดทำประกาศนโยบายการใช้งานเครื่องคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นแนวทางในการใช้งานที่เหมาะสม

- ปรับปรุงและทบทวนแผนรับสถานการณ์ฉุกเฉินจากภัยพิบัติระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Contingency Plan) เพื่อให้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง มีประสิทธิภาพ และเป็นแนวทางในการดูแลรักษาระบบความมั่นคงปลอดภัยของฐานข้อมูล และระบบสารสนเทศให้มีเสถียรภาพพร้อมสำหรับการใช้งาน

- บริหารจัดการการทำงานของระบบไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์ ภายใต้ Domain name : mail@dmf.go.th เพื่อรองรับการรับส่งข้อมูลปิโตรเลียมตามกฎหมาย ให้มีความปลอดภัย

- จัดทำบัญชีข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อให้ผู้ใช้ข้อมูลทุกภาคส่วน ที่ต้องการใช้ข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สามารถใช้บริการผ่านระบบสารสนเทศในการสืบค้น ร้องขอ เข้าถึงแหล่งที่มา ทราบถึงประเภท รูปแบบข้อมูล และเพื่อรวบรวมให้เป็นบัญชีข้อมูลภาครัฐหรือ Government Data Catalog : GD Catalog

- พัฒนาระบบอ่านบัตรประชาชนเพื่อเชื่อมโยงข้อมูลจากระบบ Linkage Center ช่วยให้เจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเข้าถึงชุดข้อมูลส่วนบุคคลของผู้ที่เข้ามาติดต่อราชการจากฐานข้อมูลของหน่วยงานที่ได้ดำเนินการเชื่อมโยงข้อมูลไว้ ซึ่งเป็นข้อมูลที่ครบถ้วน ถูกต้อง และเป็นปัจจุบัน ทั้งหมดนี้เพื่อให้ประชาชนได้รับความสะดวกสบายในการใช้บริการ อีกทั้งยังช่วยลดขั้นตอนและระยะเวลาในการประสานงานระหว่างหน่วยงานภาครัฐด้วยกันเอง

- ปรับปรุงระบบยืม-คืนครุภัณฑ์ และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ เพื่อช่วยบริหารจัดการครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

- จัดทำช่องทางอิเล็กทรอนิกส์ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อให้ประชาชนยื่นคำขอ/ส่งเอกสาร/ติดต่อราชการได้ เช่น อีเมลกลาง

การเผยแพร่ การให้บริการและการจำหน่ายข้อมูล

1. การเผยแพร่ และการให้บริการข้อมูลแก่เจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ผู้รับสัมปทาน สถาบันการศึกษา และหน่วยงานของรัฐ

- ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อรองรับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 599 เส้นสำรวจ ชนิด 3 มิติ จำนวน 17 พื้นที่สำรวจ พร้อมรายงานที่เกี่ยวข้อง

- ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับการศึกษาเพื่อการพัฒนาแหล่งน้ำบาดาลระดับลึก พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

- Review and improvement of the IT Contingency Plan to ensure uninterrupted and highly efficient operations while developing maintenance guidelines on safety of the database and IT system to ensure system stability and readiness for use

- Management of DMF's email system efficiency under the domain name: mail@dmf.go.th to ensure safe delivery of legal petroleum data required under the law

- Development of DMF's data catalog to support users from all sectors on data search by source, category, or data format, and to support development of the Government Data Catalog (GD Catalog)

- Development of the national identification card reader system and data connection via the Linkage Center with other government agencies whose data are accurate, current and updated, to authenticate the identity of the individuals coming into contact with DMF. In addition to the authentication, DMF can provide faster and more convenient services while steps and time required for coordinating among government agencies can be reduced.

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

- Arrangement of electronic channels, such as central email, for people for contact or to submit application/ requests/ documents

Data sharing, service, and sale

1. Data sharing and data service for DMF authorities, concessionaires, education institutes, and government agencies

- Geophysical data for studies and assessment of petroleum potential within DMF in preparation for the 24th Bidding Round, comprising 599 lines of 2D seismic data and 17 coverages of 3D seismic data along with associated reports

- Geophysical data to support deep aquifer development in the northeastern region (Nakhon Ratchasima - Ubon Ratchathani Basin, Udon Thani - Sakon Nakhon Basin, and Loei Basin) and Lower Chao Phraya Basin provided for officers of the Department

(แอ่งนครราชสีมา-อุบลราชธานี แอ่งอุดรธานีสกลนคร และแอ่งเลย) และพื้นที่แอ่งเจ้าพระยาตอนล่าง แก่เจ้าหน้าที่ กรมทรัพยากรน้ำบาดาล ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 227 เส้นสำรวจ

- ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับการศึกษาเพื่อประเมินพื้นที่ที่มีศักยภาพ สำหรับเป็นพื้นที่กักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ใต้ผิวดิน พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน แก่ภาควิชาธรณีวิทยา คณะวิทยาศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 11 เส้นสำรวจ ชนิด 3 มิติ จำนวน 4 พื้นที่สำรวจ และข้อมูลความเร็ว

- บริการข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม เพื่อนำไปใช้ในการพิจารณาการจัดสรรตัวเลขปริมาณทรัพยากร พิจารณาการติดตั้งแท่นผลิตและการวางตำแหน่งเพื่อเจาะหลุมปิโตรเลียมของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต และศึกษาการเพิ่มการผลิตน้ำมันโดยใช้การอัดฉีดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ รวมจำนวนทั้งหมด 32 หลุม

- บริการเชื่อมโยงข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมในรูปแบบ Web Service ให้กับหน่วยงานภายนอก 3 หน่วยงาน ได้แก่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และกระทรวงมหาดไทย

- เผยแพร่ข้อมูลสารสนเทศเชื้อเพลิงธรรมชาติผ่าน Internet Website ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยมีผู้เข้าเยี่ยมชมประจำปี 2565 จำนวน 825,849 ครั้ง

- บริการตรวจสอบและจัดทำแผนที่ เพื่อสนับสนุนงานเกี่ยวกับการพิจารณาอนุมัติพื้นที่ต่าง ๆ ของ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จำนวน 97 ฉบับ

- บริการตรวจสอบพื้นที่ ตรวจสอบค่าพิกัดขอบเขตพื้นที่ที่จะวางและจัดทำผังเมืองรวมชุมชน รวม 24 พื้นที่

2. การจำหน่ายข้อมูลสารสนเทศในความรับผิดชอบ

ในปีงบประมาณ 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มีการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม สำหรับแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย ครั้งที่ 24 ซึ่งในการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมดังกล่าว ได้มีการจำหน่ายชุดข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนและข้อมูลหลุมเจาะ โดยได้มีบริษัทสนใจซื้อชุดข้อมูล 3 บริษัท รวมขายได้เป็นเงินจำนวน 15,274,472.69 บาท ข้อมูลที่จำหน่ายมีดังนี้

- ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 599 เส้นสำรวจ ชนิด 3 มิติ จำนวน 17 พื้นที่สำรวจ พร้อมรายงานที่เกี่ยวข้อง

- ข้อมูลรายงานหลุมเจาะปิโตรเลียม จำนวน 219 รายการ และข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ จำนวน 2,099 ไฟล์

นอกจากนี้ ในปีงบประมาณ 2565 ยังมีการจำหน่ายแผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมแก่ผู้ที่สนใจ จำนวนทั้งสิ้น 7 แผ่น รวมเป็นเงิน 6,000 บาท

of Groundwater Resources, comprising 227 lines of 2D seismic data

- Geophysical data for the Department of Geology, Faculty of Science, Chulalongkorn University for studies and assessment of underground carbon capture storage (CCS) in the upper northeastern region, comprising 11 lines of 2D seismic data and four coverages of 3D seismic data along with seismic velocity reports

- Data service of 32 petroleum wells to support consideration for allocation of resource volumes, installation of production platforms, and location of petroleum wells operated by PSC contractors, and for studies to raise oil production using the carbon dioxide injection method

- Web service for three external agencies, namely Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), Energy Policy and Planning Office (EPPO), and Ministry of Interior

- Information sharing through DMF's Internet Website, with 825,849 visits recorded in 2022

- Verification service of 97 maps to support DMF approval of multiple areas

- Verification service on geomatics and coordinates of 24 areas for various purposes, including land planning for communities

2. Sale of information under DMF's responsibility

In the 2022 fiscal year, DMF arranged for sale of publicly disclosed seismic survey and drilling data to three companies who indicated interest to participate in the 24th Thailand Petroleum Bidding Round for offshore blocks in the Gulf of Thailand, earning a total sum of Baht 15,274,472.69. Data sold include:

- 599 lines of 2D seismic survey and 17 coverages of 3D seismic data together with associated reports

- 219 well datasets and 2,099 files of well-logging data

DMF, moreover, sold seven copies of petroleum concession map to interested parties worth Baht 6,000 during the 2022 fiscal year.

การเตรียมความพร้อมและการดำเนินงานเพื่อรองรับแผนงานในอนาคตของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1. จัดทำเว็บเพจสำหรับการยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 (24th Thailand Petroleum Biding Round)

2. จัดทำแผนการจัดหาครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ทั้งฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ เพื่อทดแทนของเดิมที่เสื่อมสภาพและจัดหาเพิ่มเติมให้สามารถรองรับการทำงานปัจจุบันของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

3. จัดเตรียมโครงการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศให้สอดรับกับเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่เปลี่ยนแปลงในปัจจุบัน เพื่อช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของเจ้าหน้าที่ยุค New Normal ทั้งแบบ Online และ Offline เช่น เทคโนโลยี Hyper Converged Infrastructure: HCI, Hybrid Cloud เป็นต้น และเพื่อให้เป็นไปตามพระราชบัญญัติคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล พระราชบัญญัติการปฏิบัติราชการทางอิเล็กทรอนิกส์ 2565 และพระราชบัญญัติการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ 2562

4. มีแผนดิจิทัลกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ที่รองรับแผนพัฒนารัฐบาลดิจิทัลของประเทศไทย พ.ศ. 2566-2570

การดำเนินงานภายใต้ธรรมาภิบาลข้อมูล

ตามที่รัฐบาลมีนโยบายและแผนระดับชาติว่าด้วยการพัฒนาดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม และได้มีการบังคับใช้พระราชบัญญัติการบริหารงานและการให้บริการภาครัฐผ่านระบบดิจิทัล พ.ศ. 2562 โดยกำหนดให้หน่วยงานของรัฐต้องจัดให้มีการบริหารงานภาครัฐ และการจัดทำบริการสาธารณะเป็นไปด้วยความสะดวก รวดเร็ว มีประสิทธิภาพ ตอบสนองต่อการให้บริการและอำนวยความสะดวกแก่ประชาชน รวมทั้งกำหนดให้หน่วยงานของรัฐจัดให้มีการบริหารจัดการ และบูรณาการข้อมูลภาครัฐ และการทำงานให้มีความสอดคล้องและเชื่อมโยงเข้าด้วยกันอย่างมั่นคง ปลอดภัย และมีธรรมาภิบาล

ในปี 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ออกประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง นโยบายและแนวปฏิบัติธรรมาภิบาลข้อมูล ด้านการเปิดเผย การเผยแพร่ และการรักษาความลับข้อมูล เมื่อวันที่ 8 กรกฎาคม พ.ศ. 2565 เพื่อให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีแนวปฏิบัติเกี่ยวกับเงื่อนไขและวิธีการสร้าง การจัดเก็บรักษา การควบคุมคุณภาพ การประมวลผล การใช้ การแลกเปลี่ยน การเชื่อมโยง การเปิดเผย การรักษาความลับ และการทำลายข้อมูล และเตรียมพร้อมสำหรับการดำเนินงานในส่วนอื่น ๆ ภายใต้พระราชบัญญัติดังกล่าวต่อไป

Preparation and implementations to support future work plans

1. Arrangement of a webpage for the submission of application for the 24th Thailand Petroleum Bidding Round

2. Arrangement of a plan on computer procurement, both hardware and software, to replace outdated ones and to acquire some new ones to support DMF's current missions

3. Initiation of an IT project to modernize the IT network to enhance efficiency of staff in the New Normal situation, both online and offline, such as hyper converged infrastructure (HCI), hybrid cloud, in response to the Personal Data Protection Act, Electronic Civil Service Act 2022, and Cyber Security Act 2019

4. Arrangement of DMF Digital Plan in response to Thailand Digital Government Development Plan 2023-2027

Data Governance

In line with the government policy and the national economic and social digital development plan, as well as the promulgation and enforcement of the Digitalization of Public Administration and Service Delivery Act B.E. 2562 (2019), state authorities have been required to arrange for public administration and public services that are convenient, fast, and efficient, 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.

In 2022, DMF issued an announcement on policy and guidelines concerning data governance, disclosure, dissemination, and confidentiality dated July 8, 2022. The announcement is intended to provide guidelines for DMF regarding data creation and conditions, as well as data storage, quality control, interpretation, usage, exchange, connection, disclosure, confidentiality, and destruction. This will also prepare DMF for other processes under the Act.

9

กิจกรรมเพื่อสังคม และการสร้างเครือข่าย
Social Activities and Networking

9 กิจกรรมเพื่อสังคมและการสร้างเครือข่าย
Social Activities and Networking

การสร้างการมีส่วนร่วมของประชาชนในพื้นที่ที่มีการผลิตปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบด้านการกำกับ ดูแล การสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน ในพื้นที่ต่าง ๆ เพื่อให้เกิดการสนับสนุนร่วมมือในการดำเนินงานตามภารกิจของกรม ให้เป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้ จึงได้ดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคมเพื่อสร้างการมีส่วนร่วมกับประชาชนในพื้นที่ต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง

โดยในปี 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียมได้ดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคม ภายใต้โครงการจิตอาสาภาคประชาชน มุ่งผลสัมฤทธิ์ “กิจกรรมการจัดทำซั้งกอ สร้างบ้านให้ปลา เพื่อส่งเสริมอาชีพ และพัฒนาคุณภาพชีวิตกลุ่มประมง” ทั้งนี้ สืบเนื่องจากการที่กระทรวงพลังงานได้กำหนดแผนการขับเคลื่อนงานจิตอาสาภาคประชาชนมุ่งผลสัมฤทธิ์ ตามนโยบายของสำนักนายกรัฐมนตรี เพื่อให้ส่วนราชการต่าง ๆ ร่วมบำเพ็ญสาธารณประโยชน์ในการพัฒนาสังคม คุณภาพชีวิต และสิ่งแวดล้อมของประชาชน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงาน ในฐานะหน่วยงานที่มีหน้าที่กำกับและดูแลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ได้เล็งเห็นความสำคัญของการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศควบคู่ไปกับดูแล อนุรักษ์สิ่งแวดล้อมมาอย่างต่อเนื่อง ได้ร่วมมือกับผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียมภายใต้มูลนิธิกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม ได้จัดโครงการจิตอาสาภาคประชาชน มุ่งผลสัมฤทธิ์ “กิจกรรมการจัดทำซั้งกอ สร้างบ้านให้ปลา เพื่อส่งเสริมอาชีพและพัฒนาคุณภาพชีวิตกลุ่มประมง” เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายดังกล่าว ในการมุ่งเน้นสร้างผลประโยชน์ของชุมชนและท้องถิ่น ทั้งการเสริมสร้างรายได้ การส่งเสริมคุณภาพชีวิต และการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เลือกพื้นที่จังหวัดชุมพรเพื่อดำเนินโครงการฯ ดังกล่าว เนื่องจากเป็นพื้นที่ที่มีการจัดตั้งคณะทำงานไตรภาคี โดยคณะทำงานไตรภาคีดังกล่าว ประกอบด้วยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ บริษัทผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียมและผู้แทนภาคประชาชนในพื้นที่ ซึ่งได้แก่ กลุ่มประมงพื้นบ้านในพื้นที่จังหวัดชุมพร จัดตั้งขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นช่องทางในการเปิดรับฟังความคิดเห็นต่าง ๆ ประสานความร่วมมือและเสริมสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน

Public participation in petroleum production areas

As the core agency in charge of domestic E&P supervision, DMF values engagement with the people sector of various areas to nurture support and cooperation with its mission. The agency, thus, continually organizes social activities to encourage participation with local people in different areas.

In 2022, DMF and the petroleum operators held a social activity under the people sector’s goal-oriented volunteer project under the theme “Making fish cages, building fish’s homes to support career development and to raise the life quality of the fishing group”. Following the Ministry of Energy’s plan to drive this volunteer project under the Office of the Prime Minister’s policy which encourages all government units to take part in developing society, people’s quality of life and the environment, DMF, recognizing the importance of national energy security and environment conservation, in cooperation with members of the Petroleum Operators Foundation, organized the mentioned activity in line with the policy. The project aimed at creating benefits for communities, with a focus on income generation, quality of life promotion, and environmental conservation.

Chumphon province was selected as the project site with a tripartite taskforce established, comprising DMF, petroleum operators, and community representatives (local fishing group). The tripartite taskforce is meant to be a channel to voice local people’s opinions while fostering cooperation and participation of the people sector with government agencies and petroleum operators in carrying out E&P activities to ensure smooth operations.

ในการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ร่วมกับส่วนราชการและผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม ให้สามารถดำเนินไปได้อย่างราบรื่น

กิจกรรมดังกล่าวเป็นการจัดทำซั้งกอ สำหรับกลุ่มประมง ในพื้นที่จังหวัดชุมพร จำนวน 7 อำเภอ ได้แก่ อำเภอปะทิว อำเภอท่าแซะ อำเภอเมืองชุมพร อำเภอสวี อำเภอทุ่งตะโก อำเภอหลังสวน และ อำเภอละแม โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มแหล่งทำการประมงที่มีประสิทธิภาพ เพิ่มปริมาณสัตว์น้ำ และเพิ่มความอุดมสมบูรณ์ให้กับท้องทะเล รวมทั้งเพิ่มความหลากหลายทางชีวภาพ และรักษาสมดุลของระบบนิเวศทางทะเล รวมทั้งยังเป็นการช่วยส่งเสริมการประกอบอาชีพ และพัฒนาคุณภาพชีวิตของชาวประมงพื้นบ้านอย่างยั่งยืน ทำให้มีรายได้จากการจับสัตว์น้ำมากขึ้น นอกจากนี้ ยังช่วยส่งเสริมการมีส่วนร่วมระหว่างหน่วยงานของภาครัฐ ผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม และประชาชนกลุ่มเป้าหมายในการร่วมกันอนุรักษ์ และฟื้นฟูสิ่งแวดล้อมทางทะเลด้วย

The fish cage project was carried out at seven districts of Chumphon province, namely Pathio, Tha Sae, Mueang Chumphon, Sawi, Thung Tako, Lang Suan, and Lamae. The project aims to increase effective fishing grounds, the number of aquatic animals, abundance of the sea, and biodiversity while keeping balance of marine ecology. It also benefits career development and sustainable quality of life of local fishermen, with more income from fishing. Moreover, the project promotes cooperation between government agencies, petroleum operators, and target groups of local people in an attempt to conserve and restore marine environment.

10

ผลการดำเนินการ/งบการเงิน
Financial Statement/ Performance Outcome

10.1 งบแสดงฐานะทางเงิน
Statement of Financial Position

(หน่วย : บาท)

งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2565	หมายเหตุ	2565	2564
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	4	13,040,514,502.92	1,102,542,875.15
ลูกหนี้อื่นระยะสั้น	5	21,240,978.79	1,047,247.87
วัสดุคงเหลือ		1,569,106.31	517,400.25
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		**13,063,324,588.02**	**1,104,107,523.27**
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
ลูกหนี้ระยะยาว	6	5,024,128.83	5,024,128.83
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ - สุทธิ	7	36,019,418.53	27,294,118.70
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน- สุทธิ	8	9,969,979.77	14,351,580.33
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		**51,013,527.13**	**46,669,827.86**
รวมสินทรัพย์		**13,114,338,115.15**	**1,150,777,351.13**
หนี้สิน			
หนี้สินหมุนเวียน			
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	9	1,527,136,919.49	102,164,466.52
เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	10	9,100,172.99	9,040,960.60
เงินรับฝากระยะสั้น	11	991,516,871.89	640,932,680.86
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	12	19,431,731.03	-
รวมหนี้สินหมุนเวียน		**2,547,185,695.40**	**752,138,107.98**
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
หนี้สินระยะยาว	13	5,024,128.83	5,024,128.83
เจ้าหนี้เงินโอนและรายการอุดหนุนระยะยาว	14	10,368,938,419.22	361,472,890.68
เงินทดรองราชการรับจากคลังระยะยาว		1,000,000.00	1,000,000.00
เงินรับฝากระยะยาว	15	162,737,074.00	-
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		**10,537,699,622.05**	**367,497,019.51**
รวมหนี้สิน		**13,084,885,317.45**	**1,119,635,127.49**
สินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน			
ทุน		21,361,504.14	21,361,504.14
รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสม	17	8,091,293.56	9,780,719.50
รวมสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน		**29,452,797.70**	**31,142,223.64**
รวมหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน		**13,114,338,115.15**	**1,150,777,351.13**

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

10.2 งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน
Financial Performance Statements

(หน่วย : บาท)

งบรายได้และค่าใช้จ่าย ณ วันที่ 30 กันยายน 2565	หมายเหตุ	2565	2564
รายได้			
รายได้จากงบประมาณ	18	434,369,473.10	342,951,161.14
รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	19	21,526,047.90	21,699,727.49
รวมรายได้		**455,895,521.00**	**364,650,888.63**
ค่าใช้จ่าย			
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	20	103,859,375.15	101,689,666.35
ค่าบำเหน็จบำนาญ	21	35,948,743.96	32,630,567.93
ค่าตอบแทน		57,000.00	42,000.00
ค่าใช้สอย	22	285,864,996.96	186,608,855.71
ค่าวัสดุ	23	1,849,371.41	1,385,280.70
ค่าสาธารณูปโภค	24	6,784,532.88	6,214,187.13
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	25	22,220,926.58	26,799,501.57
ค่าใช้จ่ายจากเงินอุดหนุนอื่นและบริจาค		1,000,000.00	182,530.00
ค่าใช้จ่ายอื่น		-	(2,300,000.00)
รวมค่าใช้จ่าย		**457,584,946.94**	**353,252,589.39**
รายได้สูง(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ		**(1,689,425.94)**	**11,398,299.24**

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

10.3 งบแสดงการเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน

Statement of Changed in Net Assets/Equity

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2565

(หน่วย : บาท)

งบแสดงการเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน	หมายเหตุ	ทุน	รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	องค์ประกอบอื่นของสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน	รวมสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2563		21,361,504.14	(1,617,579.74)	-	19,743,924.40
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุนสำหรับปี 2564					
รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสำหรับงวด	17		11,398,299.24	-	11,398,299.24
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2564		21,361,504.14	9,780,719.50	-	31,142,223.64
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2564		21,361,504.14	9,780,719.50	-	31,142,223.64
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุนสำหรับปี 2565					
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสำหรับงวด	17	-	(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

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

กราฟแสดงฐานะการเงิน

กราฟแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน

กราฟแสดงรายได้

กราฟแสดงค่าใช้จ่าย

10.4 หมายเหตุประกอบงบการเงิน
Notes to Financial Statements
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2565

1. ข้อมูลทั่วไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นส่วนราชการในสังกัดกระทรวงพลังงาน มีหน้าที่ความรับผิดชอบหลักในการบริหารจัดการในการให้สัมปทาน การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่งการขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม กำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์ วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรอง และพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ พิจารณาสิทธิ ประสาน และอำนวยความสะดวกแก่ผู้ประกอบการให้เป็นไปตามกฎหมายและข้อผูกพันต่อรัฐ รวมทั้งจัดเก็บค่าภาคหลวงและผลประโยชน์อื่นใดนอกจากปิโตรเลียม กำหนดมาตรฐานการดำเนินงานอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วมพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน และประเทศอื่น บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นอำนาจหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ หรือตามที่กระทรวงพลังงานหรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

กรอบกฎหมายหลักที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และ พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2565 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับการจัดสรรงบประมาณรายจ่ายประจำปี จำนวน 361,948,507.84 บาท (ปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 จำนวน 202,776,374.00 บาท) ประกอบด้วย งบบุคลากร จำนวน 92,172,172.84 บาท งบดำเนินงาน จำนวน 63,338,504.16 บาท งบลงทุน จำนวน 13,269,936.90 บาท และงบรายจ่ายอื่น จำนวน 193,167,893.94 บาท เพื่อใช้จ่ายในแผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน แผนงานบุคลากรภาครัฐ และแผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน

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 ซึ่งเป็นของรัฐบาล และอยู่ภายใต้การควบคุมของรัฐบาลในภาพรวม 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. 2565 หากพบข้อผิดพลาด ตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ที่ กค 0410/ว 1222 ลงวันที่ 30 กันยายน 2565

รายงานการเงินนี้ได้จัดทำและนำเสนอตามหลักการบัญชีเกณฑ์คงค้าง เว้นแต่จะได้เปิดเผยเป็นอย่างอื่นในสรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

3. สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

3.1 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

- เงินสดในมือ หมายถึง เงินสดในมือ เช็ค ดราฟต์หรือธนาณัติ หน่วยงานจะรับรู้เงินสดในราคาตามมูลค่าที่ตราไว้ และแสดงรายการดังกล่าวไว้ในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดในงบแสดงฐานะการเงิน
- เงินทดรองราชการ เป็นเงินที่หน่วยงานได้รับจากรัฐบาลเพื่อทดรองจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายปลีกย่อยในการดำเนินงานของหน่วยงานตามวงเงินที่ได้รับอนุมัติ และต้องคืนให้รัฐบาลเมื่อหมดความจำเป็นในการใช้เงิน แสดงไว้เป็นเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ซึ่งมียอดตรงกันข้ามกับรายการเงินทดรองราชการรับจากคลังภายใต้หัวข้อหนี้สินไม่หมุนเวียน
- 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 ปี
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	5 ปี
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	5 ปี
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	5 ปี
ครุภัณฑ์เกษตร	5 ปี
ครุภัณฑ์โรงงาน	5 ปี
ครุภัณฑ์ก่อสร้าง	2 ปี
ครุภัณฑ์สำรวจ	8 ปี
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์	5 ปี
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	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 บันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงาน ทางการเงิน โดยวิธีเส้นตรงตามอายุการให้ประโยชน์โดยประมาณ ดังนี้

	อายุการให้ประโยชน์
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	2 - 5 ปี
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนไม่ระบุรายละเอียด	2 - 5 ปี

3.6 สัญญาเช่าดำเนินงาน

สัญญาเช่าระยะยาวเพื่อเช่าสินทรัพย์โดยที่ความเสี่ยงและผลตอบแทนของความเป็นเจ้าของส่วนใหญ่ไม่ได้โอนมาให้หน่วยงานในฐานะผู้เช่าถือเป็นสัญญาเช่าดำเนินงาน จำนวนเงินที่จ่ายตามสัญญาเช่าดำเนินงานรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงินตามวิธีเส้นตรงตลอดอายุของสัญญาเช่า

3.7 ประมาณการหนี้สิน

ประมาณการหนี้สิน หมายถึง หนี้สินที่มีความไม่แน่นอนเกี่ยวกับจังหวะเวลา หรือจำนวนที่ต้องจ่ายชำระ แต่เป็นภาระผูกพันในปัจจุบันตามกฎหมายหรือข้อตกลงที่จัดทำไว้ อันเป็นผลสืบเนื่องจากเหตุการณ์ในอดีต ซึ่งมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนที่หน่วยงานจะต้องจ่ายชำระภาระผูกพันนั้นในอนาคต และสามารถประมาณมูลค่าภาระผูกพันนั้นได้อย่างน่าเชื่อถือ หน่วยงานจะรับรู้ประมาณการหนี้สินด้วยจำนวนประมาณการที่ดีที่สุดของรายจ่ายที่จะต้องจ่าย ณ วันที่ในงบแสดงฐานะการเงินเพื่อชำระภาระผูกพันนั้น

3.8 รายได้จากเงินงบประมาณ

รายได้จากเงินงบประมาณรับรู้ตามเกณฑ์ ดังนี้

1) กรณีที่เบิกจ่ายเงินเข้าบัญชีหน่วยงานเพื่อนำไปจ่ายต่อให้แก่ผู้มีสิทธิรับเงินของหน่วยงานรับรู้รายได้จากเงินงบประมาณเมื่อได้ส่งคำขอเบิกเงินกับคลัง

2) กรณีที่เบิกหักผลักส่งหรือเบิกจ่ายตรงจากรัฐบาลให้แก่ผู้มีสิทธิรับเงินของหน่วยงานโดยหน่วยงานไม่ได้รับตัวเงิน รับรู้รายได้จากเงินงบประมาณเมื่อได้รับอนุมัติคำขอเบิกเงินจากคลัง

3.9 รายได้แผ่นดิน

รายได้แผ่นดิน เป็นรายได้ของรัฐบาลที่หน่วยงานได้รับและจะต้องนำส่งคลัง หน่วยงานรับรู้เงินรายได้แผ่นดินเมื่อได้รับรายได้และเนื่องจากรายได้แผ่นดินเป็นรายได้ที่หน่วยงานไม่สามารถนำมาใช้จ่ายในการดำเนินงานได้ ดังนั้น ณ วันสิ้นสุดรอบระยะเวลารายงาน หน่วยงานจะปิดบัญชีรายได้แผ่นดินและบัญชีรายได้แผ่นดินนำส่งคลังไปเข้าบัญชีรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง เพื่อแสดงภาระผูกพันที่หน่วยงานจะต้องนำเงินส่งคลังในงวดบัญชีถัดไป

3.10 รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค เป็นส่วนหนึ่งของรายการโอนตามมาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 23 เรื่อง รายได้จากรายการไม่แลกเปลี่ยน คือ การโอนทรัพยากรจากหน่วยงานหนึ่งไปยังอีกหน่วยงานหนึ่งโดยไม่ได้ให้สิ่งตอบแทนที่มีมูลค่าใกล้เคียงกันเป็นการแลกเปลี่ยน และไม่ใช่รายการทางภาษี

รายได้จากการอุดหนุนและบริจาคที่มีเงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอนรับรู้เป็นรายได้รอการรับรู้เมื่อได้รับเงินและทยอยรับรู้เป็นรายได้เมื่อได้ทำตามเงื่อนไขที่กำหนด สำหรับรายได้จากการอุดหนุนและบริจาคที่ไม่มีเงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอน ไม่ว่าจะมีข้อจำกัดของสินทรัพย์ที่โอนหรือไม่ รับรู้เป็นรายได้เมื่อได้รับสินทรัพย์รับโอนที่เป็นไปตามเกณฑ์การรับรู้สินทรัพย์

ข้อจำกัดของสินทรัพย์ที่โอน ไม่รวมถึงข้อกำหนดให้ต้องคืนสินทรัพย์ที่รับโอนหรือประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการอื่นที่ต้องคืนให้แก่ผู้โอน ถ้าไม่ใช้สินทรัพย์ตามที่ระบุไว้ ดังนั้น เมื่อเริ่มมีสิทธิควบคุมสินทรัพย์ภายใต้ข้อจำกัด ผู้รับโอนไม่ได้มีภาระผูกพันในปัจจุบันที่จะต้องโอน ประโยชน์เชิงเศรษฐกิจหรือศักยภาพในการให้บริการแก่บุคคลที่สามเมื่อผู้รับโอนทำผิดข้อจำกัด ผู้โอนหรือฝ่ายอื่นอาจมีทางเลือกในการใช้บทลงโทษต่อผู้รับโอน ดังนั้น เมื่อหน่วยงานได้รับสินทรัพย์ตามข้อจำกัดจึงรับรู้รายได้ทันที

เงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอน กำหนดให้หน่วยงานจะต้องใช้ประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการของสินทรัพย์ตามที่ระบุไว้ หรือต้องคืนประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการแก่ผู้โอนในกรณีที่ผิดเงื่อนไขนั้น ดังนั้น หน่วยงานผู้รับโอนสินทรัพย์จึงมีภาระผูกพันในปัจจุบันที่ต้องส่งมอบประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการแก่บุคคลที่สามเมื่อเริ่มมีสิทธิควบคุมสินทรัพย์ที่อยู่ภายใต้เงื่อนไข ทั้งนี้เป็นเพราะผู้รับโอนไม่สามารถหลีกเลี่ยงกระแสไหลออกของทรัพยากร เนื่องจากมีข้อกำหนดให้ใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ในการส่งมอบสินค้าหรือบริการให้แก่บุคคลที่สามหรือไม่เช่นนั้นต้องส่งคืนประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการให้แก่ผู้โอน ดังนั้น เมื่อผู้รับโอนเริ่มรับรู้สินทรัพย์ตามเงื่อนไข จึงเกิดหนี้สินขึ้นด้วย

4. เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
เงินสดในมือ		
เงินทดรองราชการ	1,000,000.00	1,000,000.00
เงินฝากสถาบันการเงิน		
เงินฝากธนาคารเพื่อนำส่งคลัง	1,540,210,355.83	112,029,135.52
เงินฝากกระแสรายวัน		
- เงินในงบประมาณ	612,988.87	49,885.00
- เงินนอกงบประมาณ	-	2,025,019.41
เงินฝากออมทรัพย์	280,467,789.13	82,347,221.99
เงินฝากคลัง	11,218,223,369.09	905,091,613.23
รวมเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	**13,040,514,502.92**	**1,102,542,875.15**

เงินฝากธนาคารเพื่อนำส่งคลัง จำนวน 1,540,210,355.83 บาท ประกอบด้วย เงินรายได้ค่าภาคหลวงรอนำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน จำนวน 1,526,332,444.09 บาท และเงินรายได้ค่าภาคหลวงที่จัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 13,877,911.74 บาท ข้อมูลเงินฝากธนาคารเพื่อนำส่งคลัง ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 ที่นำมาเปรียบเทียบได้จัดประเภทรายการใหม่จากเดิมที่แสดงรายการเป็นเงินสดในมือ เพื่อให้สอดคล้องกับข้อเท็จจริงและการเปิดเผยข้อมูลในรายงานการเงินประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2565

เงินฝากออมทรัพย์ จำนวน 280,467,789.13 บาท ประกอบด้วย เงินรับฝากอื่น ซึ่งได้รับจากเงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม เพื่อสนับสนุนการฝึกอบรมและให้ทุนการศึกษาและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามโครงการสัมปทานปิโตรเลียม รวมทั้งการจัดซื้อตำราข้อมูลและเครื่องมือหรืออุปกรณ์ทางเทคนิค จำนวน 117,730,715.13 บาท และเงินรับฝากอื่นระยะยาว จำนวน 162,737,074.00 บาท เพื่อเก็บรักษาหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม

เงินฝากคลัง จำนวน 11,218,223,369.09 บาท เป็นเงินนอกงบประมาณที่มีข้อจำกัดในการใช้จ่าย เพื่อจ่ายต่อไปให้บุคคลหรือหน่วยงานอื่นตามวัตถุประสงค์ที่ระบุไว้ในกฎหมายอันเป็นที่มาของเงินฝากคลังนั้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีหน้าที่ถือไว้จ่ายตามวัตถุประสงค์ของเงินฝากคลัง ประกอบด้วย

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม (00911)	31,827,939.39	31,827,939.39
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม (00912)	302,215,172.41	299,552,509.70
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล (00913)	2,416,773.27	2,416,773.27
เงินรับฝากค่าภาคหลวงรอจัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (00914)	839,076,195.57	527,389,360.92
บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ (00974)	10,021,007,113.00	21,573,601.00
เงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901)		
- ค่าสงวนพื้นที่	18,580,000.00	18,508,000.00
- เงินประกันสัญญา	2,252,049.45	2,823,428.95
- เงินโอนขายบิล จากสำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน	848,126.00	1,000,000.00
รวมเงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901)	21,680,175.45	22,331,428.95
รวมเงินฝากคลัง	**11,218,223,369.09**	**905,091,613.23**

5. ลูกหนี้อื่นระยะสั้น

ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ แยกตามอายุหนี้ ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ	86,500.00	154,385.00
ลูกหนี้เงินยืมนอกงบประมาณ	176,974.00	-
ลูกหนี้อื่น - บุคคลภายนอก	19,431,731.03	-
รายได้ค้างรับ - บุคคลภายนอก	804,475.40	-
รายได้ค้างรับจากกรมบัญชีกลาง	741,298.36	892,862.87
รวมลูกหนี้อื่นระยะสั้น	**21,240,978.79**	**1,047,247.87**

ลูกหนี้เงินยืมนอกงบประมาณ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ แยกตามอายุหนี้ ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	ยังไม่ถึงกำหนดชำระ	เกินกำหนดชำระไม่เกิน 15 วัน	เกินกำหนดชำระเกินกว่า 15 วัน	รวม
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ				
ปี 2565	86,500.00	-	-	86,500.00
ปี 2564	154,385.00	-	-	786,887.00

ลูกหนี้เงินยืมนอกงบประมาณ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ แยกตามอายุหนี้ ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	ยังไม่ถึงกำหนดชำระ	เกินกำหนดชำระไม่เกิน 15 วัน	เกินกำหนดชำระเกินกว่า 15 วัน	รวม
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ				
ปี 2565	176,974.00	-	-	176,974.00
ปี 2564	-	-	-	-

ลูกหนี้อื่น - บุคคลภายนอก

ลูกหนี้อื่น - บุคคลภายนอก จำนวน 19,431,731.03 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการชดใช้ทุนการศึกษากรณีผิดสัญญา ซึ่งมีกำหนดผ่อนชำระภายใน 1 ปี ได้บันทึกคู่กับบัญชีหนี้สินหมุนเวียนอื่นตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ที่ กค 0423.3/ว 427 ลงวันที่ 25 พฤศจิกายน 2552 เรื่อง แนวปฏิบัติในการบันทึกรายการบัญชีเกี่ยวกับลูกหนี้ความรับผิดทางแพ่งและทางละเมิดในระบบ GFMIS

6. ลูกหนี้ระยะยาว

ลูกหนี้อื่นระยะยาว เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาลาศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ จำนวน 5,024,128.83 บาท อยู่ระหว่างฟ้องคดีที่ศาลปกครองเพื่อให้ชดใช้ทุนและค่าปรับ จึงได้บันทึกคู่กับบัญชีหนี้สินระยะยาวตามหมายเหตุข้อ 13 ปัจจุบันมีคดีพิพาทเกี่ยวกับหน่วยงานทางปกครองและเจ้าหน้าที่ของรัฐกระทำโดยไม่ชอบด้วยกฎหมายระหว่างผู้ฟ้องคดี ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ยื่นอุทธรณ์ต่อศาลปกครองสูงสุด เป็นคดีหมายเลขดำที่ อ.1017/2558 และคดีหมายเลขดำที่ อ.1698/2559 อยู่ระหว่างการพิจารณาของศาลปกครองสูงสุด

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

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้าง		
อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้าง	24,211,508.23	24,211,508.23
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(18,813,798.73)	(17,209,433.05)
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง - สุทธิ	**5,397,709.50**	**7,002,075.18**
อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้างไม่ระบุรายละเอียด	13,549,990.00	13,549,990.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(8,029,238.00)	(7,704,488.00)
อาคารและสิ่งปลูกสร้างไม่ระบุรายละเอียด - สุทธิ	**5,520,752.00**	**5,845,502.00**
รวม อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้าง (สุทธิ)	**10,918,461.50**	**12,847,577.18**
ครุภัณฑ์		
ยานพาหนะ	14,088,158.00	14,088,158.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(14,000,609.04)	(13,751,009.04)
ยานพาหนะ – สุทธิ	**87,548.96**	**337,148.96**
ครุภัณฑ์	140,680,688.10	122,760,210.01
ซื้อเพิ่ม	-	17,918,300.00
รับโอนจากหน่วยงานอื่น	-	2,178.09
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(115,730,501.03)	(108,650,908.45)
ครุภัณฑ์ - สุทธิ	**24,950,187.07**	**14,109,301.56**
ครุภัณฑ์ไม่ระบุรายละเอียด	32,959,031.97	32,959,031.97
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(32,958,940.97)	(32,958,940.97)
ครุภัณฑ์ไม่ระบุรายละเอียด - สุทธิ	**91.00**	**91.00**
งานระหว่างก่อสร้าง	-	-
ซื้อเพิ่ม	63,130.00	-
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	-	-
งานระหว่างก่อสร้าง - สุทธิ	**63,130.00**	**-**
รวม ครุภัณฑ์ (สุทธิ)	**25,100,957.03**	**14,446,541.52**
รวม อาคารและสิ่งปลูกสร้าง/ครุภัณฑ์ (สุทธิ)	**36,019,418.53**	**27,294,118.70**

หมายเหตุ : ราคาทุน/ค่าเสื่อมราคาสะสม/มูลค่าตามบัญชี ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2564 และ ณ วันที่ 30 กันยายน 2565

8. สินทรัพย์ไม่มีตัวตน – สุทธิ

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	127,495,233.89	118,333,716.14
ซื้อเพิ่ม	-	6,946,100.00
จัดประเภท/โอนออก	-	2,215,417.75
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	(119,160,182.88)	(106,197,564.56)
โปรแกรมคอมพิวเตอร์ - สุทธิ	**8,335,051.01**	**12,136,151.58**
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนอื่น	4,615,083.60	4,615,083.60
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	(4,615,072.60)	(4,615,072.60)
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนอื่น – สุทธิ	**11.00**	**11.00**
งานระหว่างดำเนินการ	1,634,917.76	2,215,417.75
ซื้อเพิ่ม	-	1,634,917.76
จัดประเภท/โอนออก	-	(2,215,417.75)
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	-	-
งานระหว่างดำเนินการ - สุทธิ	**1,634,917.76**	**2,215,417.75**
รวม สินทรัพย์ไม่มีตัวตน (สุทธิ)	**9,969,979.77**	**14,351,580.33**

หมายเหตุ : ราคาทุน/ค่าตัดจำหน่ายสะสม/มูลค่าตามบัญชี ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2564 และ ณ วันที่ 30 กันยายน 2565

9. รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง

รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง จำนวน 1,527,136,919.49 บาท กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดเก็บรายได้แผ่นดินในปีงบประมาณ 2565 แต่นำส่งคลังไม่ทันภายในปีงบประมาณที่รับเงินรายได้แผ่นดิน

10. เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
เจ้าหนี้การค้า	5,089,812.32	6,635,516.86
เจ้าหนี้อื่น	161,413.00	1,275.00
ค่าสาธารณูปโภคค้างจ่าย	331,246.16	255,162.18
ใบสำคัญค้างจ่าย	181,970.00	2,144,336.56
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายอื่น	3,335,731.51	4,670.00
รวมเจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	**9,100,172.99**	**9,040,960.60**

11. เงินรับฝากระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
เงินจัดสรรค่าภาคหลวง	852,954,107.31	537,254,029.92
เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานปิโตรเลียม	117,730,715.13	82,347,221.99
เงินประกันอื่น	20,832,049.45	21,331,428.95
รวมเงินรับฝากระยะสั้น	**991,516,871.89**	**640,932,680.86**

เงินจัดสรรค่าภาคหลวง จำนวนทั้งสิ้น 3,270,423,311.22 บาท จัดสรรให้กับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 2,417,469,203.91 บาท คงเหลือ 852,954,107.31 บาท

เงินประกันอื่น ประกอบด้วย เงินประกันสัญญา จำนวน 2,252,049.45 บาท และเงินค่าสงวนพื้นที่ จำนวน 18,580,000.00 บาท รวมทั้งสิ้น 20,832,049.45 บาท

12. หนี้สินหมุนเวียนอื่น

หนี้สินหมุนเวียนอื่น จำนวน 19,431,731.03 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาการศึกษาและรับทุน กำหนดผ่อนชำระภายใน 1 ปี ได้บันทึกคู่กับบัญชีลูกหนี้อื่นบุคคลภายนอก

13. หนี้สินระยะยาว

หนี้สินระยะยาว จำนวน 5,024,128.83 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาการศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ ได้บันทึกคู่กับบัญชีลูกหนี้อื่นระยะยาวตามหมายเหตุข้อ 6

14. เจ้าหนี้เงินโอนและรายการอุดหนุนระยะยาว

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม	31,827,939.39	31,827,939.39
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม	302,215,172.41	299,552,509.70
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล	2,416,773.27	2,416,773.27
บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ	10,021,007,113.00	21,573,601.00
เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานปิโตรเลียม	11,471,421.15	6,102,067.32
รวมเจ้าหนี้เงินโอนและรายการอุดหนุนระยะยาว	**10,368,938,419.22**	**361,472,890.68**

บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ จำนวน 10,021,007,113.00 บาท คือเงินที่รับมอบจากผู้รับสัมปทานโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อนำไปจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้างหรือวัสดุอื่นใดสำหรับพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 11,471,421.15 บาท คือเงินที่ใช้จ่ายในการจัดซื้อครุภัณฑ์เพื่อใช้ในการดำเนินงาน

15. เงินรับฝากระยะยาว

เงินรับฝากระยะยาว จำนวน 162,737,074.00 บาท เป็นเงินที่บริษัทผู้รับสัมปทานวางหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม

16. ภาระผูกพัน

- ภาระผูกพันตามสัญญาเช่าดำเนินงาน

หน่วยงานในฐานะผู้เช่ามีจำนวนเงินขั้นต่ำที่ต้องจ่ายในอนาคต ตามสัญญาเช่าดำเนินงานที่ไม่สามารถยกเลิกได้ ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 และ 2564 ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
ไม่เกิน 1 ปี	9,609,228.00	952,428.40
เกิน 1 ปี แต่ไม่เกิน 5 ปี	10,722,456.00	4,452,912.00
รวม	**20,331,684.00**	**5,405,340.40**

- ภาระผูกพันตามสัญญาบริการอื่น ๆ

ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 และ 2564 หน่วยงานมีภาระผูกพันที่เกิดจากสัญญาบริการอื่น ๆ จำแนกตามระยะเวลาของสัญญาได้ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
ไม่เกิน 1 ปี	12,744,000.00	-
เกิน 1 ปี แต่ไม่เกิน 5 ปี	12,744,000.00	-
รวม	**25,488,000.00**	**-**

17. รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสม

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสะสมต้นงวด	9,780,719.50	(1,617,579.74)
หัก รายได้สูง (ต่ำ) กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	(1,689,425.94)	11,398,299.24
รวมรายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสม	**8,091,293.56**	**9,780,719.50**

18. รายได้จากงบประมาณ

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
รายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน		
รายได้จากงบบุคลากร	91,895,013.10	88,362,724.08
รายได้จากงบดำเนินงาน	56,724,575.83	55,878,942.64
รายได้จากงบลงทุน	13,198,900.00	15,968,314.27
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	22,401,566.94	22,519,730.50
รายได้จากงบกลาง	46,735,904.82	81,644,408.06
หัก เบิกเกินส่งคืนงบประมาณ	(6,499,552.26)	(2,455,656.73)
รวมรายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน - สุทธิ	**224,456,408.43**	**261,918,462.82**
รายได้จากงบประมาณปีก่อน ๆ (เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี เบิกจ่ายปีปัจจุบัน)		
รายได้จากงบดำเนินงาน	8,963,604.99	8,323,535.00
รายได้จากงบลงทุน	1,314,709.00	1,276,354.85
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	5,648,829.10	18,948,060.00
รายได้จากงบกลาง	193,985,921.58	52,484,748.47
รวมรายได้จากงบประมาณปีก่อน ๆ	**209,913,064.67**	**81,032,698.32**
รวมรายได้จากงบประมาณ	**434,369,473.10**	**342,951,161.14**

19. รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
รายได้ของหน่วยงานรับเงินจากหน่วยงานอื่น	5,815,600.00	1,175,530.00
รายได้จากการรับโอนสินทรัพย์ระหว่างหน่วยงาน	2,178.09	-
รายได้จากการบริจาค	15,708,269.81	20,524,197.49
รวมรายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	**21,526,047.90**	**21,699,727.49**

20. ค่าใช้จ่ายบุคลากร

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
เงินเดือน	76,911,196.16	74,975,871.44
ค่าล่วงเวลา	34,350.00	30,950.00
เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ	11,425,416.68	9,948,282.56
ค่าจ้าง	3,835,560.00	4,070,220.00
ค่ารักษาพยาบาล	6,500,395.58	7,866,642.16
เงินช่วยการศึกษาบุตร	496,180.00	212,845.00
เงินชดเชยสมาชิก กบข.	1,360,369.33	1,332,621.88
เงินสมทบ กบข.	2,040,553.99	1,998,932.81
เงินสมทบ กสจ.	115,066.80	121,998.60
เงินสมทบกองทุนประกันสังคม	273,274.00	212,053.00
เงินสมทบกองทุนทดแทน	17,561.00	20,636.00
ค่าตอบแทนเหมาจ่ายแทนการจัดหารถประจำตำแหน่ง	849,451.61	898,612.90
รวมค่าใช้จ่ายบุคลากร	**103,859,375.15**	**101,689,666.35**

21. ค่าบำเหน็จบำนาญ

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
บำนาญปกติ	26,471,374.68	25,237,836.21
เงินช่วยค่าครองชีพผู้รับเบี้ยหวัดบำนาญ	1,064,878.68	1,064,878.68
บำเหน็จรายเดือนสำหรับการเบิกเงินบำเหน็จลูกจ้าง	2,177,612.40	1,167,228.00
บำเหน็จดำรงชีพ	1,200,000.00	1,492,131.50
ค่ารักษาพยาบาล	4,982,478.20	3,643,493.54
เงินช่วยการศึกษาบุตร	52,400.00	25,000.00
รวมค่าบำเหน็จบำนาญ	**35,948,743.96**	**32,630,567.93**

22. ค่าใช้สอย

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
ค่าใช้จ่ายฝึกอบรม	10,169,479.64	5,611,037.81
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	583,268.94	641,515.00
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	21,475,281.64	12,811,658.75
ค่าแก๊สและน้ำมันเชื้อเพลิง	58,961.07	53,510.10
ค่าจ้างเหมาบริการ	14,705,147.26	22,674,397.00
ค่าธรรมเนียม	144,839,225.30	76,821,112.66
ค่าจ้างที่ปรึกษา	66,360,250.00	42,822,330.00
ค่าใช้จ่ายในการประชุม	1,641,442.00	1,851,667.00
ค่าเช่าอสังหาริมทรัพย์	22,867,120.20	19,355,486.80
ค่าจัดหาสินทรัพย์มูลค่าต่ำกว่าเกณฑ์	583,909.00	530,034.08
ค่าเช่าเบ็ดเตล็ด	1,805,505.37	3,026,993.13
ค่าใช้จ่ายผลักส่งเป็นรายได้แผ่นดิน	9,980.00	47,867.00
ค่าใช้สอยอื่นๆ	765,426.54	361,246.38
รวมค่าใช้สอย	**285,864,996.96**	**186,608,855.71**

บัญชีค่าธรรมเนียม จำนวน 144,839,225.30 บาท เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการระงับข้อพิพาทระหว่างรัฐบาลกับผู้ฟ้องร้อง จำนวน 144,650,705.30 บาท และค่าธรรมเนียมการโอนเงินค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเพื่อจัดสรรให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 188,520.00 บาท

23. ค่าวัสดุ

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
ค่าวัสดุ	1,849,371.41	1,385,280.70
รวมค่าวัสดุ	**1,849,371.41**	**1,385,280.70**

24. ค่าสาธารณูปโภค

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
ค่าบริการไปรษณีย์โทรเลขและขนส่ง	2,664,996.34	2,065,825.66
ค่าไฟฟ้า	3,088,013.15	3,102,334.70
ค่าประปา	5,275.40	5,484.18
ค่าโทรศัพท์	1,026,247.99	1,040,542.59
รวมค่าสาธารณูปโภค	**6,784,532.88**	**6,214,187.13**

25. ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	1,929,115.68	1,929,115.67
อุปกรณ์	7,329,192.58	6,938,708.36
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	12,962,618.32	17,931,677.54
รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	**22,220,926.58**	**26,799,501.57**

26. รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ปีปัจจุบัน และปีก่อน

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2565

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	-
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ					
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)

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

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบริหารเพื่อรองรับกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น			
ผลผลิต : เพื่อดำเนินการระงับข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการระหว่างราชอาณาจักรไทยกับผู้รับสัมปทาน			
งบดำเนินงาน	129,834,688.74	129,834,688.74	-
รวม	129,834,688.74	129,834,688.74	-
ผลผลิต : ค่าใช้จ่ายในการจ้างที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการประเมินสภาพสิ่งติดตั้ง อุปกรณ์การผลิต อุปกรณ์สนับสนุนและทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมในแปลงสำรวจที่กำลังจะสิ้นอายุสัมปทาน			
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	-

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
โครงการที่ 1 : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านการประกอบกิจการปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	28,736,700.00	-	2,619,729.60	25,548,830.00	568,140.40
รวม	28,736,700.00	-	2,619,729.60	25,548,830.00	568,140.40
แผนงานบุคลากรภาครัฐ					
ผลผลิตที่ 1 : รายการค่าใช้จ่ายบุคลากรภาครัฐพัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
งบบุคลากร	88,990,774.00	-	-	88,990,774.00	-
งบดำเนินงาน	363,500.00	-	-	248,064.00	115,436.00
รวม	89,354,274.00	-	-	89,238,838.00	115,436.00
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ					
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริม และการบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบดำเนินงาน	67,398,847.62	-	6,184,362.75	58,258,326.12	2,956,158.75
งบลงทุน	17,286,552.38	-	1,314,709.00	15,968,314.27	3,529.11
รวม	84,685,400.00	-	7,499,071.75	74,226,640.39	2,959,687.86
รวมทั้งสิ้น	**202,776,374.00**	**-**	**10,118,801.35**	**189,014,308.39**	**3,643,264.26**

งบกลาง

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบริหารเพื่อรองรับกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น					
ผลผลิต : เพื่อดำเนินการระงับข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการระหว่างราชอาณาจักรไทยกับผู้รับสัมปทาน					
งบรายจ่ายอื่น	155,621,200.00	129,834,688.74	-	25,786,511.26	-
รวม	155,621,200.00	129,834,688.74	-	25,786,511.26	-
ผลผลิต : ค่าใช้จ่ายในการจ้างที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการประเมินสภาพสิ่งติดตั้ง อุปกรณ์การผลิต อุปกรณ์สนับสนุน และทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมในแปลงสำรวจที่กำลังจะสิ้นอายุสัมปทาน					
งบรายจ่ายอื่น	69,000,000.00	-	58,650,000.00	10,350,000.00	-
รวม	69,000,000.00	-	58,650,000.00	10,350,000.00	-
รวมทั้งสิ้น	**224,621,200.00**	**129,834,688.74**	**58,650,000.00**	**36,136,511.26**	**-**

รายงานฐานะเงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (ก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2564)

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2563			
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ			
ผลผลิต : การส่งเสริมและบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
งบดำเนินงาน	4,745,580.60	4,715,620.60	29,960.00
งบลงทุน	1,276,354.85	1,276,354.85	-
รวม	6,021,935.45	5,991,975.45	29,960.00
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน			
ผลผลิต : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านการประกอบกิจการปิโตรเลียม			
งบรายจ่ายอื่น	7,525,200.00	7,525,200.00	-
รวม	7,525,200.00	7,525,200.00	-
รวมทั้งสิ้น	**13,547,135.45**	**13,517,175.45**	**29,960.00**

งบกลาง

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบริหารเพื่อรองรับกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น			
ผลผลิต : ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเกี่ยวกับกระบวนการอนุญาโตตุลาการระหว่างประเทศ			
งบรายจ่ายอื่น	50,917,519.40	50,917,519.40	-
รวม	50,917,519.40	50,917,519.40	-
รวมทั้งสิ้น	**50,917,519.40**	**50,917,519.40**	**-**

10.5 รายงานรายได้แผ่นดิน
Public Revenue Report
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2565

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ		
รายได้แผ่นดิน - ภาษี (ภาษีทรัพยากรธรรมชาติ รายได้ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม)	38,210,937,445.62	35,218,836,676.49
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	13,982,876,167.51	8,338,887,006.35
รวมรายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ	**52,193,813,613.13**	**43,557,723,682.84**
หัก รายได้แผ่นดินถอนคืนจากคลัง	-	-
รายได้แผ่นดินจัดสรรตามกฎหมาย	-	-
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บสุทธิ	**52,193,813,613.13**	**43,557,723,682.84**
รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	50,666,676,693.64	43,455,559,216.32
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	**1,527,136,919.49**	**102,164,466.52**
ปรับ รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	1,527,136,919.49	102,164,466.52
รายการรายได้แผ่นดินสุทธิ	**-**	**-**

(หน่วย : บาท)

	2565	2564
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี		
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		
รายได้ค่าธรรมเนียมปิโตรเลียม	5,909,801.57	39,135,241.90
รายได้ค่าธรรมเนียมสัมปทาน	443,680.00	376,900.00
รายได้ค่าธรรมเนียมการบริการอื่น	-	-
รายได้ค่าขายหนังสือราชการ	14,388,784.95	60,833.76
รวมรายได้จากการขายสินค้าและบริการ	**20,742,266.52**	**39,572,975.66**
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก		
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝากที่สถาบันการเงิน	2,809,243.33	1,576,582.84
รวมรายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก	**2,809,243.33**	**1,576,582.84**
รายได้อื่น		
รายได้จากการริบทรัพย์และการชดเชยค่าเสียหาย	-	120,641.69
รายได้เงินชดใช้จากการผิดสัญญาการศึกษาและดูงาน	342,340.83	575,585.33
รายได้จากค่าปรับอื่น	12,014.37	23,617,081.01
เงินเหลือจ่ายปีเก่า	323,595.45	265,312.09
รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น	13,958,646,707.01	8,273,158,827.73
รวมรายได้อื่น	**13,959,324,657.66**	**8,297,737,447.85**
รวมรายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	**13,982,876,167.51**	**8,338,887,006.35**

รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น จำนวน 13,958,646,707.01 บาท ส่วนใหญ่เป็นค่าปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไรในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย และส่วนแบ่งกำไรของรัฐ สำหรับผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต

10.6 แบบรายงานการประเมินส่วนราชการตามมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพ ในการปฏิบัติราชการ ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2565

ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564-30 กันยายน 2565

Performance Base	Potential Base	คะแนนรวม	สรุปผลการประเมิน
62.50 คะแนน	30.00 คะแนน	92.50 คะแนน	● ระดับคุณภาพ

ประเด็นการประเมิน	น้ำหนัก	เป้าหมาย			ผลการดำเนินงาน	คะแนน	คะแนนถ่วงน้ำหนัก
		ขั้นต้น (50)	มาตรฐาน (75)	ขั้นสูง (100)			
องค์ประกอบที่ 1 : การประเมินประสิทธิภาพการดำเนินงาน (Performance Based) ร้อยละ 70							
1. ระดับความสำเร็จของการเปิดให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบที่ 24	15	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	100.00	15.00
2. ระดับความสำเร็จของการจัดทำประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเรื่องหลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม	15	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	100.00	15.00
3. ระดับความสำเร็จของการปรับปรุงการแบ่งส่วนราชการ ภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อรองรับการดำเนินงาน ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาจ้างบริการ	15	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	1 (ผลผลิต)	50.00	7.50
4. ระดับความสำเร็จของการพัฒนาระบบบริหารจัดการด้านการประเมินศักยภาพเชื้อเพลิงธรรมชาติ	15	4.00 (แอ่ง)	6.00 (แอ่ง)	8.00 (แอ่ง)	8.00 (แอ่ง)	100.00	15.00
5. ระดับสำเร็จของการจัดทำแนวทางการจัดเก็บรายได้สำหรับการพัฒนาปิโตรเลียมในพื้นที่อ้างสิทธิทับซ้อน ไทย-กัมพูชา (OCA)	10	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	100.00	10.00
องค์ประกอบที่ 2 : การประเมินศักยภาพในการดำเนินงาน (Potential Based) ร้อยละ 30							
6. การพัฒนาองค์การสู่ดิจิตัล : 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	380.00 (คะแนน)	447.74 (คะแนน)	456.69 (คะแนน)	468.25 (คะแนน)	100.00	15.00
น้ำหนักรวม	**100**	**คะแนนรวม**					**92.50**

หมายเหตุ * หมายถึง มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดตัวชี้วัด, ** หมายถึง ปรับลดคะแนนคุณภาพหรือเงื่อนไข

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

MEO
3

11

ภาคผนวก
Appendices

11.1 สถิติย้อนหลัง 5 ปี
5 – Year Look Back

กิจกรรม Activity	2561 2018	2562 2019	2563 2020	2564 2021	2565 2022
สัมปทานปิโตรเลียม **Petroleum Concessions**					
จำนวนสัมปทาน Concessions	39	38	38	36	35
จำนวนแปลงสำรวจ Exploration Blocks	49	48	48	46	50
สัญญาแบ่งปันผลผลิต **Production Sharing Contracts (PSC)**					
จำนวนสัญญา Contracts	-	-	-	-	2
จำนวนแปลงสำรวจ Exploration Blocks	-	-	-	-	2
การสำรวจธรณีฟิสิกส์ **Geophysical Surveys**					
การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 2 มิติ (กม.) 2D seismic surveys (km.)	-	-	-	-	-
การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (ตร.กม.) 3D Seismic surveys (sq.km.)	30	170	-	-	-
การเจาะ **Drilling**					
หลุมสำรวจ (หลุม)[1] Exploratory wells[1]	18	22	9	11	16
หลุมพัฒนา (หลุม) Development wells	581	500	342	271	353
ปริมาณการขาย **Sale Volume**					
ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Bcf)	1,112	1,059	965	906	867
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	34.7	34.1	27.9	26.8	20
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	49.5	49.7	45.6	37.3	28.3

กิจกรรม Activity	2561 2018	2562 2019	2563 2020	2564 2021	2565 2022
รายได้ของรัฐ (ระบบสัมปทาน) **Govt. Revenue (Concession)**					
มูลค่าปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Value (billion baht)	378.4	375.5	274.3	301.1	300
ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Royalty (billion baht)	45.1	45.1	33	35.7	35.3
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (พันล้านบาท)[2] SRB (billion baht)[2]	0.465	1.1	0.015	0.014	0.866
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (พันล้านบาท)[2] Petroleum Income tax (billion baht)[2]	66.8	84.1	70.9	49.9	63.1
รายได้ของรัฐ (ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต) **Govt. Revenue (PSC)**					
มูลค่าปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Value (billion baht)	-	-	-	-	30.3
ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Royalty (billion baht)	-	-	-	-	3
ส่วนแบ่งกำไร (พันล้านบาท) Profit Sharing (billion baht)	-	-	-	-	8.3
การจัดสรรค่าภาคหลวง (ล้านบาท) **Royalty Allocation (Million Baht)**					
องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม TAOs in producing areas	852.64	845.65	518.42	720.35	1,009
อบต. และเทศบาลทั่วประเทศ TAOs and other municipalities nationwide	852.64	845.65	518.42	720.35	1,009
องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) PAOs in producing areas	852.64	845.65	518.42	720.35	1,009
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ 31 ธันวาคม[3] **Proved Reserves at December 31[3]**					
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Tcf)	6.41	6.05	4.88	3.44	4.65
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	166.1	155.72	127.21	86.42	131.29
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	156.4	136.88	125.54	94.67	76.70

[1] รวมหลุมประเมินผล
[1] Including appraisal wells
[2] จัดเก็บในเดือนพฤษภาคมถึงสิงหาคมของปีถัดไป
[2] Collected in May to August of the following year
[3] รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
[3] Including half of MTJDA

11.2 ปริมาณ 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	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Erawan															
Sales (MMCF)	614,049.61	995,249.96	960,353.57	173,763.27	69,466.97	79,201.12	68,161.81	72,903.28	66,143.68	53,057.31	57,549.79	59,027.43	54,100.56	9,721.38	3,332,749.74
Value (MMBaht)	34,280.72	59,180.99	111,686.21	31,103.86	15,610.86	17,419.65	14,380.90	12,808.29	10,979.17	9,632.16	10,555.72	9,857.98	7,825.98	1,215.08	346,537.56
Royalty (MMBaht)	4,303.03	7,397.61	13,960.77	3,887.98	1,951.36	2,177.46	1,797.61	1,601.04	1,372.40	1,204.02	1,319.46	1,232.25	978.25	151.89	43,335.11
Baanpot + South Satun + S Baanpot															
Sales (MMCF)	76,693.50	239,899.98	213,285.24	57,893.21	24,056.60	25,588.68	26,770.84	23,063.60	25,693.23	26,440.88	29,237.09	33,017.17	25,365.42	5,442.83	832,448.26
Value (MMBaht)	4,439.66	16,545.39	27,432.14	11,875.76	5,326.94	5,618.97	6,084.92	4,278.40	4,400.42	4,927.03	5,659.54	5,958.88	3,956.44	842.23	107,346.71
Royalty (MMBaht)	554.95	2,068.14	3,429.02	1,484.47	665.87	702.37	760.62	534.80	550.05	615.88	707.44	744.86	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	130,451.29	70,828.67	119,403.26	112,758.09	121,267.96	109,267.07	108,460.11	108,276.06	87,942.39	60,973.23	11,955.37	2,787,378.49
Value (MMBaht)	19,128.17	52,599.29	81,759.86	27,910.72	16,855.61	27,953.48	26,175.65	23,424.65	18,769.04	19,216.22	21,354.39	17,190.13	10,337.38	2,234.19	364,908.79
Royalty (MMBaht)	2,391.02	6,574.96	10,220.11	3,488.84	2,106.95	3,494.19	3,271.96	2,928.08	2,346.13	2,402.03	2,669.30	2,148.77	1,292.17	279.27	45,613.78
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	178,261.20	117,286.25	124,882.95	135,035.80	125,491.57	124,501.98	115,360.70	122,616.11	110,723.30	69,360.50	9,815.13	2,036,262.09
Value (MMBaht)	9,160.55	18,860.54	42,306.50	35,535.02	24,479.72	26,610.35	27,892.21	21,596.99	19,494.43	19,161.16	21,224.27	17,942.35	9,376.95	904.92	294,545.97
Royalty (MMBaht)	1,145.07	2,357.18	5,288.31	4,441.88	3,059.97	3,326.29	3,486.53	2,699.62	2,436.80	2,395.15	2,653.03	2,242.79	1,172.12	113.33	36,818.08
Funan + Jakrawan + West Jakrawan + Gomin + Dara + S Gomin															
Sales (MMCF)	0.00	669,706.46	930,856.38	177,618.54	101,565.86	80,310.74	80,730.44	86,408.84	96,435.74	96,825.27	97,026.96	80,432.69	63,397.14	9,692.96	2,571,008.01
Value (MMBaht)	0.00	47,703.06	114,118.41	36,454.21	22,969.80	17,988.16	18,284.51	16,205.81	16,507.54	17,380.23	18,590.80	15,098.42	10,373.72	1,805.60	353,480.27
Royalty (MMBaht)	0.00	5,962.84	14,264.80	4,556.78	2,871.22	2,248.52	2,285.56	2,025.73	2,063.44	2,172.53	2,323.85	1,887.30	1,296.71	225.70	44,184.99
Pailin + Morakot+North Pailin + North West Moragot + South Pailin															
Sales (MMCF)	0.00	81,689.02	1,212,690.63	274,699.68	137,316.85	136,366.95	111,448.07	119,757.24	126,766.58	148,658.50	149,283.84	120,387.63	143,716.73	146,683.80	2,909,465.52
Value (MMBaht)	0.00	7,329.23	189,198.51	54,671.73	35,813.85	38,151.98	30,855.05	30,335.57	21,961.01	23,039.91	26,869.60	23,580.10	25,543.54	25,456.39	532,806.48
Royalty (MMBaht)	0.00	916.15	23,649.81	6,833.97	4,476.73	4,769.00	3,856.88	3,791.95	2,745.13	2,879.99	3,358.70	2,947.51	3,192.94	3,182.05	66,600.81
Yala 10A + Yala U2 + Yala U3															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	182,606.64	56,143.47	28,976.57	21,415.34	24,083.14	15,452.65	12,724.91	15,242.02	15,846.25	14,482.85	8,252.51	3,469.55	398,695.91
Value (MMBaht)	0.00	0.00	23,118.51	10,820.45	6,020.79	4,508.66	4,943.16	2,647.08	1,994.85	2,502.44	2,688.19	2,279.45	1,093.35	520.36	63,137.29
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	2,889.81	1,352.56	752.60	563.58	617.89	330.89	249.36	312.81	336.02	284.93	136.67	65.05	7,892.16
Bongkot + Bongkot South															
Sales (MMCF)	0.00	981,419.17	2,065,079.60	497,845.96	324,506.28	317,757.84	330,447.49	324,546.86	312,592.20	359,867.74	292,329.58	279,025.83	309,012.57	495,885.59	6,890,316.70
Value (MMBaht)	0.00	76,698.06	326,174.82	115,988.35	80,620.92	79,736.02	73,566.77	59,278.07	62,353.94	63,375.67	68,263.49	57,800.75	64,607.40	63,679.39	1,192,143.65
Royalty (MMBaht)	0.00	9,587.25	40,771.85	14,498.54	10,077.61	9,967.00	9,195.85	7,409.76	7,794.24	7,921.96	8,532.94	7,235.98	8,075.92	7,960.88	149,029.79
Arthit															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	371,206.41	215,096.87	81,448.42	79,644.42	77,803.54	80,285.14	79,197.33	78,397.95	82,421.87	81,666.87	87,232.12	107,313.83	1,421,714.77
Value (MMBaht)	0.00	0.00	55,187.03	38,722.67	19,202.26	18,921.67	18,428.89	16,485.00	14,339.55	15,394.30	17,167.71	16,303.99	16,082.55	26,453.45	272,689.06
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	6,898.38	4,840.33	2,400.28	2,365.21	2,303.61	2,060.62	1,792.44	1,924.29	2,145.96	2,038.00	2,010.32	3,306.81	34,086.27
Sirikit + Sirikit West + Pru Krathiam															
Sales (MMCF)	52,656.31	136,727.29	124,185.67	14,479.51	9,541.05	10,336.74	9,370.63	8,126.02	7,650.43	5,795.67	3,560.77	2,519.02	2,805.18	2,794.81	390,549.10
Value (MMBaht)	1,838.35	7,115.32	7,570.40	792.13	474.72	519.59	513.75	608.33	1,021.57	755.32	634.04	486.97	553.01	598.34	23,481.83
Royalty (MMBaht)	229.79	898.40	946.30	99.02	59.34	64.95	64.22	76.04	127.70	94.42	79.25	60.87	95.18	74.79	2,970.27
Nam Phong															
Sales (MMCF)	26.46	249,578.55	127,857.75	10,838.82	4,854.87	4,334.41	4,391.06	4,047.59	3,331.08	3,045.42	3,014.13	2,966.09	2,741.87	2,589.10	423,617.21
Value (MMBaht)	0.86	14,502.04	17,180.29	2,549.79	1,081.19	939.75	582.74	463.50	476.74	520.45	442.55	319.60	445.22	567.96	40,072.67
Royalty (MMBaht)	0.11	1,812.75	2,147.54	318.72	135.15	117.47	72.84	57.94	59.59	65.06	55.32	39.95	55.65	71.00	5,009.08

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Tantawan															
Sales (MMCF)	0.00	71,808.51	144,858.85	10,461.39	2,105.86	2,379.29	4,700.70	11,716.50	2,178.52		0.00	0.00	0.00	0.00	250,209.63
Value (MMBaht)	0.00	7,094.31	15,824.22	1,775.97	365.77	412.02	631.49	1,444.00	286.48	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	27,834.26
Royalty (MMBaht)	0.00	718.10	2,153.12	227.66	45.78	51.13	77.55	182.81	35.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3,491.85
Benchamas+Benchamas North+ Maliwan + Jarmjuree															
Sales (MMCF)	0.00	43,367.56	522,980.56	83,147.11	36,092.18	30,567.18	29,999.47	31,921.84	28,696.46	23,608.05	23,131.15	16,950.47	13,125.93	14,329.47	897,917.43
Value (MMBaht)	0.00	3,957.16	68,152.04	15,759.84	6,746.42	5,765.95	4,567.44	4,145.93	4,001.98	3,589.43	3,673.28	2,192.32	1,735.20	3,343.01	127,630.01
Royalty (MMBaht)	0.00	494.55	9,202.07	2,023.91	849.18	721.08	564.46	524.00	491.20	408.84	425.93	236.01	173.96	316.10	16,431.29
Rajpruek															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	13,354.02	2,659.05	115.26	283.68	210.38	294.99	108.38		0.00	0.00	0.00	0.00	17,025.76
Value (MMBaht)	0.00	0.00	1,728.58	457.40	18.56	47.21	29.98	35.99	14.41	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2,332.14
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	216.07	57.18	2.32	5.90	3.75	4.50	1.80	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	291.52
Sinphuhorm															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	126,634.77	64,371.59	31,970.07	38,393.29	44,044.10	43,327.56	28,365.09	28,657.39	30,817.95	34,334.26	33,004.89	35,313.89	539,234.83
Value (MMBaht)	0.00	0.00	27,172.40	17,650.43	7,888.58	9,627.93	7,276.92	5,183.63	4,252.98	5,122.27	5,052.44	3,917.42	5,261.27	8,559.95	106,966.20
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3,396.55	2,206.30	986.07	1,203.49	909.61	647.95	531.62	640.28	631.56	483.78	663.11	1,069.99	13,370.33
Lanta + Surin															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	3,778.96	1,504.56	634.00	8,844.19	785.16	653.41	787.41	526.52	573.46	548.25	374.02	539.77	19,549.70
Value (MMBaht)	0.00	0.00	652.20	275.54	118.17	239.58	121.14	82.99	109.75	79.76	90.40	72.40	51.16	128.28	2,021.37
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	50.30	18.48	7.25	16.88	8.58	5.48	7.32	4.57	4.95	4.15	2.77	6.66	137.39
Yungthong															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	1,672.96	7,519.72	3,005.49	3,415.52	1,857.97	2,398.60	1,979.85	2,104.13	1,166.52	2,316.16	503.37	334.85	28,275.13
Value (MMBaht)	0.00	0.00	230.44	1,364.08	622.26	713.16	378.21	413.65	305.62	340.54	195.98	368.50	65.75	54.53	5,052.72
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	12.15	76.63	33.36	37.75	19.58	21.62	16.01	17.82	9.80	18.42	3.29	2.71	269.13
Chaba															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	3,381.07	4,980.68	1,524.89	746.39	892.98	2,490.55	3,177.68	2,459.83	2,215.28	1,761.30	4,212.43	3,095.07	30,938.15
Value (MMBaht)	0.00	0.00	464.09	818.38	242.02	110.37	115.04	273.26	386.88	320.20	301.07	183.32	487.25	510.02	4,211.90
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	61.91	105.04	30.36	13.88	14.27	34.54	47.48	35.97	35.25	19.87	49.31	47.38	495.26
Pakarang + Pakarang South															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	30,731.51	25,645.56	14,872.39	25,331.34	28,876.81	32,548.77	43,541.37	37,173.87	30,741.12	17,673.31	2,496.83	289,632.87
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	6,371.32	5,595.12	3,450.90	5,561.30	5,226.67	5,335.22	7,681.39	7,012.84	5,252.68	2,584.29	349.83	54,421.56
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	796.41	699.39	431.36	695.16	653.33	666.90	960.17	876.61	656.58	323.04	43.73	6,802.70
Burapa															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	96.44	115.67	125.08	28.64	15.49	22.83	8.83	0.00	0.00	412.99
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.18	5.47	6.00	1.37	0.73	1.01	0.39	0.00	0.00	19.14
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.27	0.30	0.07	0.04	0.05	0.02	0.00	0.00	0.96
G8/50															
Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	73.70	358.41	224.08	68.88	0.00	0.00	0.00	725.07
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.78	63.20	42.78	14.57	0.00	0.00	0.00	133.34
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	3.16	2.14	0.73	0.00	0.00	0.00	6.67
G12/48															
Sales (MMCF)										43.17	3,459.14	6,355.61	7,558.46	3,964.21	21,380.59
Value (MMBaht)										12.24	932.03	1,511.96	1,804.80	1,116.71	5,377.74
Royalty (MMBaht)										0.61	46.96	78.60	94.83	56.11	277.11
Na sanun East															
Sales (MMCF)										6.10	14.50	0.00	0.00	0.00	20.60
Value (MMBaht)										0.39	0.95	0.00	0.00	0.00	1.34
Royalty (MMBaht)										0.02	0.05	0.00	0.00	0.00	0.07
MGWH G7/50															
Sales (MMCF)												390.58	3,227.48	1,592.52	5,210.58
Value (MMBaht)												76.19	587.16	271.75	935.10
Royalty (MMBaht)												3.81	29.43	13.59	46.82
TOTAL NATURAL GAS															
Sales (MMCF)	1,232,100.08	4,515,940.16	8,018,336.78	1,992,467.43	1,070,941.70	1,098,840.81	1,088,938.68	1,103,229.80	1,062,533.44	1,112,337.70	1,059,806.03	965,597.85	906,637.72	867,030.95	26,094,739.14
Value (MMBaht)	68,848.31	311,585.38	1,109,956.66	410,897.65	250,053.55	258,739.59	240,395.53	204,956.59	187,056.17	193,094.63	210,724.86	180,393.80	162,772.42	138,611.98	3,928,087.12
Royalty (MMBaht)	8,623.97	38,787.94	139,558.87	51,314.70	31,210.78	32,277.71	30,006.81	25,591.65	23,338.55	24,058.57	26,213.17	22,364.48	20,140.23	17,092.31	490,579.72

Condensate

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Erawan															
Sales (MBBL)	22,101.94	33,243.95	35,198.46	7,097.75	2,196.06	2,471.06	1,938.51	2,279.77	2,338.27	2,153.14	1,841.29	1,604.61	1,298.37	261.57	93,922.81
Value (MMBaht)	12,257.33	18,677.07	66,274.84	22,540.90	6,836.80	7,512.69	3,289.20	3,397.72	4,124.32	4,711.13	3,453.87	1,919.48	2,664.27	811.11	146,213.39
Royalty (MMBaht)	1,517.01	2,334.62	8,284.36	2,817.61	854.60	939.09	411.15	424.71	515.54	588.89	431.73	239.94	333.03	101.39	18,276.66
Baanpot + S Baanpot															
Sales (MBBL)	3,111.72	1,691.26	5,633.72	1,909.43	726.84	945.26	1,018.50	892.31	967.95	903.78	1,230.95	1,273.24	967.37	190.53	18,351.11
Value (MMBaht)	1,613.91	1,058.88	12,874.87	6,072.79	2,260.94	2,864.35	1,726.80	1,309.15	1,674.03	1,959.34	2,309.84	1,517.50	1,981.20	589.57	38,199.24
Royalty (MMBaht)	199.92	132.35	1,609.36	759.10	282.62	358.04	215.85	163.64	209.25	244.92	288.73	189.69	247.65	73.70	4,774.89
Satun + South Satun															
Sales (MBBL)	10,286.84	28,642.68	14,296.33	2,454.16	931.52	1,391.12	2,109.30	1,844.95	1,658.46	1,830.93	1,203.24	1,620.20	1,278.83	252.01	59,513.72
Value (MMBaht)	4,924.60	15,728.47	25,828.23	7,849.01	2,886.58	4,156.89	3,659.29	2,804.15	2,913.23	4,025.59	2,249.58	1,901.05	2,656.48	785.29	77,443.83
Royalty (MMBaht)	643.49	1,966.02	3,228.53	981.13	360.82	519.61	457.41	350.52	364.15	503.20	281.20	237.63	332.06	98.16	9,680.44
Platong + Kaphong + SW. Platong + South Platong + SW. Platong U2 + Platong U3 + Dara															
Sales (MBBL)	8,409.88	11,980.88	737.40	2,844.86	2,406.35	2,477.50	4,797.41	4,882.91	5,028.67	3,837.00	3,153.22	1,530.00	915.11	46.87	44,638.17
Value (MMBaht)	4,031.58	6,980.73	796.69	9,209.56	7,550.75	7,377.98	8,244.47	7,133.15	8,797.40	8,296.65	5,884.08	1,920.03	1,777.38	141.60	74,110.47
Royalty (MMBaht)	496.95	872.56	99.59	1,151.19	943.84	922.25	1,030.56	891.64	1,099.68	1,037.08	735.51	240.00	222.17	17.70	9,263.78
Funan															
Sales (MBBL)	0.00	17,218.76	17,036.36	3,045.05	1,145.80	973.61	1,288.32	1,279.61	1,104.32	1,295.56	723.76	991.16	681.88	52.28	46,836.46
Value (MMBaht)	0.00	9,519.40	32,569.72	9,681.20	3,546.81	2,748.22	2,151.84	1,919.73	1,979.82	2,876.10	1,353.88	1,113.58	1,391.57	168.38	71,020.26
Royalty (MMBaht)	0.00	1,189.90	4,071.22	1,210.15	443.35	343.53	268.98	239.97	247.48	359.51	169.24	139.20	173.95	21.05	8,877.51
Jakrawan + West Jakrawan															
Sales (MBBL)	0.00	3,758.65	7,344.75	920.33	1,261.84	759.36	814.27	749.51	1,245.76	963.23	769.14	607.41	654.02	132.69	19,980.96
Value (MMBaht)	0.00	2,560.27	14,924.61	2,929.02	3,914.28	2,290.49	1,409.62	1,103.56	2,160.84	2,088.64	1,426.54	749.50	1,319.52	425.37	37,302.25
Royalty (MMBaht)	0.00	320.01	1,865.58	366.13	489.28	286.31	176.20	137.94	270.11	261.08	178.32	93.69	164.94	53.17	4,662.75
Surat															
Sales (MBBL)	0.00	1,600.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,600.38
Value (MMBaht)	0.00	776.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	776.81
Royalty (MMBaht)	0.00	97.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	97.36
Gomin + S Gomin															
Sales (MBBL)	0.00	3,393.68	6,270.21	2,825.35	983.74	1,058.14	922.75	1,303.90	1,390.89	1,684.75	2,788.93	1,436.19	1,026.42	213.17	25,298.12
Value (MMBaht)	0.00	2,085.75	10,721.51	8,958.66	3,086.24	3,328.80	1,602.25	1,943.52	2,413.13	3,656.86	5,263.80	1,801.60	2,169.08	658.53	47,689.72
Royalty (MMBaht)	0.00	260.69	1,339.03	1,119.83	385.78	416.10	200.28	242.94	301.64	457.11	657.97	225.20	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)	0.00	2,430.88	9,619.17	1,482.66	1,484.27	2,533.49	1,575.45	2,401.30	2,058.81	1,592.10	2,607.59	1,301.12	675.10	125.31	29,887.26
Value (MMBaht)	0.00	2,068.41	16,834.41	4,648.49	4,723.68	7,837.63	2,576.55	3,564.86	3,658.00	3,398.40	4,918.85	1,605.11	1,382.29	392.73	57,609.40
Royalty (MMBaht)	0.00	258.53	2,104.30	581.06	590.46	979.70	322.07	445.61	457.25	424.80	614.86	200.64	172.79	49.09	7,201.16
Plamuk															
Sales (MBBL)	0.00	146.36	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.46	0.00	0.00	0.00	147.73
Value (MMBaht)	0.00	119.60	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.86	0.00	0.00	0.00	121.39
Royalty (MMBaht)	0.00	14.94	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	0.00	15.16
Pailin + Morakot + North Pailin + North West Moragot + South Pailin															
Sales (MBBL)	0.00	5,290.09	53,958.13	11,113.91	5,784.45	6,356.34	5,187.79	5,548.97	5,755.59	6,371.07	6,404.25	4,875.71	5,718.24	5,722.78	128,087.32
Value (MMBaht)	0.00	4,879.21	107,337.55	35,522.14	18,137.97	19,320.06	8,707.97	8,260.37	10,173.34	13,920.25	12,032.84	6,109.38	12,185.60	18,240.87	274,827.54
Royalty (MMBaht)	0.00	609.51	13,417.19	4,440.27	2,267.25	2,415.01	1,088.50	1,032.55	1,271.67	1,740.03	1,504.10	763.67	1,523.20	2,280.11	34,353.05

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Arthit															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	17,395.54	9,667.95	3,382.33	3,428.20	3,438.94	3,417.65	3,547.12	3,783.46	3,903.53	3,891.30	4,536.87	5,866.62	66,259.51
Value (MMBaht)	0.00	0.00	42,412.51	31,438.83	10,841.64	10,474.01	5,769.68	5,077.93	6,232.58	8,294.92	7,414.54	4,805.92	9,787.42	19,589.00	162,138.97
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	5,301.56	3,929.85	1,355.21	1,309.25	721.21	634.74	779.07	1,036.87	926.82	600.74	1,223.43	2,448.63	20,267.37
Bongkot + Bongkot South															
Sales (MBBL)	0.00	23,803.66	64,439.47	17,647.23	11,859.97	10,530.39	10,102.61	9,749.62	9,529.89	9,016.53	8,284.06	7,767.02	8,112.48	6,763.33	197,606.26
Value (MMBaht)	0.00	15,768.02	121,455.44	55,553.63	36,504.58	31,291.30	16,768.22	13,855.13	16,419.62	19,325.73	15,374.53	9,327.71	17,019.10	21,708.01	390,371.02
Royalty (MMBaht)	0.00	1,970.98	15,181.93	6,944.20	4,563.07	3,911.41	2,096.03	1,731.89	2,052.45	2,415.72	1,921.82	1,165.96	2,127.39	2,713.50	48,796.36
Sinphuhorm															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	660.75	295.12	139.39	151.32	168.07	159.22	91.43	89.62	99.49	103.51	94.44	95.30	2,147.65
Value (MMBaht)	0.00	0.00	1,502.86	909.55	410.71	452.38	280.69	236.97	161.79	189.74	172.82	114.94	196.28	281.66	4,910.41
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	187.86	113.69	51.34	56.55	35.09	29.62	20.22	23.72	21.60	14.37	24.54	35.21	613.80
Pakarang + Pakarang South															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	1,282.56	1,083.47	1,160.24	1,223.51	1,039.85	849.42	1,172.95	1,053.42	723.75	446.58	95.19	10,130.93
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	4,170.59	3,422.08	3,630.23	2,136.91	1,574.83	1,540.04	2,558.68	1,969.60	892.58	966.88	298.83	23,161.23
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	521.32	427.76	453.78	267.11	196.85	192.50	319.83	246.20	111.57	120.86	37.35	2,895.15
G12/48															
Sales (MBBL)											40.02	160.08	200.11	80.04	480.25
Value (MMBaht)											70.64	200.92	396.28	274.35	942.19
Royalty (MMBaht)											3.76	11.34	22.06	14.14	51.30
G8/50															
Sales (MBBL)								0.00	18.00	10.00	3.07	0.00	0.00	0.00	31.07
Value (MMBaht)								0.00	29.37	23.31	6.47	0.00	0.00	0.00	59.15
Royalty (MMBaht)								0.00	1.47	1.17	0.32	0.00	0.00	0.00	2.96
Morakot G7/50															
Sales (MBBL)												33.22	213.47	129.61	376.30
Value (MMBaht)												43.57	464.86	412.11	920.54
Royalty (MMBaht)												2.18	23.33	20.61	46.12
TOTAL CONDENSATE															
Sales (MBBL)	43,910.39	133,201.24	232,591.19	62,586.36	33,386.03	34,236.02	34,585.41	35,549.57	35,584.58	34,704.12	34,106.41	27,918.52	26,819.26	20,027.31	789,206.38
Value (MMBaht)	22,827.42	80,222.62	453,534.16	199,484.35	104,123.04	103,285.03	58,323.50	52,181.06	62,277.52	75,325.35	63,902.73	34,022.87	56,358.19	64,777.40	1,430,645.23
Royalty (MMBaht)	2,857.37	10,027.47	56,690.61	24,935.54	13,015.38	12,910.63	7,290.44	6,522.63	7,782.49	9,413.92	7,982.28	4,235.81	6,982.53	8,046.12	178,693.23

Crude Oil (and LPG*)

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Sirikit (LPG)															
Sales (MMKG)*	41.10	1,018.18	946.74	179.03	97.68	93.50	96.53	96.73	88.98	74.29	72.98	66.57	67.74	64.69	3,004.75
Value (MMBaht)	251.51	6,856.25	9,831.40	1,684.41	914.42	927.05	1,275.96	1,338.80	1,230.52	1,026.46	1,008.33	919.78	977.40	1,039.18	29,281.48
Royalty (MMBaht)	31.44	857.02	1,228.93	210.55	114.30	115.88	159.50	167.35	153.82	128.31	126.04	114.97	122.18	129.90	3,660.17
Platong + Platong U3 + South Platong															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	4,086.90	35.91	9.89	70.71	332.21	290.48	657.11	1,152.19	1,924.64	2,046.90	1,347.50	368.18	12,322.60
Value (MMBaht)	0.00	0.00	6,551.73	119.12	32.97	193.46	547.41	412.70	1,190.92	2,726.06	3,958.17	2,735.66	3,025.06	1,271.95	22,765.21
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	818.97	14.89	4.12	24.18	68.43	51.59	148.87	340.76	494.77	341.96	378.13	158.99	2,845.65
Kaphong + Kaphong 10A + Kaphong U3															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	8,590.03	2,882.75	887.80	718.90	1,910.50	3,092.99	2,618.17	2,535.39	2,825.40	1,744.93	662.36	142.22	28,611.43
Value (MMBaht)	0.00	0.00	20,067.58	9,600.90	2,939.68	2,366.72	3,079.01	4,459.84	4,829.33	5,918.80	5,795.46	2,378.64	1,384.20	485.96	63,306.12
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	2,508.45	1,200.11	367.46	295.84	384.88	557.48	603.67	739.85	724.43	297.33	173.02	60.74	7,913.27
Plamuk															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	48,122.25	11,024.43	7,161.39	5,484.01	4,209.56	3,790.77	3,680.12	2,759.72	3,148.59	3,383.29	2,507.43	439.39	95,710.94
Value (MMBaht)	0.00	0.00	107,806.51	37,287.57	23,875.41	17,754.13	7,392.28	5,651.74	6,720.50	6,364.01	6,414.25	4,390.65	5,626.92	1,459.81	230,743.80
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	13,475.81	4,660.95	2,984.43	2,219.27	924.04	706.47	840.06	795.50	801.78	548.83	703.36	182.48	28,842.96
Surat															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	6,779.13	2,708.73	570.47	1,133.41	643.58	294.56	193.46	494.57	481.28	315.37	322.26	46.72	13,983.53
Value (MMBaht)	0.00	0.00	15,238.54	9,148.30	1,911.59	3,594.60	1,139.75	436.56	358.33	1,180.05	979.48	415.07	732.60	168.43	35,303.29
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,904.82	1,143.54	238.95	449.33	142.47	54.57	44.79	147.51	122.43	51.88	91.57	21.05	4,412.91
Yala + Yala 10A + Yala U2 + Yala U3															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	28,544.08	5,277.35	1,927.79	1,261.31	2,050.61	2,085.97	1,547.87	2,366.48	2,315.63	2,297.01	1,365.46	486.31	51,525.85
Value (MMBaht)	0.00	0.00	66,627.53	17,782.80	6,385.38	3,865.45	3,532.86	3,155.12	2,863.51	5,425.03	4,694.77	3,175.26	3,108.56	1,672.23	122,288.51
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	8,328.44	2,222.85	798.17	483.18	441.61	394.39	357.94	678.13	586.85	396.91	388.57	209.03	15,286.06
Pladang + Trat + Satun + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + Pladang_PLCPP2															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	210.73	1.31	0.00	19.72	30.81	93.76	73.33	338.06	299.45	168.73	71.95	28.88	1,336.72
Value (MMBaht)	0.00	0.00	499.72	4.40	0.00	52.31	53.30	148.51	137.43	807.05	630.76	224.15	162.37	102.78	2,822.79
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	62.47	0.55	0.00	6.54	6.66	18.56	17.18	100.88	78.85	28.02	20.30	12.85	352.85
Jasmine															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	33,150.69	11,320.91	4,830.23	5,085.87	4,524.47	4,870.65	4,429.34	4,902.03	4,024.35	3,814.27	3,758.14	3,544.53	88,255.48
Value (MMBaht)	0.00	0.00	77,055.89	36,696.72	15,574.08	16,112.45	7,946.68	6,974.69	7,968.79	9,485.43	8,052.28	5,055.44	8,303.72	12,026.62	211,252.79
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	9,631.99	4,587.09	1,946.76	2,014.06	993.34	871.84	996.10	1,185.68	1,006.53	631.93	1,037.96	1,503.33	26,406.60
Sirikit et al.															
Sales (MBBL)	50,191.72	77,141.28	72,352.20	18,574.40	11,953.53	10,162.57	10,592.81	10,020.90	9,460.38	9,848.34	11,172.89	10,662.61	9,626.45	9,423.64	321,183.71
Value (MMBaht)	24,559.24	40,821.30	129,679.21	58,103.65	35,757.07	29,220.38	16,733.37	13,645.05	15,687.83	20,223.86	20,423.20	13,063.42	19,574.95	29,716.47	467,208.99
Royalty (MMBaht)	3,069.90	5,102.71	16,209.90	7,262.96	4,469.63	3,652.55	2,091.67	1,705.63	1,960.98	2,527.98	2,552.90	1,632.93	2,446.87	3,714.56	58,401.17
Nang Nuan															
Sales (MBBL)	475.75	4,030.71	1,124.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5,630.57
Value (MMBaht)	156.14	1,897.89	2,553.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4,607.82
Royalty (MMBaht)	19.52	237.22	319.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	575.96
Kamphang Saen + U-Thong + Sangkrajai															
Sales (MBBL)	0.00	3,097.05	1,915.24	278.85	120.19	97.35	140.98	134.48	92.49	92.06	83.19	49.31	71.72	78.49	6,251.40
Value (MMBaht)	0.00	1,320.56	3,155.16	879.04	362.68	284.35	226.16	173.38	155.39	195.92	153.60	64.48	157.76	288.27	7,416.77
Royalty (MMBaht)	0.00	65.54	157.75	43.95	18.13	14.22	11.31	8.67	7.77	9.80	7.68	3.22	7.89	14.41	370.35
Bung Ya + Bung Muang + Nong Sa															
Sales (MBBL)	0.00	1,247.72	4,128.91	1,090.56	625.12	550.14	520.71	526.00	415.34	440.05	448.44	401.19	227.14	152.14	10,773.45
Value (MMBaht)	0.00	659.69	7,890.72	3,468.59	1,895.19	1,616.83	851.52	694.55	714.26	948.17	824.95	510.30	475.89	558.85	21,109.51
Royalty (MMBaht)	0.00	32.96	394.54	173.43	94.76	80.84	42.58	34.73	35.71	47.41	41.25	25.52	23.79	27.94	1,055.45
Wichian Buri + Nasanun + WBEXT-3 + POE Na sanun East + Borang North															
Sales (MBBL)	0.00	444.41	8,992.08	1,417.02	458.42	1,303.50	1,781.74	1,315.51	578.77	403.99	265.25	192.51	165.76	182.95	17,501.92
Value (MMBaht)	0.00	215.18	19,322.10	4,338.98	1,331.63	3,544.94	2,822.30	1,628.80	956.13	838.80	470.22	243.35	355.35	634.23	36,702.00
Royalty (MMBaht)	0.00	10.57	1,273.01	219.96	66.58	197.33	168.80	89.90	48.76	41.94	23.51	12.17	17.77	31.71	2,202.00

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Tantawan															
Sales (MBBL)	0.00	8,482.93	19,539.55	2,444.81	1,032.79	575.78	772.92	1,125.11	510.34	142.23	0.00	0.00	0.00	0.00	34,626.45
Value (MMBaht)	0.00	6,977.77	37,445.60	8,462.50	3,542.99	1,856.10	1,348.11	1,668.32	918.15	278.95	0.00	0.00	0.00	0.00	62,498.49
Royalty (MMBaht)	0.00	872.84	5,087.72	1,097.53	451.02	235.51	165.21	212.73	114.46	34.33	0.00	0.00	0.00	0.00	8,271.36
Benchamas + Maliwan + Jarmjuree + Benchamas North + Jarmjuree North															
Sales (MBBL)	0.00	9,576.23	141,791.08	18,310.73	8,660.13	8,984.70	8,239.93	7,837.70	7,769.00	5,921.64	6,424.26	5,200.78	4,207.22	3,520.95	236,444.34
Value (MMBaht)	0.00	11,419.23	280,003.69	62,454.86	29,034.14	29,611.90	14,448.81	11,254.98	13,997.49	13,323.43	13,129.51	7,176.55	9,287.60	12,189.22	507,331.41
Royalty (MMBaht)	0.00	1,490.29	38,033.79	8,048.59	3,652.97	3,703.12	1,782.71	1,426.16	1,722.97	1,521.47	1,528.68	782.59	958.80	1,176.26	65,828.39
Rajapruek + Lanta + Surin															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	14,332.96	5,549.91	1,922.68	2,524.84	2,617.77	2,378.88	2,295.66	1,380.00	1,151.52	1,498.58	1,095.44	785.43	37,533.67
Value (MMBaht)	0.00	0.00	35,254.35	19,010.35	6,478.74	7,999.52	4,580.97	3,418.90	4,155.70	3,088.59	2,318.65	2,065.26	2,414.22	2,726.52	93,511.78
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3,428.03	1,481.19	444.55	581.04	335.67	244.15	286.83	184.85	127.59	119.22	132.09	144.16	7,509.38
Bauluang															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	7,152.53	5,486.63	4,361.89	4,454.82	4,216.12	2,836.29	3,324.90	2,959.67	2,427.19	3,554.30	2,718.79	2,105.21	45,598.34
Value (MMBaht)	0.00	0.00	13,923.21	17,707.15	13,945.16	13,423.88	7,272.27	3,772.41	5,826.93	6,480.13	4,745.78	4,338.95	5,784.73	7,030.47	104,251.07
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,168.01	1,452.45	1,237.37	1,207.28	655.43	300.93	469.31	479.72	348.73	342.51	456.40	550.42	8,668.56
Songkhla															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	4,487.75	10,018.32	7,971.45	5,035.97	4,699.14	4,644.74	3,306.22	2,401.76	2,121.23	698.57	0.00	0.00	45,385.15
Value (MMBaht)	0.00	0.00	9,258.02	32,273.85	25,301.71	15,687.44	7,841.17	6,104.86	6,082.30	5,482.03	4,244.05	967.80	0.00	0.00	113,243.22
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	716.86	3,192.10	2,761.00	1,460.58	729.26	567.48	467.70	373.35	309.61	70.40	0.00	0.00	10,648.32
Yungthong															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	629.05	1,752.70	646.67	631.25	357.99	578.13	482.84	557.40	245.13	169.81	46.39	16.45	6,113.82
Value (MMBaht)	0.00	0.00	1,563.66	6,090.49	2,124.77	2,084.84	646.98	940.03	905.41	1,325.36	504.30	221.18	98.37	61.06	16,566.46
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	83.51	367.85	126.60	117.51	37.42	52.19	51.54	70.20	25.22	11.06	4.92	3.05	951.06
Chaba															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	3,115.29	1,457.51	376.02	493.57	336.94	974.05	937.62	682.27	1,132.37	1,158.67	918.73	341.15	11,924.19
Value (MMBaht)	0.00	0.00	7,518.19	5,059.49	1,242.27	1,608.14	608.41	1,523.03	1,776.55	1,585.88	2,352.84	1,531.04	2,167.46	1,199.91	28,173.20
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,007.83	656.08	156.64	203.43	76.31	193.10	217.56	181.68	275.61	172.61	225.66	122.55	3,489.04
North Kung															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	228.77	959.43	216.40	191.53	242.56	345.94	69.13	22.23	0.00	0.00	0.00	0.31	2,276.29
Value (MMBaht)	0.00	0.00	568.72	3,185.96	716.08	622.36	368.17	473.73	124.24	52.66	0.00	0.00	0.00	1.08	6,113.01
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	71.09	398.25	89.51	77.80	46.02	59.22	15.53	6.58	0.00	0.00	0.00	0.13	764.13
Arunothai															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	8.39	13.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.22
Value (MMBaht)	0.00	0.00	20.14	42.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	63.08
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1.01	2.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.15
Burapa															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	86.88	221.87	218.24	210.09	189.11	200.13	49.51	33.57	54.42	19.35	0.00	4.09	1,287.26
Value (MMBaht)	0.00	0.00	197.50	704.81	662.30	632.53	312.71	270.84	87.63	77.81	102.69	24.16	0.00	13.98	3,086.95
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	9.87	35.24	33.12	31.63	15.64	13.54	4.38	3.89	5.13	1.21	0.00	0.70	154.35
L53A+L53B + L53D + L53G+AA+DD+SouthAA															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	28.68	508.69	323.68	239.45	221.50	189.06	185.12	182.16	773.68	887.95	1,018.29	769.27	5,327.52
Value (MMBaht)	0.00	0.00	61.67	1,592.26	950.14	687.44	342.11	243.30	308.93	379.08	1,330.89	1,111.21	2,186.21	2,705.94	11,899.16
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3.08	79.61	47.51	34.37	17.11	12.16	15.45	18.95	70.45	58.38	117.38	138.68	613.12
Bung Krathiam															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.70	2.22	1.02	0.65	0.00	0.70	0.16	0.21	5.76	0.03	0.00	0.00	11.45
Value (MMBaht)	0.00	0.00	1.63	7.10	3.09	1.74	0.00	0.93	0.28	0.50	10.84	0.04	0.00	0.00	26.15
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.08	0.36	0.15	0.09	0.00	0.05	0.01	0.02	0.54	0.00	0.00	0.00	1.31
L33															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	41.73	109.98	17.31	16.32	14.58	11.73	67.14	126.74	23.66	17.21	7.39	5.00	458.77
Value (MMBaht)	0.00	0.00	96.62	326.66	50.02	45.47	22.64	14.87	117.47	262.57	43.16	21.55	15.75	17.71	1,034.50
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	4.83	16.33	2.50	2.27	1.13	0.74	5.87	13.13	2.16	1.08	0.79	0.89	51.72

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
Nong Phuk Chi															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	5.53	65.37	44.19	108.36	193.69	229.18	380.00	603.62	366.31	242.54	283.27	2,522.07
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	16.98	198.73	130.66	171.20	265.92	386.79	807.59	1,115.73	467.62	524.75	1,041.15	5,127.11
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.85	9.94	6.53	8.56	13.30	19.34	40.38	56.14	23.38	26.24	52.06	256.71
SW. Platong + SW Platong_U2															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	12.02	0.00	0.44	172.65	174.79	179.77	382.38	295.10	471.85	145.15	87.81	1,921.95
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	39.76	0.00	0.92	302.53	275.97	325.37	899.11	596.37	592.31	315.90	312.89	3,661.13
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	4.97	0.00	0.12	37.82	34.50	40.67	112.39	74.55	74.04	39.49	39.11	457.64
Pakarang															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	4.09	0.00	11.62	578.25	1,955.67	2,208.12	2,257.86	1,018.61	1,160.57	625.16	137.69	9,957.62
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	13.48	0.00	34.24	952.92	2,943.22	4,071.67	5,269.53	2,096.11	1,556.60	1,346.67	470.41	18,754.86
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	1.69	0.00	4.28	119.11	367.90	508.96	658.69	262.01	194.58	168.33	58.80	2,344.36
Manora															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	103.83	5,144.16	3,982.12	2,554.71	2,275.61	2,110.01	1,876.04	2,640.92	1,727.63	22,415.02
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	202.03	8,587.87	5,441.49	4,701.87	5,221.25	4,332.89	2,343.40	5,821.02	5,980.74	42,632.57
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.17	798.84	462.83	352.87	390.42	327.87	178.18	444.11	451.64	3,417.93
Wang Phai Sung															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.35	75.10	51.29	7.86	0.00	0.00	0.00	0.00	152.60
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.00	110.16	89.06	16.31	0.00	0.00	0.00	0.00	241.52
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	5.51	4.45	0.82	0.00	0.00	0.00	0.00	12.08
Wassana															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	288.40	2,907.14	1,520.38	1,533.17	1,649.37	676.46	0.00	0.00	8,574.93
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	317.74	2,647.60	2,286.23	3,253.59	3,018.16	689.01	0.00	0.00	12,212.34
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	24.75	206.33	171.13	233.72	231.95	49.87	0.00	0.00	917.74
Nong Yao															
Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	846.04	3,639.43	3,186.74	2,998.34	2,712.63	2,861.06	3,578.85	3,553.16	23,376.24
Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,242.93	5,120.81	5,869.54	7,047.39	5,791.85	3,678.17	8,190.10	12,902.06	49,842.84
Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	82.54	428.14	467.33	531.77	443.61	285.27	644.48	1,014.05	3,897.19
L1/64 Bung Ya															
Sales (MBBL)													2.97	145.51	148.48
Value (MMBaht)													7.43	537.53	544.96
Royalty (MMBaht)													0.37	26.88	27.25
TOTAL CRUDE OIL															
Sales (MBBL)	50,667.47	104,020.34	409,439.68	101,470.49	54,358.47	49,406.54	55,802.75	60,566.45	52,674.17	49,577.96	49,737.68	45,693.65	37,373.99	28,376.38	1,149,166.00
Value (MMBaht)	24,966.89	70,167.87	852,192.86	336,103.11	175,230.24	154,161.87	94,994.15	85,211.13	94,844.56	109,991.40	99,139.30	59,961.05	82,045.00	96,615.44	2,335,624.88
Royalty (MMBaht)	3,120.86	8,669.15	105,930.00	38,576.05	20,116.17	17,229.92	10,370.09	9,262.13	10,152.00	11,600.10	10,656.86	6,450.04	8,630.45	9,846.37	270,610.19
GRAND TOTAL															
TOTAL VALUE (MMBaht)	116,642.62	461,975.87	2,415,683.68	946,485.11	529,406.84	516,186.48	393,713.18	342,348.79	344,178.24	378,411.38	373,766.89	274,377.72	301,175.60	300,004.82	7,694,357.23
TOTAL ROYALTY (MMBaht)	14,602.20	57,484.56	302,179.48	114,826.29	64,342.34	62,418.26	47,667.33	41,376.41	41,273.03	45,072.59	44,852.31	33,050.33	35,753.21	34,984.80	939,883.14

หมายเหตุ

- G7/50 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนกรกฎาคม 2563
- G12/48 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนตุลาคม 2561
- Na sanun East เริ่มมีการขายก๊าซธรรมชาติในเดือนพฤศจิกายน 2561
- G5/43 หยุดผลิตตั้งแต่เดือนมิถุนยายน 2563
- B11 12 13 สิ้นสัมปทาน วันที่ 23 เมษายน 2565
- B15 สิ้นสัมปทาน วันที่ 23 เมษายน 2565

** 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	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
G1/61															
Sales (MMCF)														52,985.81	52,985.81
Value (MMBaht)														7,892.33	7,892.33
Royalty (MMBaht)														789.23	789.23
G2/61															
Sales (MMCF)														50,525.90	50,525.90
Value (MMBaht)														7,796.48	7,796.48
Royalty (MMBaht)														779.65	779.65
TOTAL NATURAL GAS															
Sales (MMCF)														103,511.70	103,511.70
Value (MMBaht)														15,688.81	15,688.81
Royalty (MMBaht)														1,568.88	1,568.88

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
G1/61															
Sales (MBBL)														1,092.02	1,092.02
Value (MMBaht)														3,660.54	3,660.54
Royalty (MMBaht)														366.05	366.05
G2/61															
Sales (MBBL)														1,715.84	1,715.84
Value (MMBaht)														5,825.11	5,825.11
Royalty (MMBaht)														582.51	582.51
TOTAL CONDENSATE															
Sales (MBBL)														2,807.86	2,807.86
Value (MMBaht)														9,485.64	9,485.64
Royalty (MMBaht)														948.56	948.56

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011-2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	TOTAL
G1/61															
Sales (MBBL)														1,524.26	1,524.26
Value (MMBaht)														5,115.14	5,115.14
Royalty (MMBaht)														511.51	511.51
TOTAL CRUDE OIL															
Sales (MBBL)														1,524.26	1,524.26
Value (MMBaht)														5,115.14	5,115.14
Royalty (MMBaht)														511.51	511.51
GRAND TOTAL															
TOTAL VALUE (MMBaht)														30,289.59	30,289.59
TOTAL ROYALTY (MMBaht)														3,028.96	3,028.96

11.3 ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในปี 2565 (รายเดือน)
2022 Production (Monthly)

Monthly Production of Natural Gas in 2022 (MMSCF)

Operator	Block	Field	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group	15763.33	13064.00	13206.40	13,250.66	143.59	141.97
PTTEP	B15-16	Bongkot	14,134.18	14,218.81	15,571.52	16,703.13	10,107.74	8,535.36
PTTEP	B14A-16A	Arthit	8,087.71	9,157.21	9,148.21	11,513.57	10,096.09	9,542.40
PTTEP	B16-17	Bongkot South	12,312.77	10,702.36	11,184.59	14,574.04	12,813.48	12,265.70
PTTEP	G12/48	G12/48	835.44	817.44	413.83	431.57	450.40	443.57
CTEP	B12/27	Pailin, Morakot	13,762.56	12,198.83	12,492.42	15,372.07	10,997.51	13,175.93
COTL	B8/32	Tantawan Group, Benchamas	1,950.27	1,700.32	1,822.27	1,539.61	1,625.91	946.01
COTL	G4/43	Lanta, Surin	45.59	46.75	51.83	43.56	387.59	164.49
Chevron Pattani	G4/48	Yungthong	54.67	49.99	30.08	8.04	20.95	15.27
MP B5	B5/27	Jasmin, Banyen	182.56	151.33	163.39	199.46	179.48	166.41
MP G1	G1/48	Manora	17.02	13.14	13.11	18.01	18.36	19.68
MP G11	G11/48	Nong Yao	99.71	89.99	87.97	115.87	90.67	95.98
Medco	B8/38	Bualuang	0.41	0.36	0.35	0.91	0.86	0.79
PTTEP ED	G1/61	Erawan Group	-	-	-	2,634.75	9,138.03	5,311.36
PTTEP ED	G2/61	Bongkot	-	-	-	1,640.73	6,929.87	6,222.24
Total Offshore			67,246.23	62,210.52	64,186.00	78,045.98	63,000.50	57,047.15
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	881.84	818.24	884.31	725.37	902.92	903.90
EMKEPI	E5	Nam Phong	236.23	210.74	230.08	214.70	221.98	214.17
PTTEP SPH	EU1	Sinphuhorm	3,162.84	2,253.56	3,195.21	3,120.18	3,107.37	2,667.50
CNPCHK	L21/43	Bung Ya West, Nong Sa, Bung Mung West	-	-	-	4.88	5.44	5.47
ECOE	SW1	Wichianburi, Nasanun, Si thep	1.10	0.96	1.09	1.05	1.05	1.01
ECOR	L33/43 L44/43	L33, Nasanun, Borang North	4.38	4.00	4.19	3.97	4.38	4.09
POS	L53/48	L53	2.13	1.84	7.09	4.62	15.18	3.20
CNPCHK	L1/64	L1/64 Bung Ya	-	-	-	4.74	5.11	5.30
UAC	L11/43	Burapa	-	-	-	-	-	-
Total Onshore			4,288.51	3,289.35	4,321.96	4,079.50	4,263.41	3,804.65
Grand Total			71,534.74	65,499.87	68,507.96	82,125.48	67,263.92	60,851.80

Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	Avg., MMSCFD
133.00	131.08	102.06	174.31	170.17	155.34	56435.91	9,842,423.38	154.62
7,865.59	9,298.72	8,532.63	9,548.48	9,539.21	11,125.08	135180.45	23,575,470.29	370.36
10,065.66	10,050.90	8,858.65	10,970.37	10,201.81	10,527.02	118219.60	20,617,497.59	323.89
12,600.79	12,806.10	11,875.99	11,005.57	12,599.24	12,884.44	147625.07	25,745,811.97	404.45
327.57	333.93	277.82	235.22	377.75	314.26	5258.81	917,136.89	14.41
12,699.83	14,376.51	13,775.05	13,548.27	13,135.85	13,096.83	158631.66	27,665,361.21	434.61
1,749.34	1,529.74	1,469.86	1,811.90	1,792.68	1,886.05	19823.94	3,457,295.78	54.31
171.33	113.58	239.05	165.66	144.70	76.31	1650.45	287,838.18	4.52
34.96	23.59	7.95	30.85	26.40	30.54	333.29	58,126.20	0.91
138.60	170.52	221.97	193.87	140.32	134.46	2042.38	356,190.92	5.60
21.16	17.44	16.48	17.19	17.06	18.34	206.99	36,099.90	0.57
89.62	96.35	95.48	96.03	91.08	90.78	1139.53	198,733.69	3.12
0.89	0.99	0.89	0.87	0.81	0.71	8.84	1,541.63	0.02
7,253.51	6,573.91	6,517.35	7,186.86	7,005.32	5,825.71	57446.79	10,018,719.55	227.96
5,677.96	6,571.96	5,030.76	6,550.08	6,329.35	6,567.74	51520.68	8,985,207.35	204.45
58,829.79	62,095.34	57,022.01	61,535.53	61,571.74	62,733.61	755,524.40	131,763,454.52	2,203.80
826.13	776.84	788.15	858.36	818.37	762.45	9,946.89	1,734,737.51	27.25
215.58	213.76	207.11	215.22	204.04	211.77	2,595.37	452,631.95	7.11
2,718.46	3,195.66	3,157.96	2,966.63	2,919.23	2,984.41	35,449.01	6,182,307.19	97.12
5.57	5.33	5.07	4.81	4.43	4.52	45.52	7,939.15	0.12
0.88	0.93	0.86	1.07	1.01	0.96	11.95	2,084.10	0.03
4.48	4.39	4.24	4.49	6.70	4.62	53.94	9,407.56	0.15
3.74	2.52	1.94	0.91	2.75	1.89	47.79	8,335.16	0.13
5.66	5.52	5.35	5.01	4.43	3.80	44.93	7,835.20	0.12
-	-	-	1.50	1.87	1.88	5.25	915.43	0.06
3,780.51	4,204.95	4,170.68	4,057.98	3,962.82	3,976.30	48,200.65	8,406,193.24	132.11
62,610.30	66,300.29	61,192.69	65,593.51	65,534.56	66,709.91	803,725.04	140,169,647.76	2,335.91

Monthly Production of Condensate in 2022 (BBL)

Operator	Block	Field	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22	Jun-22
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group	463,889.00	396,581.00	383,216.13	340,740.52	2,123.24	1,294.36
PTTEP	B15-16	Bongkot	354,506.73	335,332.15	356,341.62	449,298.11	225,561.35	180,133.31
PTTEP	B14A-16A	Arthit	465,561.00	448,558.00	460,381.42	573,325.94	519,264.63	473,067.37
PTTEP	B16-17	Bongkot South	304,419.83	276,516.20	279,331.54	334,882.83	301,075.02	274,449.04
PTTEP	G12/48	G12/48	12,428.50	13,088.20	6,873.25	8,266.87	8,392.54	6,559.87
CTEP	B12/27	B12/27	522,729.00	439,953.00	466,058.19	571,992.43	381,692.00	495,403.00
PTTEP ED	G1/61	Erawan Group	-	-	-	71,326.53	258,775.81	138,545.72
PTTEP ED	G2/61	Bongkot	-	-	-	55,434.24	219,845.23	231,221.59
Total Offshore			2,123,534	1,910,029	1,952,202	2,405,267	1,916,730	1,800,674
PTTEP SPH	EU1	Sinphuhorm	9,088	6,330	9,180	9,012	8,245	6,354
Total Onshore			9,088	6,330	9,180	9,012	8,245	6,354
Grand Total			2,132,623	1,916,358	1,961,383	2,414,279	1,924,975	1,807,028

Note :
- Transition date 23 April 2022
- U-Thong Group/ Kamphaeng Saen ได้แก่ U-Thong/ Kamphaeng Saen/ Sang Kajai/ Bung Krathiam/ Nong Phak Chi
- Na Sanun East/ Bo Rang North ได้แก่ Na Sanun East/ Bo Rang North/ Wichian Buri Extension/ L33/ Wichian Buri Extension East/ Tha Rong East/ Tha Rong North
- Bongkot JV คือ Production ของ B15 ตั้งแต่ 23 เมษายน 2565 (06.00 - 23.59 น.) และ B16 ตั้งแต่ 23 เมษายน 2565 (06.00 น.) - 24 เมษายน 2565 (06.00 น.)
- PTTEP Sole-risk คือ Production ตั้งแต่ 24 เมษายน 2565 (00.00 - 06.00 น.)
- G2/61 คือ Production ตั้งแต่ 24 เมษายน 2565 (00.00 - 06.00 น.)
- แหล่ง Erawan/Baanpot/Satun/Funan/Platong/PlatongII คือ Production ตั้งแต่ 23 เมษายน 2565 (06.00 - 23.59 น.) รวม 18 ชั่วโมง
- แหล่ง Erawan/Baanpot/Satun/Funan/Platong/PlatongII คือ Production ตั้งแต่ 24 เมษายน 2565 (00.00 น.) ถึง 25 เมษายน 2565 (06.00 น.) รวม 30 ชั่วโมง

Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	Avg., MMSCFD
1,911.64	1,030.69	2,256.93	3,391.20	2,978.02	2,547.36	1,601,960.09	1,457,142.90	4,388.93
192,450.52	249,149.22	203,749.30	232,833.30	256,195.91	281,928.93	3,317,480.45	3,017,580.22	9,088.99
495,509.26	498,657.53	433,638.53	518,492.01	499,645.46	506,627.87	5,892,729	5,360,026	16,144
281,507.26	291,529.15	275,925.38	246,488.11	283,366.79	295,067.92	3,444,559	3,133,171	9,437
3,792.82	3,801.85	3,480.43	2,661.74	4,718.90	3,963.51	78,028	70,975	214
471,570.00	526,700.00	519,867.00	513,740.00	491,913.00	473,952.00	5,352,841	4,868,944	14,665
161,145.20	167,583.64	191,875.20	223,796.93	195,178.40	160,623.86	1,568,851	1,427,027	6,226
213,310.42	248,313.06	195,252.27	235,910.45	194,660.55	195,036.95	1,788,985	1,627,261	7,099.15
1,821,197	1,986,765	1,826,045	1,977,314	1,928,657	1,919,748	23,045,434	20,962,127	67,263.37
7,996	7,789	8,455	8,022	7,582	7,745	95,800	87,140	262
7,996	7,789	8,455	8,022	7,582	7,745	95,800	87,140	262
1,829,193	1,994,554	1,834,500	1,985,336	1,936,239	1,927,494	23,141,234	21,049,266	67,526

Monthly Production of Crude Oil in 2022 (BBL)

Operator	Block	Field	Jan-22	Feb-22	Mar-22	Apr-22	May-22
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group	233,866.00	237,705.00	260,232.90	199,610.78	1,123.37
COTL	B8/32	Tantawan Group, Benchamas	381,966.00	304,484.00	289,891.23	356,220.52	347,653.00
COTL	G4/43	Lanta, Surin	69,687.00	66,064.00	70,845.42	6,046.56	57,341.80
Chevron Pattani	G4/48	Yungthong	1,198.00	1,436.00	1,303.35	-	1,757.64
MP B5	B5/27	Jasmin, Banyen	299,702.44	272,439.11	263,482.46	388,814.52	329,784.00
MP G1	G1/48	Manora	162,337.29	124,770.29	115,708.19	149,190.49	145,838.24
MP G11	G11/48	Nong Yao	316,875.00	284,225.00	258,121.16	355,758.36	260,251.52
Medco	B8/38	Bualuang	179,776.00	164,733.00	155,762.19	171,147.57	162,309.00
PTTEP ED	G1/61	Erawan Group	-	-	-	33,885	137,007
Total Offshore			1,645,408	1,455,856	1,415,347	1,660,674	1,443,066
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	790,177	707,772	754,011	704,541	804,266
PTTEP Inter	PTTEP1 L54/43	Kamphaeng Saen, U-Thong, Sang Krajai	25,900	18,577	17,923	17,087	19,635
CNPCHK	L21/43	Bung Ya West, Nong Sa, Bung Mung West	14,147	12,289	13,145	12,542	13,988
ECOE	SW1	Wichianburi, Nasanun, Si thep	2,328	2,087	2,263	2,205	2,230
ECOR	L33/43 L44/43	L33, Nasanun East, Borang North	11,845	11,456	13,220	12,278	11,834
POS	L53/48	L53	77,150	63,399	64,081	62,395	81,195
CNPCHK	L1/64	L1/64 Bung Ya	11,902	11,533	12,662	12,154	13,108
UAC	L11/43	Burapa					
Total Onshore			933,450	827,113	877,305	823,201	946,255
Grand Total			2,578,858	2,282,970	2,292,652	2,483,875	2,389,321
		Fang	18,323.79	17,979.64	19,478.96	19,295.48	19,184.81
		Sirikit (LPG, Ton)	5,648.15	5,278.19	5,653.48	3,943.73	5,608.89

Jun-22	Jul-22	Aug-22	Sep-22	Oct-22	Nov-22	Dec-22	TOTAL	Avg., MMSCFD
1,151.96	904.48	973.82	1,306.75	910.38	2,003.85	1,625.99	941,415.29	2,579.22
203,553.00	410,068.00	371,560.00	366,588.00	439,768.00	425,917.00	442,623.00	4,340,292	11,891
9,825.00	18,489.89	17,547.49	59,963.52	79,323.72	33,806.77	29,125.64	518,067	1,419
1,792.68	3,279.64	1,535.01	1,200.80	2,523.46	2,031.35	1,955.01	20,013	55
321,688.00	281,781.00	307,808.00	322,869.00	314,486.00	273,821.00	266,139.00	3,642,815	9,980
156,952.73	167,749.11	137,654.87	131,169.52	134,660.65	129,731.54	150,470.62	1,706,234	4,675
272,731.71	262,751.91	275,149.32	283,186.75	277,937.15	260,471.20	264,123.61	3,371,583	9,237
149,852.00	167,385.00	187,786.00	168,934.00	164,674.00	152,290.00	154,997.00	1,979,646	5,424
88,193	162,770	140,788	163,464	178,098	201,412	146,025	1,251,642	4,967
1,205,740	1,475,179	1,440,803	1,498,682	1,592,381	1,481,484	1,457,085	17,771,706	50,227
743,688	793,445	785,617	748,452	926,438	875,731	808,238	9,442,376	25,870
43,715	43,141	40,349	36,785	36,258	32,937	33,734	366,040	1,003
14,075	14,335	13,719	13,050	12,372	11,395	13,676	158,731	435
2,182	2,171	2,169	1,909	1,996	1,906	2,073	25,520	70
14,797	14,955	16,030	16,713	17,579	15,817	14,229	170,754	468
65,666	72,085	66,858	58,220	35,316	63,948	74,804	785,117	2,151
13,515	14,387	14,073	13,652	12,632	11,146	9,747	150,511	412
				1,958	1,587	1,212	4,756	58
897,637	954,520	938,816	888,780	1,044,549	1,014,466	957,712	11,103,804	30,421
2,103,377	2,429,699	2,379,619	2,387,462	2,636,931	2,495,950	2,414,797	28,875,510	80,649
18,481.39	18,161.76	18,045.13	18,842.79	16,827.60	17,063.78	17,510.02	219,195.15	600.53
5,633.05	5,770.67	4,915.40	5,613.47	5,766.10	5,404.80	5,324.98	64,560.89	176.88

11.4 บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย
Petroleum Concessionaires in Thailand

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
1. อพิโก แอล แอล ซี 2. บริษัท อพิโก้ (โคราช) จำกัด ชั้น 26 อาคารเอ็มไพร์ ทาวเวอร์ 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 บล๊อค 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 7 แอทธินี ทาวเวอร์ 63 ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 โทรศัพท์ : 0-2309-5799 โทรสาร : 0-2309- 5798	14. Valeura Energy (Gulf of Thailand) Ltd. 15. Valeura Energy (Thailand) Ltd. 7th Floor, Athenee Tower 63 Wireless Road Lumpini, Pathumwan Bangkok 10330 Tel : 0-2309-5799 Fax : 0-2309- 5798

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
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
19. บริษัท นอร์ธเทิร์น กัลฟ์ ปิโตรเลียม พีทีอี จำกัด 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. บริษัท 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. บริษัท เอ็มพี จี6 (ประเทศไทย) จำกัด** **28. บุษราคัม นงเยาว์ ลิมิเต็ด** ชั้น 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. MP G6 (Thailand) Limited** **28. Busrakham Nong Yao Ltd.** 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

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
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
34. บริษัท เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (อีแอนด์พี) ลิมิเต็ด **35. บริษัท 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. บริษัท โททาลเอนเนอร์ยี่ส์ อีพี ไทยแลนด์ ชั้น 12 อาคารเอเชีย เซ็นเตอร์ 173/5 ถนนสาทรใต้ 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. แทป เอ็นเนอร์จี (ประเทศไทย) พีทีวาย แอลทีดี 7 ซอยโชคชัย 4 ซอย 77 ถนนโชคชัย 4 แขวงลาดพร้าว เขตลาดพร้าว กรุงเทพฯ 10230 โทรศัพท์ : 0-2245-0688	**38. Tap Energy (Thailand) Pty Ltd.** 7 Chokchai 4, Soi 77, Chokchai 4 Road Kwang Ladprao, Khet Ladprao Bangkok 10230 Tel : 0-2245-0688
39. บริษัท 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

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน
ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้นที่ 21-22 เลขที่ 555/2 ถนนวิภาวดีรังสิต
แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900 โทรศัพท์ 0-2794-3000 โทรสาร 0-2794-3058
www.dmf.go.th