Department of Mineral Fuels
MINISTRY OF ENERGY

พลังงานเพื่อทุกคน
ENERGY FOR ALL

รายงานประจำปี 2562
Annual Report 2019

พลังงานเพื่อทุกคน
ENERGY
FOR ALL

วิสัยทัศน์
Vision

บริหารจัดการแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ
เพื่อสร้าง และรักษาความมั่นคง
ทางพลังงานของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ

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

พันธกิจ
Mission

ส่งเสริมให้มีการสำรวจ ผลิต และบริหารจัดการ
แหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติแบบบูรณาการ
โดยใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัย และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม
To promote integrated exploration, production, and management of mineral fuel resources by using advanced and environmentally friendly technology.

วัฒนธรรมองค์กร
Organizational Culture

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

สารบัญ
Contents

1 P.20 ภาพรวม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ DMF Overview

2 P.46 สถานการณ์ปิโตรเลียม Petroleum Overview

3 P.52 สัมปทานปิโตรเลียม และรายได้รัฐ Concessions and State Revenue

4 P.66 การลงทุนสำรวจ และผลิตปิโตรเลียม Exploration and Production Investment

5 P.110 การกำกับดูแล ด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม Safety and Environmental Oversight

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

การบริหารจัดการข้อมูล
สารสนเทศปิโตรเลียม
และเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Petroleum Data and
Information Management

6
P.120

7
P.134

8
P.140

9
P.146

10
P.172

ผลการดำเนินงาน/งบการเงิน
Financial Statements/
Performance
Outcomes

กิจกรรมเพื่อสังคม
และการสร้างเครือข่าย
Social Activities
and Networking

ภาคผนวก
Appendices

สารจากอธิบดี
MESSAGE FROM THE DIRECTOR GENERAL

MTJA (Malaysia-Thailand Joint Authority) ถือเป็นผลงานความร่วมมือระหว่างประเทศในการแก้ไขปัญหาพื้นที่ทับซ้อนอย่างแท้จริง ซึ่งช่วยสร้างความมั่นคงทางพลังงาน สร้างงาน สร้างอาชีพและรายได้ให้กับทั้งสองประเทศมาแล้วนับเป็นมูลค่ารวมมากกว่า 3 แสนล้านบาท

MTJA (Malaysia-Thailand Joint Authority)-a masterpiece accomplishment in resolving overlapped territory for greater energy security while creating jobs and income for both countries, grossing over 300 billion baht

ปี พ.ศ. 2562 เป็นอีกหนึ่งก้าวสำคัญของอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย โดยในปีนี้ได้มีการลงนามสัญญาในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contact : PSC) เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 เป็นครั้งแรก สำหรับแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 แหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ และแปลงสำรวจหมายเลข G2/61 แหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช ซึ่งแหล่งก๊าซธรรมชาติทั้งสองแหล่งนี้ ถือได้ว่าเป็นหัวใจหลักที่คิดเป็นสัดส่วนมากกว่าร้อยละ 60 ของการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศทั้งหมดในปัจจุบัน

ในช่วงต่อไปของแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณและบงกช ที่จะต้องมีการบริหารจัดการแหล่งอย่างต่อเนื่อง ดังนั้น ภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่สำคัญและมีความเกี่ยวเนื่องกัน คือ การบริหารการเปลี่ยนผ่าน (Transition) ในการดำเนินงานจากระบบสัมปทานไปเป็นระบบ PSC ในอนาคตอันใกล้ ซึ่งทำให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติต้องมีการปรับรูปแบบการทำงานให้รองรับการเปลี่ยนผ่าน ทั้งทางด้านบุคลากรและโครงสร้างองค์กรให้สอดคล้องกับภารกิจใหม่ที่เกิดขึ้น เพื่อให้มีบุคลากรเพียงพอและปฏิบัติภารกิจที่ได้รับมอบหมายได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในขณะเดียวกันก็เป็นปีที่ได้มีการหารือพูดคุยถึงการพัฒนาอุตสาหกรรมด้านการรื้อถอนที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานในแหล่งก๊าซธรรมชาติทั้งสองแหล่งค่อนข้างมาก ซึ่งได้รับความสนใจจากผู้ประกอบการไทยมากเช่นกัน เนื่องจากการดำเนินงานที่ผ่านมา มีการเจาะหลุมเพื่อผลิตปิโตรเลียมในทั้งสองแหล่งเป็นจำนวนมาก เพราะโครงสร้างทางธรณีวิทยาของอ่าวไทยมีลักษณะเป็นกระเปาะเล็ก ๆ หลุมที่ผลิตขึ้นมาใช้ได้ไม่นานปิโตรเลียมก็หมดไป จึงจำเป็นต้องเจาะหลุมผลิตใหม่เพื่อรักษาอัตราการผลิตให้ต่อเนื่อง และหลุมที่ผลิตไปจนหมดแล้วก็ต้องเข้าสู่กระบวนการสละหลุม (well plug and abandonment) ดังนั้น ในช่วงการเปลี่ยนผ่านนี้จะมีกิจกรรมการสละหลุมและรื้อถอนเป็นจำนวนมากด้วย

สำหรับการดำเนินงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในการกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมจากแหล่งในประเทศนั้น สามารถจัดหาปิโตรเลียมจากแหล่งภายในประเทศได้รวมทั้งสิ้น 0.85 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

The year 2019 marked another milestone for the upstream petroleum industry of Thailand: Two maiden production sharing contracts (PSCs) were signed on February 25, for G1/61 (Erawan gas field) and G2/61 (Bongkot gas field), the two biggest fields which supply over 60% of natural gas to the country.

To ensure seamless transition from the concession to the PSC system in the very near future as well as uninterrupted supply of gas from both fields, the Department of Mineral Fuels (DMF) has emphasized transition management and prepared itself through improvement and development of its work procedures, personnel and organization structure to facilitate the new mission and to ensure sufficient workforce and efficient performance. Series of discussions were also held on the development of the decommissioning industry in relation to the operation of both fields with a high number of production wells drilled. The high number is a result of the complex geological structure of the Gulf with a lot of small pockets where petroleum reserves accumulated. Thus the operators have to keep on drilling new production wells to replace the rapidly depleting ones and to maintain the production rate. These depleted wells were then plugged and abandoned. As a result, numerous activities on these wells decommissioning activities can be expected during the transition, which will be of much interest to local operators.

As for petroleum business oversight of indigenous resources, DMF was responsible for supplying 0.85 million barrels of oil equivalent a day, a 1.6% increment from the previous year (15% from crude oil, 11% from condensate, and 74% from natural gas, including that from MTJDA) for 40% of Thailand's supply; the remaining 60% was imported. Such petroleum businesses have generated some 150 billion baht of income in

ซึ่งจัดหาได้เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 เมื่อเปรียบเทียบกับปี พ.ศ. 2561 โดยแบ่งเป็นการจัดหาในรูปแบบน้ำมันดิบร้อยละ 15 ก๊าซธรรมชาติเหลวร้อยละ 11 และก๊าซธรรมชาติ (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย) ร้อยละ 74 โดยคิดเป็นร้อยละ 40 ของการจัดหาปิโตรเลียมทั้งหมด ส่วนที่เหลือร้อยละ 60 ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมดังกล่าว สามารถสร้างรายได้ให้กับประเทศในรูปแบบของค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตและรายได้จากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย รวมเป็นเงินประมาณ 1.5 แสนล้านบาท โดยในส่วนของค่าภาคหลวงปิโตรเลียมนั้นได้มีการจัดสรรให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นจำนวน 2,529 ล้านบาท เพื่อใช้ในการพัฒนาและดำเนินกิจกรรมอันเป็นประโยชน์ต่อประชาชนทุกคนในพื้นที่

นอกจากนั้น ในปีที่ผ่านมาการขับเคลื่อนภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีทั้งภาพความสำเร็จของความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้านและการบริหารจัดการความต่อเนื่องในการจัดหาพลังงานและการสร้างรายได้จากแหล่งพลังงานในประเทศเพื่อให้เกิดประโยชน์ต่อประชาชนและประเทศชาติอย่างสูงสุด โดยได้มีการจัดงานครบรอบ 40 ปี MTJDA ที่นับเป็นตัวอย่างความสำเร็จของความร่วมมือในการบริหารจัดการพื้นที่ทับซ้อนทางทะเลบริเวณตอนใต้ของอ่าวไทยกับประเทศมาเลเซีย หรือ พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ภายใต้การบริหารงานขององค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย หรือ MTJA (Malaysia-Thailand Joint Authority) ถือเป็นผลงานความร่วมมือระหว่างประเทศในการแก้ไขปัญหาพื้นที่ทับซ้อนอย่างแท้จริง ซึ่งช่วยสร้างความมั่นคงทางพลังงาน สร้างงาน สร้างอาชีพและรายได้ให้กับทั้งสองประเทศมาแล้วนับเป็นมูลค่ารวมมากกว่า 3 แสนล้านบาท

นอกเหนือจากการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานอย่างต่อเนื่อง และสร้างรายได้เพื่อนำไปเป็นงบประมาณแผ่นดินในการพัฒนาประเทศแล้ว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติยังมีโครงการที่ได้ร่วมมือกับผู้รับสัมปทานเพื่อส่งเสริมและสร้างอาชีพในท้องถิ่น เพื่อเป้าหมายในการเสริมสร้างรากฐานชีวิตของประชาชน ให้มีความเข้มแข็ง

royalty, special remuneratory benefits, production period extension fees, petroleum income tax, and remitted revenue from MTJA. Meanwhile, last year's petroleum royalty of 2.529 billion baht supported various local administrative bodies for development and activities benefiting their respective residents.

Our salient achievements last year reflected cooperation with neighboring countries and management of energy supply continuity while generating income from indigenous resources for maximum benefit to the people and the nation. As the year's highlight, MTJDA's 40th anniversary represented a role model for collective management of overlapped marine territory in the Gulf of Thailand with Malaysia under MTJA (Malaysia-Thailand Joint Authority) - a masterpiece accomplishment in resolving overlapped territory for greater energy security while creating jobs and income for both countries, grossing over 300 billion baht.

Apart from constantly fostering energy security and income generation for Treasury, DMF boasted projects undertaken with concessionaires to strengthen local livelihoods, overcome social inequality, and become sustainably self-reliant. A case in point is the project on natural gas for community agriculture and the environment, where surplus natural gas from crude oil production processes at Nong Tum Production Platform, Amphoe Kong Krai Lat, Sukhothai, fuels the processing of agricultural produce for export, thus benefiting communities instead of being flared. This project has been in existence from 1999.

ก้าวข้ามความเหลื่อมล้ำทางสังคม สามารถพึ่งพาตนเองได้อย่างยั่งยืน เช่น โครงการก๊าซธรรมชาติเพื่อเกษตรชุมชนและสิ่งแวดล้อม โดยนำก๊าซธรรมชาติส่วนเกินจากกระบวนการผลิตน้ำมันดิบ ณ ฐานผลิตหนองตูม อำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการแปรรูปผลิตภัณฑ์เกษตรเพื่อการส่งออก ทำให้เกิดประโยชน์แก่ชุมชนแทนการเผาทิ้ง ซึ่งโครงการนี้ได้ดำเนินมาตั้งแต่ปี 2542 จนถึงปัจจุบัน

ในโอกาสนี้ ในนามของคณะผู้บริหาร ข้าราชการและเจ้าหน้าที่ทุกคนของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติขอขอบคุณผู้เกี่ยวข้องทุกท่านจากทั้งหน่วยงานภาครัฐ ภาคเอกชน และภาคประชาชน ที่ได้ให้ความร่วมมือ และแสดงข้อคิดเห็นอันเป็นประโยชน์ในการดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเสมอมา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีความมุ่งมั่น ตั้งใจ ใช้ความรู้ความสามารถอย่างเต็มกำลังในการทำหน้าที่จัดหาปิโตรเลียมรวมทั้งบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมที่มีอยู่ทั้งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมกับประเทศเพื่อนบ้านให้เกิดประโยชน์ต่อประเทศชาติและประชาชนอย่างสูงสุด เพื่อให้ทุกคนได้เข้าถึงพลังงานและเข้าถึงประโยชน์ที่ได้จากการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียม และเป็นส่วนหนึ่งในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจฐานรากให้เกิดความมั่นคงและยั่งยืนต่อไป

On behalf of all DMF executives, officials and employees, let me take this opportunity to register my gratitude to all involved parties and agencies of the public, private, and people sector for their cooperation and comments made to date for our exploration and production. The department remains committed to applying its full competency in overseeing petroleum supply endeavors and managing all petroleum resources (domestic and in the joint-development areas) for all parties' access to energy and benefit from such resource management. We do look forward to the day they become part of the drive of the grassroots economy for national security and sustainability.

นายสราวุธ แก้วตาทิพย์
Dr. Sarawut Kaewtathip

อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director General

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทำงานประสานประโยชน์ มุ่งมั่น เต็มใจ โปร่งใส และรับผิดชอบ
The Department of Mineral Fuels coordinates all parties' interests with commitment, willingness, transparency, and responsibility.

ข้อมูลน่ารู้ 2562
At a Glance 2019

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ
Gas Plan

- ชะลอการเติบโตของการใช้ก๊าซธรรมชาติ
  Delay gas demand growth
- รักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติ
  Maintain gas output levels
- หาแหล่งและบริหารจัดการ LNG อย่างมีประสิทธิภาพ
  Seek LNG sources and efficiently manage LNG
- มีโครงสร้างพื้นฐานและแนวทางด้านการแข่งขัน
  Establish infrastructure and competition approach

สัมปทานปิโตรเลียม
Petroleum Concessions

จำนวนสัมปทาน : **38** สัมปทาน
Number of concessions : 38
จำนวนแปลงสำรวจ : **48** แปลงสำรวจ
Number of exploration blocks : 48
- แปลงสำรวจบนบก : **19** แปลงสำรวจ
  Onshore Concessions : 19
- แปลงสำรวจในทะเล : **29** แปลงสำรวจ
  Offshore Concessions : 29

พื้นที่ผลิตใหม่ : **4** พื้นที่ (รวม 127.55 ตร.กม.)
New production areas : 4 areas (total 127.55 sq.km.)

สิ่งแวดล้อม
Environment

การกำกับดูแลด้านความปลอดภัย
และสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
Safety and Environmental oversight
- การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอท
  ในน้ำทะเลรอบแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย
  Monitoring of mercury in seawater around production platforms
- การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในปลาทะเล
  หน้าดินจากรอบแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย
  Monitoring of mercury in demersal fish around the production platforms
- การจัดทำแนวทางการกำกับดูแลและตรวจสอบปริมาณสารปนเปื้อน
  ในอุปกรณ์จากการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
  Established guidelines for oversight and validation of contaminated equipment recovered from the decommissioning of petroleum installations

กิจกรรมเพื่อสังคม
CSR

- โครงการท่องโลกปิโตรเลียม
  Petroleum Camp
- กิจกรรมสร้างความรู้และความเข้าใจ
  ด้านปิโตรเลียมแก่สื่อมวลชน
  และผู้นำท้องถิ่น
  Engagement with local media and community leaders
- โครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่
  ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย
  Flagship Project

การสำรวจ
Exploration

การสำรวจวัดความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้า
Electromagnetic Survey
- บนบก : **280** ตร.กม.
  Onshore : 280 sq.km.

การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ
3D - Seismic Survey
- บนบก : **170** ตร.กม.
  Onshore : 170 sq.km.

หลุมสำรวจ : **22** หลุม
Exploratory well Drilling : 22
- บนบก : **10** หลุม (พบปิโตรเลียม 8 หลุม)
  Onshore : 10 (8 successful)
- ในทะเล : **12** หลุม (พบปิโตรเลียม 7 หลุม)
  Offshore : 12 (7 successful)

หลุมผลิตปิโตรเลียม : **500** หลุม
Production well Drilling : 500
- บนบก : **174** หลุม
  Onshore : 174
- ในทะเล : **326** หลุม
  Offshore : 326

การผลิต
Production

- น้ำมันดิบ : **46.27** ล้านบาร์เรล/ปี
  Crude Oil : 46.27 MMbbl/y
- ก๊าซธรรมชาติเหลว : **37.35** ล้านบาร์เรล/ปี
  Condensate : 37.35 MMbbl/y
- ก๊าซธรรมชาติ : **1,134** พันล้านลูกบาศก์ฟุต/ปี
  Natural Gas : 1,134 Bcf/y

ปริมาณสำรอง
Reserves

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ สิ้นปี 2562 (P1)
Proved reserves at end of 2019 (P1)
- น้ำมันดิบ : **125.54** ล้านบาร์เรล
  Crude Oil : 125.54 MMbbl
- ก๊าซธรรมชาติเหลว : **127.21** ล้านบาร์เรล
  Condensate : 127.21 MMbbl
- ก๊าซธรรมชาติ : **4.88** ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต
  Natural Gas : 4.88 Tcf

รายได้รัฐ
Govt. Revenue

- ค่าภาคหลวง : **44,852** ล้านบาท
  Royalty : 44,852 million baht
- เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ : **1,151** ล้านบาท
  SRB : 1,151 million baht
- ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม : **84,167** ล้านบาท
  Petroleum Income Tax : 84,167 million baht
- ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต : **7,786** ล้านบาท
  Production Period Renewal Benefits
  : 7,786 million baht
- รายได้ของรัฐจากพื้นที่พัฒนาร่วม
  ไทย-มาเลเซีย : **12,539.10** ล้านบาท
  MTJA Revenue : 12,539.10 million baht

การจัดสรรค่าภาคหลวง
Royalty Allocation

- จัดสรรให้ อบต. ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
  (ร้อยละ 20) : **842.99** ล้านบาท
  20% allocated to TAOs in producing areas :
  842.99 million baht
- จัดสรรให้ อบต. ทั่วประเทศ และเทศบาลต่างๆ
  (ร้อยละ 20) : **842.99** ล้านบาท
  20% allocated to TAOs and other municipalities
  nationwide : 842.99 million baht
- จัดสรรให้ อบจ. ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
  (ร้อยละ 20) : **842.99** ล้านบาท
  20% allocated to PAOs in producing areas :
  842.99 million baht

การดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่าน (Transition Period) ของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61

ตามที่กระทรวงพลังงานได้ลงนามสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นครั้งแรกเมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 จำนวน 2 ฉบับ สำหรับการให้สิทธิแก่บริษัทที่ได้รับการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีให้เป็นผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ดังนี้

As generally known, the Ministry of Energy signed its two maiden production sharing contracts (PSCs) on February 25, 2019, awarding PSC rights to the companies ("contractors") approved by the Cabinet:

DMF's Actions during the Transition Period of Offshore Exploration Blocks G1/61 and G2/61

สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 1/2562/1 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61 ให้แก่ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ร้อยละ 60 และเป็นผู้ดำเนินงาน) และบริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด (ร้อยละ 40)

PSC No. 1/2562/1 for the G1/61 Exploration Block in the Gulf of Thailand to PTTEP Energy Development Co., Ltd. (60% and operator), and MP G2 (Thailand) Ltd. (40%)

สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 2/2562/2 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ให้แก่ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ร้อยละ 100)

PSC No. 2/2562/2 for the G2/61 Exploration Block in the Gulf of Thailand to PTTEP Energy Development Co., Ltd., the sole shareholder.

โดยเป็นการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมสำหรับสัมปทานที่จะสิ้นอายุลงในปี พ.ศ. 2565 (แหล่งเอราวัณและแหล่งบงกช)
The awards were for managing petroleum resources for both concessions ending in 2022 (Erawan and Bongkot).

เพื่อให้การเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินงานในพื้นที่ตามสัญญาจากสัมปทานปิโตรเลียมปัจจุบัน (แหล่งเอราวัณและแหล่งบงกช) ไปยังสัญญาแบ่งปันผลผลิต (แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 และ G2/61) ให้เป็นไปอย่างราบรื่นและต่อเนื่อง สร้างความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ ทำให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตต้องเตรียมความพร้อมสำหรับการดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่าน (Transition Period) ซึ่งกระทรวงพลังงานกำหนดให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจะต้องดำเนินการต่างๆ ในระหว่างช่วงเตรียมการ (ระหว่างวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 ถึง 23 เมษายน 2565) ดังต่อไปนี้

Preparations need to be made by the contractors during the transition period to allow for smooth handovers of work in the contract areas, as Erawan and Bongkot move from concession-governed to PSC-governed operation, for ultimate national energy security. To this end, the ministry has required that the contractors take the following preparatory actions from February 25, 2019, to April 23, 2022:

1
การยื่นแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการ
Annual Preparation Work Plan
2
การเจรจาข้อตกลงเข้าพื้นที่
Facility Access Agreement
3
การประเมินสภาพอุปกรณ์
และโครงสร้างพื้นฐานที่ติดตั้งอยู่เดิม
Detailed Facilities and
Infrastructure Assessment
4
การเจรจาข้อตกลง
ความร่วมมือทางการค้า
Commercial Agreement
5
การใช้อุปกรณ์การผลิตที่ตกเป็นของรัฐ
ร่วมกับผู้ประกอบการรายอื่น
Common Use of Production
Facilities Agreement
6
การเจรจาสัญญาว่าจ้างพนักงานและการส่งต่องาน
Staff and Job Handover Agreement
7
การทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
Gas Sales Agreement
8
การจัดทำรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม
Environmental Impact Assessment Study (EIA)
9
การสร้างแท่นผลิตปิโตรเลียม
Well Head Platform Construction
10
การเจาะหลุมเพื่อเตรียมการผลิตปิโตรเลียม
Drilling for Petroleum Production
11
การยื่นขอพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
Application of Petroleum Production Area

1. การยื่นแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการ
2. การเจรจาข้อตกลงเข้าพื้นที่
3. การประเมินสภาพอุปกรณ์และโครงสร้างพื้นฐานที่ติดตั้งอยู่เดิม
4. การเจรจาข้อตกลงความร่วมมือทางการค้า
5. การใช้อุปกรณ์การผลิตที่ตกเป็นของรัฐร่วมกับผู้ประกอบการรายอื่น
6. การเจรจาสัญญาว่าจ้างพนักงานและการส่งต่องาน
7. การทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
8. การจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
9. การสร้างแท่นผลิตปิโตรเลียม
10. การเจาะหลุมเพื่อเตรียมการผลิตปิโตรเลียม
11. การยื่นขอพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ติดตามและกำกับดูแลการดำเนินงานอย่างใกล้ชิดเพื่อให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสามารถดำเนินงานในช่วงเตรียมการให้เป็นไปตามกรอบระยะเวลาที่กำหนด เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องสำหรับการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย โดยในปี 2562 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้พิจารณาแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการ (Annual Preparation Work Plan) สำหรับปี 2562 และปี 2563 ที่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้เสนอ รวมทั้งการประสานความร่วมมือระหว่างผู้รับสัมปทานรายปัจจุบันกับผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในการเจรจาข้อตกลงต่างๆ เพื่อให้การส่งผ่านการดำเนินงานเป็นไปอย่างราบรื่นและแล้วเสร็จหลังจากสิ้นสุดอายุสัมปทาน และผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสามารถผลิตและขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณขั้นต่ำ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 และ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับแปลงสำรวจหมายเลข G2/61 ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิต เพื่อประโยชน์สูงสุดด้านความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ

1. Annual Preparation Work Plan
2. Facility Access Agreement
3. Detailed Facilities and Infrastructure Assessment
4. Commercial Agreement
5. Common Use of Production Facilities Agreement
6. Staff and Job Handover Agreement
7. Gas Sales Agreement
8. Environmental Impact Assessment Study (EIA)
9. Well Head Platform Construction
10. Drilling for Petroleum Production
11. Application of Petroleum Production Area

DMF has closely monitored and overseen these actions so that the contractors may complete the tasks by the defined periods to ensure continuity of gas production in the Gulf. This year the department reviewed the plans under 1. for 2019 and 2020 proposed by the contractors and coordinated cooperation between the current concessionaires and the incoming contractors on various negotiations to enable smooth work handovers and completion upon the expiry of the concessions. Under the PSC terms, for optimal benefit of national energy security, the contractors are obliged to produce and sell a minimum of 800 MMcfd from Exploration Block G1/61 and 700 MMcfd from Exploration Block G2/61.

คณะผู้บริหารกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
DMF Executives

ภูมี ศรีสุวรรณ
Phumee Srisuwon
รองอธิบดี
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Deputy Director General

สราวุธ แก้วตาทิพย์
Sarawut Kaewtathip
อธิบดี
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director General

สมบูรณ์ วัชระชัยสุรพล
Somboon Vachalachaisulapon
รองอธิบดี
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Deputy Director General

ขนิษฐา ถ่านอุดม
Kanitta Danudom

ผู้อำนวยการกองจัดการ
เชื้อเพลิงธรรมชาติ
Director of Mineral Fuels
Management Division

ศุภวิชญ์ ใจงาม
Suppawich Chaingam

ผู้อำนวยการกองเทคโนโลยี
การประกอบกิจการปิโตรเลียม
Director of Petroluem Technology
and Operations Supervision Division

ศุภลักษณ์ พาฬอนุรักษ์
Supalak Parn-anurak

ผู้อำนวยการกองบริหารสัญญา
และสัมปทานปิโตรเลียม
Director of Petroleum Concession
and Contract Management Division

คณะผู้บริหารกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
DMF Executives

ศุภมาศ เล้าสกุล
Suppamas Laosakul

ผู้อำนวยการกองบริหารกิจการ
ปิโตรเลียมระหว่างประเทศ
Director of International Petroleum
Management Division

วรากร พรหโมบล
Warakorn Brahmopala

ผู้อำนวยกองยุทธศาสตร์
และแผนงาน
Director of Strategy
and Planning Division

อรรถพล อ่างคำ
Atapon Orngkum

ปฏิบัติหน้าที่แทน
ผู้อำนวยกองความปลอดภัย
และสิ่งแวดล้อมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
Acting Director, Strategy and
Environment Division

มาลัย พิชยกุล
Malai Pitchayakul

ผู้อำนวยการศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศ
และการสื่อสาร
Director of Information and
Communication Technology Center

พัชรี จงรักษ์
Patcharee Jongrak

เลขานุการกรม
Secretariat of the Department

สิริอร งามสมภาค
Siriorn Ngamsompark

หัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบบริหาร
Chief of Public Sector
Development Group

Part

1

DMF

OVERVIEW

ภาพรวมกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1.1 อำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย
Legal Authority

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

Under the Ministry of Energy regulation on the composition of the Department of Mineral Fuels (DMF) of 2019, the department is charged with the promotion, support, and acceleration of national energy supply. To this end, it promotes and speeds up exploration and development of indigenous fuel resources, devises plans for such supply for national energy security, manages liquefied natural gas (LNG), advocates consumption of alternative energy forms as well as that of imported coal for power generation on a par with international standards, and promotes cooperation in mineral fuel resource exploration and development with neighboring and other countries. DMF is authorized to:

1. Manage the granting of petroleum contracts or concessions, exploration, production, storage, transport, sale, distribution, and decommissioning of petroleum installations
2. Define approaches for supply, 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 forms as well as imported coal for power generation on a par with international standards
6. Define and oversee mineral fuel standards for occupational health, safety, and environmental operations

8. ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วม พื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้านและประเทศอื่น

9. บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ

10. ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นหน้าที่และอำนาจของกรมหรือตามที่รัฐมนตรี หรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

ให้มีการแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติดังต่อไปนี้

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

และให้มีกลุ่มตรวจสอบภายใน และกลุ่มพัฒนาระบบบริหาร ซึ่งรับผิดชอบงานขึ้นตรงต่ออธิบดี

7. Review rights, coordinate, and facilitate operators under the law and obligations to the State, and collect royalty payments as well as other benefits

8. Coordinate cooperation in the exploration and development of mineral fuel resources 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 directed 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.

1.2 นโยบายและยุทธศาสตร์ด้านพลังงาน
Energy Policy and Strategies

นโยบายด้านพลังงานที่ปรากฏในคำแถลงนโยบายของคณะรัฐมนตรี พลเอกประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี แถลงต่อรัฐสภาเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 25 กรกฎาคม 2562 ข้อ 5 การพัฒนาเศรษฐกิจและความสามารถในการแข่งขันของไทย ในเรื่องของการพัฒนาสาธารณูปโภคพื้นฐาน (5.6.3) เสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้สามารถพึ่งพาตนเองได้ โดยกระจายชนิดของเชื้อเพลิงทั้งจากฟอสซิลและจากพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนตามศักยภาพของแหล่งเชื้อเพลิงในพื้นที่ เปิดโอกาสให้ชุมชนและประชาชนมีส่วนร่วมในการผลิตและบริหารจัดการพลังงาน ส่งเสริมให้มีการใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B20 และ B100 เพื่อเพิ่มการใช้น้ำมันปาล์มดิบ และจัดทำแนวทางการใช้มาตรฐานน้ำมัน EURO5 ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงาน อาทิ เทคโนโลยีระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ เทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงาน รวมทั้งสนับสนุนให้เกิดโครงสร้างตลาดไฟฟ้ารูปแบบใหม่ อาทิ แพลตฟอร์มตลาดกลางซื้อขายพลังงานไฟฟ้า ตลอดจนโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้ารูปแบบใหม่ อาทิ ระบบหักลบหน่วยไฟฟ้าสุทธิ พร้อมทั้งปรับปรุงระบบการกำกับดูแลกิจการด้านพลังงานให้มีการแข่งขันอย่างเสรีและเป็นธรรม ราคาพลังงานสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจด้านพลังงานในอนาคต ดำเนินการให้มีการสำรวจและค้นพบแหล่งพลังงานใหม่ และร่วมมือกับประเทศเพื่อนบ้านในการพัฒนาพลังงาน

นโยบายด้านพลังงานดังกล่าวของรัฐบาลครอบคลุมและสอดคล้องกับการจัดทำแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (พ.ศ. 2558-2579) ของกระทรวงพลังงาน ซึ่งเป็นแผนหลักที่ใช้เป็นกรอบทิศทางในการดำเนินนโยบายด้านพลังงานของประเทศที่ครอบคลุมทุกมิติด้านพลังงาน ทั้งแผนงานด้านไฟฟ้า น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ พลังงานทดแทน และการอนุรักษ์พลังงาน และได้ขับเคลื่อนแผนไปสู่การปฏิบัติที่เห็นผลอย่างเป็นรูปธรรมอย่างต่อเนื่อง

According to the policy statement given by Prime Minister Prayut Chan-o-cha to Parliament on July 25, 2019, under Item 5, enhancing economic development and national competitiveness, Sub-item 5.6.3, Strengthening energy security for self-reliance by diversifying sources of energy (i.e., from fossil fuels and renewable energy etc.) in an appropriate manner; encouraging the production and use of energy in accordance with the potential of fuel sources in the area; providing opportunities for communities and people to participate in energy production and management; encouraging the use of B20 and B100 diesel fuel in order to increase the use of crude palm oil; preparing guidelines for the use of the EURO5 standard; promoting research and development of energy technology, such as smart electrical systems technology, electric automotive technology, and energy storage systems; supporting new forms of electricity market structures, such as a central market platform for electricity trading, as well as new electricity tariff structures, including net electricity unit deduction systems; improving governance of energy businesses to ensure free and fair competition, and energy prices that truly reflect costs; responding to future changes in technology and energy business models; exploring new sources of energy; and engaging in cooperation with neighbouring countries in energy development.

Since the Ministry of Energy's long-term Thailand Integrated Energy Blueprint (TIEB 2015-2036) - the primary plan framing the direction for national energy policy implementation embracing all aspects and plans (power, oil, natural gas, renewable energy, and energy conservation)- agrees with this policy, the ministry has relentlessly driven this plan toward concrete results.

กระทรวงพลังงานได้ให้ความสำคัญต่อการส่งเสริมนโยบายพลังงานเพื่อประชาชนทุกระดับตามนโยบาย Energy For All (พลังงานเพื่อทุกคน) เพื่อให้ประชาชนเข้าถึงพลังงานและสามารถใช้พลังงานในการเพิ่มรายได้ ยกระดับคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้น เกิดการพัฒนาเศรษฐกิจทั้งในระดับภาพรวมและเศรษฐกิจฐานรากที่สามารถพึ่งพาตนเองได้ หัวใจของนโยบาย Energy For All คือ การนำพลังงานเข้าไปหมุนระบบเศรษฐกิจของประเทศจากฐานราก ซึ่งเมื่อเศรษฐกิจฐานรากได้ถูกขับเคลื่อนแล้ว ก็จะเป็นการยกฐานของประเทศขึ้นไปทั้งระบบ จะช่วยหนุนให้ภาคเศรษฐกิจและอุตสาหกรรมเดินหน้าต่อไปได้ แม้ว่าจะมีปัจจัยจากภายนอกที่ผันผวนไม่แน่นอนมากระทบก็ตาม

สำหรับการส่งเสริมอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นหน่วยงานผู้รับผิดชอบหลักนั้น กระทรวงพลังงานได้เล็งเห็นความสำคัญโดยได้บรรจุการดำเนินการดังกล่าวเป็นหนึ่งในมาตรการขับเคลื่อนที่สำคัญภายใต้แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579 หรือ Gas Plan 2015 ด้วย เนื่องจากก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่ที่ใช้เป็นผลลัพธ์ที่ได้จากการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ทั้งนี้การดำเนินการที่ผ่านมาของ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อส่งเสริมการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติได้มีการปรับปรุงแก้ไขกฎหมายเพื่อเพิ่มทางเลือกให้กับรัฐในการเลือกใช้ระบบการบริหารจัดการที่เหมาะสมกับศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม

นอกจากนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดให้มีการเปิดประมูลให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61 และ G2/61 (แหล่งเอราวัณและบงกช) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) เพื่อให้สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่องในปริมาณที่เพียงพอกับความต้องการเพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้แก่ประเทศ ภายใต้เงื่อนไขทั้งด้านราคาก๊าซธรรมชาติและผลประโยชน์ตอบแทนให้รัฐโดยรวมสูงสุด โดยกระทรวงพลังงานพิจารณาตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขตามที่ประกาศไว้ในเอกสารเชิญชวนให้ยื่นข้อเสนอการประมูลยื่นขอสิทธิ

The ministry values the promotion of the "Energy for All" policy so that the public may access energy and leverage it to bolster their income and elevate their quality of life, bringing about self-reliant economic development at macro and basic economic levels. The crux of the Energy for All policy is to elevate the national economic system from the bottom up with energy, after which the entire system would benefit, thereby underlining the industrial and economic sectors' strides in the face of external volatility.

In promoting the domestic E&P industry, for which DMF is accountable, the ministry recognizes its significance by treating it as another key driving measure under the Gas Plan 2015 (2015-2036), since the bulk of Thailand's natural gas has for so long resulted from the development of indigenous deposits. To date, DMF's promotion of domestic E&P and development under the Gas Plan has included revision of the E&P management legislation for the State's wider choices of management regimes suiting petroleum deposits' potential.

DMF launched the latest E&P bidding round for Blocks G1/61 and G2/61 (Erawan and Bongkot fields) under the PSC regime to ensure ongoing gas production at quantities meeting demand to pursue domestic energy security under optimal terms of gas prices and overall State benefits. To this end, the ministry observed the rules and terms of the invitation to bid for both blocks in the Gulf of Thailand. It submitted the deliberation findings to the Cabinet at the latter's meeting on December 13, 2018, and later approved the production sharing contract winners of such blocks. The PSC signing took place on February 25, 2019. The ministry required that the winning contractors execute various tasks of the preparation period (February 25, 2019 - April 23, 2022) to achieve smooth and

สำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61 และ G2/61 และนำเสนอผลการพิจารณาต่อคณะรัฐมนตรี (ครม.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2561 และได้มีมติอนุมัติผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract, PSC) ในแปลงสำรวจดังกล่าว โดยมีการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตในวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 ซึ่งกระทรวงพลังงานกำหนดให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจะต้องดำเนินการต่างๆ ในระหว่างช่วงเตรียมการ (Preparation Period) (25 กุมภาพันธ์ 2562 - 23 เมษายน 2565) เพื่อให้การดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินงานในพื้นที่ตามสัญญาจากสัมปทานปิโตรเลียมไปยังสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นไปอย่างราบรื่นและต่อเนื่อง

กระทรวงพลังงานมีภารกิจหลักในการกำหนดนโยบายและแผน และมาตรการด้านพลังงานของประเทศ เพื่อให้มีการจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการและความมั่นคงของประเทศ โดยคำนึงถึงการอนุรักษ์พลังงาน และการพัฒนาด้านพลังงานที่ยั่งยืนเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม การกำกับกิจการพลังงานและราคาพลังงานให้มีความเหมาะสม รวมถึงทำหน้าที่ในการเป็นศูนย์ข้อมูลด้านพลังงานและสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาด้านพลังงาน การกำหนดยุทธศาสตร์กระทรวงพลังงาน มีความสอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561-2580) และแผนปฏิรูปด้านพลังงานเพื่อเป็นกรอบทิศทางการขับเคลื่อนประเทศในระยะยาว โดยมีประเด็นด้านพลังงานเป็นส่วนขับเคลื่อนสำคัญ และมีแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560-2564) เป็นเครื่องมือหรือกลไกที่ถ่ายทอดยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี สู่การปฏิบัติ เพื่อให้ประเทศไทยบรรลุวิสัยทัศน์ "ประเทศไทยมีความมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน เป็นประเทศพัฒนาแล้ว ด้วยการพัฒนาตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียง" ได้มีการกำหนดยุทธศาสตร์กระทรวงพลังงาน (พ.ศ. 2561-2565) ที่มีความชัดเจนสอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบันรวมทั้งสามารถสนับสนุนการขับเคลื่อนยุทธศาสตร์ชาติได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

uninterrupted transitional tasks in these blocks from the concession system to the PSC system.

The ministry's core mission for defining policies, plans, and measures is designed to meet national demand and foster national energy security with due regard for energy conservation, sustainable and environmentally friendly energy development, energy business and price regulations, to house energy data, and to support energy R&D. Its strategy definition therefore aligns with the 20-year National Strategy (2018-2037) and the Energy Reform Plan, which together frame long-term national development driven mainly by energy issues and the 12th National Economic and Social Development Plan (2017-2021) will implement these strategies to achieve the vision of becoming a "developed country with security, prosperity, and sustainability in accordance with the Self-Sufficiency Economy Philosophy". Accordingly, the ministry's strategies (2018-2022) were explicitly written to suit current circumstances while efficiently supporting the mobilization of the national strategies. Four key strategies have been spelled out:

ยุทธศาสตร์ที่ 1 การจัดหาพลังงานเพียงพอต่อความต้องการ มีความมั่นคง และส่งเสริมการลงทุน

ยุทธศาสตร์ที่ 2 การกำกับดูแลกิจการพลังงานและราคาพลังงาน

ยุทธศาสตร์ที่ 3 การพัฒนาพลังงานที่ยั่งยืนและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

ยุทธศาสตร์ที่ 4 การเป็นองค์กรสมรรถนะสูงที่ยึดมั่นในหลักธรรมาภิบาล

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงาน เป็นหน่วยงานหลักที่มีภารกิจสำคัญในการส่งเสริมและเร่งรัดให้มีการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศและส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อสร้างและรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน มีอำนาจหน้าที่ในการบริหารจัดการที่ครอบคลุมทั้งการให้สัมปทาน การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่ง การขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม ตลอดจนกำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม รวมทั้งภารกิจที่ได้รับมอบหมายเพิ่มเติมจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในด้าน LNG และถ่านหิน ได้กำหนดยุทธศาสตร์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (พ.ศ. 2559-2563) มีความสอดคล้องเชื่อมโยงกับนโยบายด้านพลังงานของประเทศและยุทธศาสตร์ของกระทรวงพลังงานไว้ 4 ยุทธศาสตร์ ดังนี้

ยุทธศาสตร์ที่ 1 สร้างความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติ จากแหล่งภายในประเทศและต่างประเทศ

เป็นยุทธศาสตร์ที่รองรับนโยบายความมั่นคงด้านพลังงาน มีเป้าประสงค์ให้ประเทศมีความมั่นคงด้านพลังงานและสามารถตอบสนองความต้องการเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างยั่งยืน โดยการสำรวจและผลิตอย่างต่อเนื่อง ส่งเสริมให้มีการผลิตที่มีประสิทธิภาพสูงสุด ส่งเสริมและผลักดันให้ภาคเอกชนเข้าไปลงทุนสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในต่างประเทศ รวมทั้งมีแผนจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อความยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศ โดยดำเนินงาน ดังนี้

Strategy 1 : Procurement of adequate energy to fulfill needs, equipped with security and promotion of investment

Strategy 2 : Regulation of energy businesses and prices

Strategy 3 : Sustainable, environmentally friendly energy development

Strategy 4 : High-performance organization committed to good governance.

As the Ministry of Energy unit with a key role in promoting and accelerating exploration and development of indigenous mineral fuels while promoting collaboration with neighboring countries on mineral fuel exploration and development, DMF efficiently and sustainably fosters and maintains national energy security. Its management mandates cover concession awarding, exploration, production, storage, transport, sale, and distribution of petroleum; definition of approaches for supply, development, and management of petroleum resources; and additional NEPC-assigned missions on LNG and coal. DMF has aligned its own strategies for 2016-2020 with the above-mentioned national energy policy and the ministry's strategies as follows:

Strategy 1 : Establish and maintain security of mineral fuel supply from indigenous and international sources

Accommodating the policy on energy security, this strategy strives to meet mineral fuel demand in a sustainable way through relentless E&P, promoting optimal production, promoting and driving private exploration and development investment abroad, as well as commanding fuel supply plans for national energy security by:

- เพิ่มการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อให้มีข้อมูลพื้นที่ที่มีศักยภาพมากขึ้น ซึ่งจะเพิ่มโอกาสการสำรวจให้ประสบผลสำเร็จมากขึ้น เช่น โครงการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่เลือกสรรบริเวณแอ่งเพชรบูรณ์
- เร่งรัดให้มีการเปิดให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ เช่น โครงการเตรียมเปิดให้ยื่นขอสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ โดยดำเนินการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมพื้นที่ในทะเลอ่าวไทย
- ส่งเสริมการสำรวจในพื้นที่สงวน เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบปริมาณสำรอง
- ผลักดันการบูรณาการ กฎหมาย และระเบียบที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานภาครัฐอื่น เพื่อให้สามารถดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ได้ เช่น โครงการเร่งรัดการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ความรับผิดชอบของหน่วยงานภาครัฐอื่น และโครงการประสานงานเพื่อแก้ปัญหาการดำเนินงานในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
- ส่งเสริมผู้ประกอบการในการผลิตปิโตรเลียมให้มีประสิทธิภาพสูงสุด โดยมุ่งเน้นการเพิ่ม Recovery Factor และ Well Optimization
- เตรียมความพร้อมเพื่อให้สามารถดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตอย่างต่อเนื่องในแปลงที่สิ้นสุดอายุสัมปทาน
- จัดทำแนวทางเพื่อให้การสำรวจและผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมเป็นไปอย่างต่อเนื่อง และแนวทางการแก้ไขปัญหาพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน
- ส่งเสริมการจัดหาปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เช่น โครงการศึกษาแนวทางที่เหมาะสมในการเปิดให้มีการยื่นขอสิทธิในการสำรวจในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
- ส่งเสริมและผลักดันให้ภาคเอกชนเข้าไปลงทุนสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในต่างประเทศให้เพิ่มขึ้น รวมทั้งเสริมสร้างความสัมพันธ์ระหว่างประเทศ เพื่อเพิ่มความเชื่อมั่นระหว่างกัน อันจะก่อให้เกิดความร่วมมือด้านพลังงานในเชิงรุก เช่น โครงการส่งเสริมและสร้างโอกาสการลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ

- Increasing the assessment of petroleum potential to add high-potential areas and grow the probability of exploration success through the likes of a project on petroleum potential assessment in selected areas of the Phetchabun Basin
- Speeding up the awarding of E&P rights to grow the probability of new discoveries, including a project for the launch of a new round of application for E&P rights by assessing the potential of Gulf of Thailand areas
- Promoting exploration in reserved acreage for greater probability of discovery
- Driving the integration of applicable legislation and regulations with other public agencies to enable E&P operation through the likes of a project on accelerating petroleum production in areas under the jurisdiction of other public agencies and a project on coordination to resolve problems facing E&P operation
- Promoting optimal petroleum production by focusing on the improvement of recovery factors and well optimization
- Preparing blocks nearing production expiry for uninterrupted E&P
- Defining approaches for uninterrupted E&P operation in joint development areas and investigating approaches for resolving overlapping continental shelves with neighboring countries
- Promoting petroleum supply procurement from MTJDA through the likes of a project to investigate suitable approaches for exploration bidding in MTJDA
- Promoting and driving private-sector E&P investment abroad, as well as strengthening international relations for greater mutual trust, leading to proactive energy cooperation, including a project to nurture petroleum E&P investment opportunities abroad

- ตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินและสภาวะวิกฤตที่มีผลกระทบต่อการประกอบกิจการปิโตรเลียม
- การเตรียมการและขับเคลื่อนแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ เพื่อความยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศ
- บริหารจัดการและแก้ไขปัญหาถ่านหินอย่างบูรณาการ เช่น โครงการเผยแพร่ CoP เชื้อเพลิงถ่านหิน โดยการจัดทำประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน พร้อมทั้งดำเนินการศึกษาทดสอบและวิเคราะห์องค์ประกอบของเชื้อเพลิงถ่านหินที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทางอากาศและน้ำ

ยุทธศาสตร์ที่ 2 ส่งเสริมการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้มีความปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

เป็นยุทธศาสตร์ที่ส่งเสริมการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล และได้รับการยอมรับจากประชาชนทุกภาคส่วน โดยมีเป้าประสงค์ให้การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศมีความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ชุมชน และมีความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน โดยดำเนินงาน ดังนี้

- เตรียมการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียมอย่างปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการศึกษาแนวทาง หลักเกณฑ์และวิธีการปฏิบัติเกี่ยวกับการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมเพื่อจัดทำร่างประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเกี่ยวกับการรื้อถอนและร่างข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งให้แก่รัฐ
- พัฒนาองค์ความรู้และจัดทำแนวทางปฏิบัติที่ช่วยยกระดับด้านการป้องกันและบรรเทาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม พร้อมส่งเสริมให้นำงานศึกษาวิจัยที่มีประสิทธิผลมาขยายผลอย่างต่อเนื่อง เช่น โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย
- กระตุ้นและเสริมสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการมุ่งเน้นการพัฒนาระบบบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกิจกรรมเชิงป้องกัน

- Responding to emergencies and crises affecting petroleum businesses
- Preparing and driving the Gas Plan for national energy sustainability
- Managing and resolving coal problems in an integrated way, including a project to publicize a coal CoP (Code of Practice) by compiling best practices for coal import/export and undertaking study, testing, and analysis of coal components affecting air and water surroundings.

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

Promoting the E&P business on a par with international standards, this strategy seeks all sectors' acceptance to keep the domestic E&P business friendly with the environment and communities, as well as safe for workers, by:

- Preparing for safe and environmentally friendly decommissioning of petroleum installations, including a project to investigate approaches, criteria, and procedures leading to draft DMF announcements on their removal and draft agreements on transferring such installations to the State
- Developing knowledge and devising guidelines to upgrade the prevention and mitigation of environmental impacts while promoting continual, extended application of effective research, including a project on the surveillance of environmental impacts in the Gulf of Thailand
- Urging and enhancing incentives for operators to relentlessly focus on the development of E&P occupational health, safety, and environmental systems, particularly preventive activities.

ยุทธศาสตร์ที่ 3 มุ่งสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูงในการกำกับกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

เป็นยุทธศาสตร์ที่มีเป้าประสงค์ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นองค์กรที่มีการกำกับ ประสาน บริหารจัดการองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส โดยดำเนินงานดังนี้

- เพิ่มประสิทธิภาพการประสานงานและการให้บริการ โดยทบทวนปรับปรุงมาตรฐานกระบวนการทำงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างเป็นระบบ พร้อมพัฒนาระบบและดำเนินการติดตามประเมินผลกระบวนการอย่างต่อเนื่อง เช่น โครงการทบทวนปรับปรุงกระบวนการทำงานและติดตามผลตามคู่มือปฏิบัติงานโดยเกี่ยวกับการกำกับดูแลผู้ได้รับสัญญาภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)
- ยกระดับฐานข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสู่การเป็นศูนย์กลางองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศ โดยการปรับปรุงฐานข้อมูลธรณีฟิสิกส์และฐานข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม จัดทำระบบข้อมูลปิโตรเลียมเพื่อสนับสนุนการประเมินศักยภาพและการกำกับบริหารสัมปทานการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งการพัฒนามาตรฐานข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
- พัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและกระบวนการสังเคราะห์ข้อมูล เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการปฏิบัติงาน ความเที่ยงตรง และสนับสนุนการตัดสินใจของผู้บริหาร เช่น โครงการพัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อผู้บริหาร (Executive Information System : EIS)
- บริหารอัตรากำลังให้มีความเหมาะสมกับภารกิจ โครงสร้างพร้อมกับสรรหาและพัฒนาบุคลากรให้มีศักยภาพกับการปฏิบัติงานในตำแหน่ง ควบคู่กับการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร เช่น โครงการจัดทำแผนบริหารอัตรากำลังที่เหมาะสมกับภารกิจและโครงการพัฒนาบุคลากรเพื่อเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร
- เสริมสร้างศักยภาพบุคลากรให้มีสมรรถนะมีความสามารถตามลักษณะงานที่ปฏิบัติ การเป็นผู้นำและการทำงานร่วมกันเป็นทีม และการถ่ายทอดความรู้เพื่อการพัฒนาองค์กร เช่น โครงการเสริมสร้าง

Strategy 3 : Strive to become a high-performance organization in E&P regulation

This strategy seeks to turn DMF into an organization with efficient and transparent supervision, coordination, and management of internal processes by:

- More efficiently coordinating and providing services by revising and systematically improving work processes, developing monitoring systems, and continually assessing work process efficiency, including a project on work process improvement and job manual monitoring of PSC contractor supervision
- Upgrading DMF databases into a national E&P knowledge hub by improving geophysical and well databases, devising a petroleum data system in support of field potential assessment and supervision of petroleum concessions, and upgrading E&P data standards
- Developing an IT system and data synthesis processes for higher efficiency and accuracy supporting executives' decision-making, including the Executive Information System (EIS) Project
- Administering its manpower structure for mission and structural suitability while undertaking recruitment and personnel development for their jobs in tandem with executive grooming, including a project to align manpower administration with its missions and the Succession Planning Project
- Enhancing personnel caliber for higher capability and competency for their duties, leadership and teamwork qualities, as well as knowledge transfer for DMF development, including a project for DMF personnel to enhance understanding of organization development in support of energy security and the KM (Knowledge Management) Day project

ความรู้ความเข้าใจด้านการพัฒนาองค์กรแก่บุคลากรกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน และโครงการกิจกรรม KM DAY (Knowledge Management : KM)

- เสริมสร้างศักยภาพบุคลากรให้มีทักษะในการสื่อสารและงานด้านมวลชนสัมพันธ์ เช่น โครงการพัฒนาทักษะบุคลากรด้านการสื่อสารและมวลชนสัมพันธ์
- เสริมสร้างคุณค่า ความพึงพอใจ ความภาคภูมิใจในการปฏิบัติงานของบุคลากร เช่น โครงการเสริมสร้างค่านิยมและวัฒนธรรมองค์กร/โครงการส่งเสริมคุณธรรมจริยธรรมของข้าราชการ และโครงการพัฒนาคุณภาพชีวิต

ยุทธศาสตร์ที่ 4 เสริมสร้างความเชื่อมั่นและความร่วมมือจากทุกภาคส่วนอย่างยั่งยืน

เป็นยุทธศาสตร์ที่มีเป้าประสงค์ เพิ่มการรับรู้และทัศนคติทางบวกต่อภารกิจในการบริหารจัดการปิโตรเลียม แอลเอ็นจี และถ่านหิน ให้กับประชาชนและภาคส่วนต่างๆ โดยดำเนินงาน ดังนี้

- ส่งเสริมการมีส่วนร่วมกับชุมชนและเครือข่ายเพื่อเพิ่มพูนความรู้ และเสริมสร้างความเชื่อมั่นต่อกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
- เพิ่มการประชาสัมพันธ์สถานการณ์ปิโตรเลียมในวงกว้าง เพื่อเสริมสร้างภาพลักษณ์และความเชื่อมั่นต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เช่น โครงการสร้างความเชื่อมั่นความไว้วางใจและเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชนเพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในส่วนของกิจกรรมลงพื้นที่สร้างความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องให้แก่ประชาชนในพื้นที่ที่จะให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่
- เสริมสร้างความร่วมมือกับหน่วยงานรัฐในส่วนกลางและระดับภูมิภาค โดยได้ดำเนินโครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่างๆ ในพื้นที่เป้าหมาย (Flagship Project)
- ตอบสนองต่อปัญหาเชิงวิกฤตจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมที่มีผลกระทบต่อสังคม เช่น โครงการบริหารจัดการเชิงรุกเพื่อแก้สภาวะวิกฤตด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติผ่าน Social Media

- Promoting skills for communication and community relations, including a project to develop these skills
- Promoting personnel's values, satisfaction, and pride in job performances, including a project to promote DMF values and culture, a project to promote government officials' morality and ethics, and a quality-of-life development project.

Strategy 4 :Enhance sustained confidence and cooperation among all sectors

This strategy seeks to enhance positive acknowledgment and attitudes toward the mission of petroleum, LNG, and coal management among the public and other sectors by:

- Promoting engagement with communities and networks to educate them and promote their confidence in the E&P business
- Broadening petroleum situation publicity to enhance the image of and confidence in DMF. A case in point is a project designed to bolster confidence and trust while enhancing public engagement in E&P project development, specifically field work to educate the public where new rounds of E&P rights are to be awarded
- Promoting cooperation with centralized and provincial public agencies through the Flagship Project
- Addressing critical E&P issues affecting society at large, including a project to proactively overcome DMF's E&P crises through social media.

1.3 แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2558 - 2579

Gas Plan 2015

ด้วยสภาพการณ์ปัจจุบันที่กำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติของแหล่งในประเทศมีแนวโน้มลดลง สวนทางกับความต้องการใช้ที่เติบโตขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีตั้งแต่ปี พ.ศ. 2529 ถึงปัจจุบัน (ณ สิ้นปี พ.ศ. 2562) อยู่ที่ ร้อยละ 8.46 ขณะที่ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของไทยเองก็มีอยู่อย่างจำกัด ทำให้มีแนวโน้มที่ต้องพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศมากขึ้นตามลำดับ ซึ่งอาจมาจากทั้งประเทศเพื่อนบ้านและจากภูมิภาคอื่น ประเทศไทยจึงจำเป็นต้องมีแผนการดำเนินงานบริหารจัดการทรัพยากรก๊าซธรรมชาติอย่างเป็นระบบ เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการใช้ในภายภาคหน้าได้อย่างเพียงพอและมีเสถียรภาพ ทั้งโดยการขยายขีดความสามารถด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ และจากการลดความต้องการใช้ เพื่อชะลอการเติบโตของปริมาณการนำเข้า LNG ในอนาคต

1. ความเป็นมาของแผน

ในช่วงปี พ.ศ. 2557 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) มีมติให้กระทรวงพลังงานจัดทำแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติระยะยาว (Thailand Integrated Energy Blueprint หรือ TIEB) โดยให้มีระยะเวลาสอดคล้องกับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติของสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ซึ่งจากมติดังกล่าว กระทรวงพลังงานจึงได้จัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP 2015) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP 2015) แผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP 2015) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan 2015) และแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan 2015) โดยมีเป้าหมายหลักคือ 1) ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) เพื่อตอบสนองความต้องการพลังงานของประเทศ สนับสนุนแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ โดยเน้นการกระจายเชื้อเพลิงเพื่อลดความเสี่ยงในการพึ่งพิงเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง 2) ด้านเศรษฐกิจ (Economy) เพื่อต้นทุนพลังงานที่เหมาะสม ประชาชนและภาคธุรกิจยอมรับได้ ไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาประเทศในระยะยาว รวมถึงส่งเสริมการใช้พลังงานอย่าง

Thailand currently faces dwindling indigenous gas output capacity against a backdrop of rising demand; the average annual consumption growth rate since 1986 (as of year-end 2019) is 8.46%. With a crunch on gas reserves, the country found itself increasingly at the mercy of imports from neighboring countries and other regions. It is therefore vital for Thailand to command a systematic plan for gas resource management to adequately and stably sustain future demand. To slow LNG import growth, it must expand national gas supply capability while trimming demand.

1. Background

In 2014 the National Energy Policy Council (NEPC) assigned the Ministry of Energy to map out a long-term Thailand Integrated Energy Blueprint (TIEB) for each period under the national socio-economic plan issued by the National Economic and Social Development Council. As a result, the ministry prepared PDP 2015 (Power Development Plan 2015), EEP 2015 (Energy Efficiency Plan 2015), AEDP 2015 (Alternative Energy Development Plan 2015), Gas Plan 2015 (Natural Gas Management Plan 2015), and Oil Plan 2015 (Oil Fuel Management Plan 2015). The main goals are as follows. First, energy security to meet national demand and support the national socio-economic plan by diversifying fuel types and minimizing the risk of over-reliance on a given fuel. Second (economy), to derive affordable costs of energy for the public and the business sector in support of long-term national development while promoting efficient energy consumption. Third (ecology), to minimize environmental and community impacts.

มีประสิทธิภาพ 3) ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และชุมชน

ทั้งนี้ แผนทั้งห้าแผนดังกล่าวนั้น ต่างมีความเชื่อมโยง ส่งผลกระทบต่อเนื่องกัน (รูปที่ 1)

The five principal plans of TIEB are interlinked as well as interdependent (Figure 1).

รูปที่ 1 ความเชื่อมโยงของแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติ

Figure 1 Linkage under TIEB

สำหรับแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว พ.ศ. 2558 - 2579 หลังจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมเมื่อวันที่ 17 กันยายน 2558 ได้มีมติเห็นชอบแผนดังกล่าว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องก็ได้ร่วมกัน กำกับ ติดตาม ประเมินและทบทวนค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคต่างๆ และประเมินความเป็นไปได้ของแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่อง โดยได้พิจารณาปัจจัยต่างๆ ที่ส่งผลต่อความต้องการใช้ ทั้งความเป็นไปได้ที่โครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินจะชะลอออกไป ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผน AEDP และ EEP ที่ประเมินไว้อยู่ที่ร้อยละ 70 รวมถึงแนวโน้มราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่มีการปรับตัวลดลงในช่วงกลางปี 2559 ที่ส่งผลให้ประเมินความต้องการใช้ในภาคขนส่งและอุตสาหกรรมมิได้สูงอย่างที่คาดการณ์ไว้เมื่อแรกจัดทำแผน ซึ่งในช่วงเดือนธันวาคม 2559 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้เสนอผลการประเมินค่าพยากรณ์ความต้องการใช้และแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2/2559 ต่อ กพช. ซึ่งได้รับอนุมัติในการประชุมเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 จากนั้น ในปี 2560 ยังมีมติที่เกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติที่ผ่านความเห็นชอบจาก กพช. ถึง 2 ครั้ง คือ 1) แนวทางการเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับสภาวะวิกฤตก๊าซธรรมชาติ 2564-2566 ในวันที่ 15 พฤษภาคม 2560 ที่มีการทบทวนและประเมินความเป็นไปได้ในการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ และ 2) แนวทางการส่งเสริมในกิจการก๊าซธรรมชาติ ในวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 ซึ่งรวมถึงมีมติเห็นชอบและมอบหมายให้ กฟผ. ดำเนินการโครงการนำร่อง ระยะที่ 1 โดยการจัดหาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ในปริมาณไม่เกิน 1.5 ล้านตันต่อปี (รูปที่ 2)

For the Gas Plan 2015, once the plan had secured endorsement from NEPC with effect from September 17, 2015, DMF and related agencies oversaw, monitored, assessed, and revised forecasts of gas demand of various sectors and constantly assessed the feasibility of gas supply plans. The factors consisted of the likelihood of deferred coal power plant construction, the likelihood of AEDP and EEDP implementation success of 70%, and a weakening trend for the world oil price in mid-2016, which subdued the assessed demand of the transport and industrial sectors from that under the original plan formulation period. In December 2016, DMF, EPPO, and related agencies presented assessment outcomes of natural gas demand and supply (Revision 2/2016) to NEPC, which granted its approval at the December 8, 2016 meeting. Then in 2017, NEPC endorsed two natural gas-related matters. First, on May 15, 2017, an approach to accommodate natural gas crises 2021-2023, under which revision and assessment were made of the possibility of procuring gas supply for the country. Second, on July 31, 2017, an approach to manage natural gas businesses; the meeting also saw NEPC endorse and assign EGAT to proceed with a pilot project, phase 1, to secure LNG supply of up to 1.5 million tons a year (Figure 2).

มติ กพช. ที่เกี่ยวข้องกับแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว
NEPC's Gas Plan-related Resolution Summary

รูปที่ 2 สรุปมติ กพช. ที่เกี่ยวข้องกับแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว
Figure 2 NEPC's Gas Plan-related Resolution Summary

ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2561 จนถึงปัจจุบัน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ติดตามและประเมินความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคส่วนต่างๆ อย่างใกล้ชิด เพื่อประเมินสถานการณ์และเตรียมความพร้อมในการวางแผนโครงสร้างพื้นฐาน รองรับการนำเข้าก๊าซธรรมชาติที่จะเกิดขึ้นในอนาคตให้มีความเหมาะสมกับความต้องการใช้ในแต่ละช่วงเวลา และไม่ก่อให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่างๆ ที่มากเกินความจำเป็น

นอกจากนี้ กระทรวงพลังงานได้เตรียมการทบทวนและปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (Thailand Power Development Plan หรือ PDP 2015) แผนอนุรักษ์พลังงาน (Energy Efficiency Plan หรือ EEP 2015) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan หรือ AEDP 2015) เพื่อให้เหมาะสมและเป็นปัจจุบัน ซึ่งผลจากการทบทวนแผนเหล่านี้จะเกี่ยวโยงและส่งผลต่อค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในอนาคต จึงจะมีการทบทวนแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

Since 2018, DMF and related agencies have closely tracked and assessed gas demand in various sectors to assess the situation and prepare to map out infrastructure plans to sustain future gas imports suiting the demand for each period and preventing redundant investment expenses.

In addition, the ministry reviewed and duly updated PDP 2015, EEP 2015, and AEDP 2015. Since these revised outcomes involve and affect projected gas demand, there will be revised gas supply and gas infrastructural development plans under the Gas Plan once conclusions to these plans have been drawn.

รวมถึงแผนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานภายใต้แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติภายหลังจากการทบทวนแผนต่างๆ ได้ข้อสรุปแล้ว

2. แผนการดำเนินงานภายใต้แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ

ในส่วนของมาตรการการดำเนินงานเพื่อบรรลุเป้าประสงค์ของแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ ได้เริ่มดำเนินการมาอย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนกันยายน 2558 ภายหลังจากที่ กพช. อนุมัติแผนดังกล่าว โดยประกอบด้วยมาตรการทั้งภาคการใช้ การจัดหา การเตรียมความพร้อมในด้านโครงสร้างพื้นฐาน ตลอดจนโครงสร้างธุรกิจและกติกากฎระเบียบที่จำเป็น (รูปที่ 3) โดยในภาคการใช้มีการติดตามการใช้ก๊าซธรรมชาติของแต่ละภาคส่วนและประเมินผลเปรียบเทียบกับเป้าหมาย ควบคู่กับการติดตามผลการดำเนินงานของแผนอื่นๆ อาทิ แผน PDP 2015 แผน AEDP 2015 และ EEP 2015 ซึ่งความสำเร็จของแต่ละแผนจะส่งผลต่อความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติดังที่กล่าวข้างต้น ซึ่งมีการรายงานผลการติดตามในการประชุมของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) อย่างต่อเนื่องเป็นรายไตรมาส

2 Action plan under Gas Plan 2015

Since September 2015, after NEPC's approval, DMF has continued to implement the Gas Plan, consisting of measures taken involving consumption, supply, preparedness of infrastructure, business structure, and essential regulations (Figure 3). Regarding consumption, DMF monitored gas consumption by sector against respective goals and the implementation of other plans, including PDP, AEDP, and EEP of 2015. The success of each plan affected gas demand. The department also reports quarterly monitoring outcomes to the Energy Policy Administrative Committee (EPAC).

รูปที่ 3 เป้าหมายการดำเนินงานตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว

Figure 3 Gas Plan Goals

สำหรับการจัดหาก๊าซธรรมชาติ สัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่ได้จากแหล่งต่างๆ ณ สิ้นปี พ.ศ. 2562 ประกอบด้วย การจัดหาจากแหล่งในประเทศร้อยละ 69 จากการนำเข้าจากประเทศเมียนมาร้อยละ 16 และจากการนำเข้า LNG ร้อยละ 15 (จากหน่วยล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต) ทั้งนี้ ตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว พ.ศ. 2558 - 2579 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2559 นั้น หากไม่มีการสำรวจและพัฒนาศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศเพิ่มเติม คาดว่า ณ ปี พ.ศ. 2579 จะมีสัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศคิดเป็นร้อยละ 5 ในขณะที่สัดส่วนการนำเข้า LNG ตามสัญญาซื้อ-ขายระยะยาวจะอยู่ที่ประมาณร้อยละ 19 ที่เหลืออีกร้อยละ 76 เป็นส่วนที่จะต้องมีการบริหารจัดการเพื่อความมั่นคงด้านการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยต่อไป โดยมีวิธีการจัดหาหลักๆ 5 วิธี ได้แก่ 1) บริหารจัดการแหล่งสัมปทานที่จะสิ้นอายุ 2) ส่งเสริมการพัฒนาศักยภาพในแหล่งสัมปทานปัจจุบัน 3) เปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตรอบใหม่ 4) จัดหาเพิ่มจากประเทศเพื่อนบ้าน และ 5) จัดหา LNG ดังรูปที่ 4

As for supply, the actual ratios of gas supplies derived from various sources as of year-end 2019 were 69% indigenous deposits, 16% imported from Myanmar, and 15% imported LNG (MMscfd at 1,000 Btu/cu.ft). Compared with the supply plan under the Gas Plan 2015 (Revision 2) of December 8, 2016, without additional exploration and development of petroleum potential, the ratio of indigenous supply could shrink to 5%, that from LNG imports under long-term contracts to 19%, and up to 76% would need to be managed for future national security of supply. Five key solutions have been identified: manage concessions nearing expiry, promote development of potential in current concessions, launch new E&P bidding rounds, secure additional supplies from neighboring countries, and secure LNG (Figure 4).

รูปที่ 4 สัดส่วนการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จริง ณ สิ้นปี 2562
เทียบกับแผนจัดหาภายใต้แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2/2559 ณ สิ้นปี 2579
Figure 4 Ratio of Actual Gas Output (Year-end 2019)
to Gas Supply Plan under Gas Plan 2015 (Revision 2/2016) (Year-end 2036)

สำหรับมาตรการ G2-1 เรื่องบริหารจัดการแหล่งสัมปทานที่จะสิ้นอายุในปี พ.ศ. 2565 - 2566 ตามมติ เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2561 คณะรัฐมนตรีเห็นชอบให้ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ร่วมกับ บริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ในแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 (ที่ตั้งของแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณในแปลงสำรวจปัจจุบันหมายเลข 10 11 12 และ 13) และให้บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด เป็นผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในแปลงสำรวจหมายเลข G2/61 (ที่ตั้งของแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มบงกชในแปลงสำรวจหมายเลข 15 16 และ 17) และมีการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 (แก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560) โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะประเมินความเป็นไปได้ในการจัดหาจากทั้ง 2 แปลง มาประกอบการพิจารณา เพื่อทบทวนแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติต่อไป

ทั้งนี้ ตลอดปี พ.ศ. 2562 ที่ผ่านมา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทบทวนและปรับปรุงแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติเพื่อให้มีความสอดคล้องกับแผนหลักอื่นๆ ภายใต้แผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติระยะยาว (TIEB) โดยคาดว่าภายในปี พ.ศ. 2563 จะดำเนินการจัดทำแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติระยะยาว พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018) แล้วเสร็จ

As for the G2-1 measure (manage concessions nearing expiry in 2022-2023), the Cabinet at its December 13, 2018 meeting endorsed PTTEP Energy Development Co., Ltd., jointly with MP G2 (Thailand) Co., Ltd., as the winning PSC contractor for G1/61 (site of the Erawan group of fields in current exploration blocks 10, 11, 12, and 13) and endorsed PTTEP Energy Development Co., Ltd., as the winning PSC contractor for G2/61 (site of the Bongkot group of fields in current exploration blocks 15, 16, and 17). PSCs were signed on February 25, 2019, under the Petroleum Act 1971, amended by Petroleum Act No. 7 (2017). DMF will be assessing the feasibility of supply from both blocks in support of the revision of the Gas Plan.

Throughout 2019, DMF has participated with relevant agencies in revising and improving the Gas Plan for alignment with other core plans under TIEB. It is expected that 2020 will see the completion of Gas Plan 2018 (2018-2037).

1.4 แผนการบริหารจัดการ LNG
LNG Management Plan

1. ที่มา

ประเทศไทยมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคครัวเรือน และภาคขนส่ง ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศมีการเติบโตต่อเนื่องที่ระดับความต้องการใช้ปริมาณ 5,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ขณะที่กิจกรรมการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศรอบใหม่ยังไม่เกิดขึ้น แหล่งผลิตปิโตรเลียมที่ผลิตในปัจจุบันอยู่ในช่วงถดถอย ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติมีทิศทางเป็นไปตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ หรือ Gas Plan 2015 ที่ได้ประมาณการล่วงหน้าในด้านความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศจากในประเทศ จากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติทางท่อส่งจากประเทศเมียนมา และส่วนที่เข้ามาเป็นส่วนเสริมของการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอ คือ ก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas : LNG) LNG เข้ามาเป็นส่วนสำคัญเพื่อให้มีปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศ

ประเทศไทยเริ่มนำเข้า LNG ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2554 และมีแนวโน้มการใช้มากขึ้นในปัจจุบันตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ มีการพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า LNG ด้วยเรือขนาดใหญ่ที่มีผนังสำหรับเก็บรักษาความเย็น การสร้างถังจัดเก็บและระบบแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อแปรสถานะ LNG จากของเหลวให้กลับมาเป็นสถานะก๊าซ โดยตามแผนโครงสร้างพื้นฐานในปี พ.ศ. 2560 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้พิจารณาอนุมัติให้บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน) ดำเนินการขยายความสามารถของคลังจัดเก็บและแปรสภาพ LNG Terminal มาบตาพุด ให้ก่อสร้างเพิ่มชุดเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำทะเล (Opened Rack Vaporization : ORV) ทำให้ LNG Terminal มาบตาพุดมีความสามารถในการแปรสถานะ LNG ให้เป็นก๊าซรวม 11.5 ล้านตันต่อปีซึ่งได้ก่อสร้างแล้วเสร็จในปลายปี พ.ศ. 2561 และได้อนุมัติให้ก่อสร้าง LNG Terminal แห่งที่ 2 ในพื้นที่บ้านหนองแฟบ จังหวัดระยอง ซึ่งห่างจาก

1. Background

Because Thailand consumes natural gas in its power generation and its industrial, household, and transport sectors, its recent gas demand has climbed to about 5 Bcfd while the awarding of new petroleum E&P rights has yet to take place and current producing fields have been in decline. Gas supply volumes follow the Gas Plan 2015, derived from demand and supply estimates from indigenous sources, imported piped gas from Myanmar, and LNG imports to meet the supply shortfall playing an instrumental role.

It was in 2011 that Thailand began importing LNG, whose consumption trend has been on a rise under the Gas Plan 2015. Its developed infrastructure has accommodated imports via large cryogenic vessels, with storage tanks and heat exchange systems installed to gasify LNG. Under the infrastructural plan, in 2017 NEPC approved PTT Plc's expansion of its LNG storage and liquefaction facilities at Map Ta Phut together with additional construction of Opened Rack Vaporization (ORV) equipment to enable the terminal to accommodate a total of 11.5 tons per year (MTPA); construction was completed in late 2018. For the approved second LNG terminal at Nong Faep, Rayong, some 10 kilometers from Map Ta Phut, PTT had completed its design and EIA study before beginning construction of the 7.5-MTPA facilities in late 2018.

มาบตาพุดราว 10 กิโลเมตร โดย ปตท. ได้ออกแบบและศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมแล้วเสร็จและเริ่มก่อสร้าง LNG Terminal ในปลายปี พ.ศ. 2561 ขนาด 7.5 ล้านตันต่อปี ตามนโยบายการแข่งขันเสรีในกิจการก๊าซธรรมชาติ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับมอบหมายตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 ให้กำกับ ติดตาม รวมถึงบริหาร ดูแลความมั่นคงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งจากอ่าวไทย จากนำเข้าจากต่างประเทศทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและจากการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) รวมทั้งตามประกาศกฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2562 ให้ศึกษาและเสนอแนะแนวทางการนำเข้าและการซื้อขายก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) เพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้ของประเทศได้อย่างเหมาะสมและทันท่วงที ทั้งในสถานการณ์ปัจจุบัน สถานการณ์ฉุกเฉิน การหยุดซ่อมบำรุงและการวางแผนในอนาคต

2. ผลการดำเนินการ

1. ติดตามปริมาณการจัดหาและการใช้ LNG ของประเทศ โดยในปี พ.ศ. 2562 มีการนำเข้า LNG ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตามสัญญาระยะยาว ซึ่งประกอบด้วยสัญญาระยะยาวจำนวน 4 สัญญารวมปริมาณ 5.2 ล้านตันต่อปี ได้แก่

1) สัญญา Qatar ขนาด 2 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 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) และ

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

DMF was assigned by the NEPC resolution of July 31, 2017, to oversee, monitor, administer, and look after the security of supply of gas from the Gulf of Thailand, imported piped gas, and LNG imports. Its role was further defined by a 2019 ministerial announcement structuring DMF under the Ministry of Energy to study and propose an approach for the import and purchase of natural gas and LNG in suitable and prompt response to national demand, covering current situations, emergencies, maintenance shutdowns, and future planning.

2. Performance

1. Monitored national LNG supply and consumption: In 2019 LNG was imported by PTT Plc under four long-term agreements totaling 5.2 MTPA:

1) 20-year Qatar agreement (2 MTPA), 2015-2035

2) 15-year Shell agreement (1 MTPA), 2017-2032

3) 15-year BP agreement (1 MTPA), 2017-2032

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

2. ติดตามการดำเนินการด้านโครงสร้างพื้นฐานรองรับการนำเข้า จัดเก็บและแปรสถานะ LNG เป็นก๊าซเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศ ปัจจุบันโครงสร้างพื้นฐานที่พร้อมรองรับการนำเข้า LNG ประกอบด้วย PTT LNG Terminal มาบตาพุด จังหวัดระยอง ซึ่งสามารถแปรสถานะ LNG เป็นก๊าซได้สูงสุดที่ 11.5 ล้านตันต่อปี

นอกจากนี้ โครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง ได้แก่ PTT LNG Terminal หนองแฟบ โดยมีกำหนดการแล้วเสร็จในปี 2565 ที่มีความสามารถในการแปรสถานะ LNG 7.5 ล้านตันต่อปี โครงการ LNG มาบตาพุด ระยะที่ 3 ตามแผนการพัฒนาในพื้นที่ EEC ของรัฐบาล ที่มีความสามารถในการรองรับรวม 10.8 ล้านตันต่อปี

2. Monitored infrastructure construction progress for LNG import, storage, and gasification feeding into national transmission pipelines. Today such infrastructure consists of a PTT LNG Terminal at Map Ta Phut, Rayong, which can gasify up to 11.5 MTPA.

In addition, a project under construction, namely the Nong Faep PTT LNG Terminal, is due for completion in 2022 with a gasification capacity of up to 7.5 MTPA; the Phase 3, 10.8-MTPA Map Ta Phut LNG Project is located in the government's EEC megaproject development area.

1.5 แผนบูรณาการงานด้านเชื้อเพลิงถ่านหิน
Integrated Plan for Coal

1. ความเป็นมา

ในอดีตที่ผ่านมาประเทศไทยมีการผลิตและการใช้ถ่านหินเพื่อพัฒนาประเทศมาอย่างยาวนาน แต่ไม่ได้มีมาตรการและเทคโนโลยีในการจัดการผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ประกอบกับมีการใช้ถ่านหินเป็นปริมาณมากในการผลิตไฟฟ้า เพื่อรองรับการขยายตัวทางเศรษฐกิจเพิ่มขึ้น เนื่องจากการใช้ถ่านหินโดยไม่มีหน่วยงานหลักกำกับดูแลส่งผลให้เกิดวิกฤตผลกระทบต่อสภาวะอากาศเป็นภาพลักษณ์ที่ไม่ดีต่อโรงไฟฟ้าถ่านหิน จนในที่สุดได้พัฒนาไปสู่การต่อต้านการใช้ถ่านหินจากประชาสังคมบางกลุ่ม ซึ่งในปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดที่สามารถกำจัดหรือลดมลพิษจากการนำเชื้อเพลิงถ่านหินมาใช้ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ได้ตามเกณฑ์มาตรฐาน

กระทรวงพลังงาน มีมติเมื่อวันที่ 7 ตุลาคม 2557 มอบหมายให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานสังกัดกระทรวงพลังงานและมีหน้าที่หลักในการจัดหาพลังงานจากแหล่งทรัพยากรเชื้อเพลิงธรรมชาติ จัดทำแผนบูรณาการงานด้านเชื้อเพลิงถ่านหิน ในการบริหารจัดการและขนส่งถ่านหินทั้งระบบ เพื่อสร้างความเข้าใจกับประชาชนเกี่ยวกับการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหิน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติตระหนักถึงความสำคัญและความจำเป็นของการใช้ประโยชน์เชื้อเพลิงถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ ที่มีปริมาณมากขึ้น หากไม่มีการบริหารจัดการที่ดีและนำเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดที่เหมาะสมมาใช้อาจก่อให้เกิดมลภาวะและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม จึงเห็นควรมีการบูรณาการร่วมกันทั้งภาครัฐ ภาคเอกชน รวมถึงภาคประชาชน เพื่อการบริหารจัดการที่ดีมีประสิทธิภาพและความเชื่อมั่นจากการใช้ประโยชน์เชื้อเพลิงถ่านหิน จึงได้จัดทำแผนบูรณาการด้านเชื้อเพลิงถ่านหินหรือแผนที่นำทางเชื้อเพลิงถ่านหินของประเทศ (Thailand Coal Roadmap) ร่วมกับคณะทำงานแก้ไขปัญหาด้านเชื้อเพลิงถ่านหินของประเทศแบบบูรณาการ (9 กระทรวง 23 หน่วยงาน) มีระยะดำเนินงาน 5 ปี (พ.ศ. 2559-2564) เพื่อรองรับการใช้ประโยชน์เชื้อเพลิงถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าและในภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องเป็นมิตร

1. Background

For decades, Thailand has produced and burned coal in national development without environmental measures and mitigation technologies, while huge amounts of coal have fired power generation to help Thailand sustain economic growth. In the absence of a coal regulatory agency, this has resulted in atmospheric impacts, a tarnished image of coal power plants, and ultimately certain civic groups' opposition to coal. To remedy and overcome environmental impacts, today one sees the introduction of clean coal technology in keeping with standards.

On October 7, 2014, the Ministry of Energy assigned DMF-its arm for supplying mineral fuel energy-to draw up an integrated coal plan for the management and transport of the entire coal system and establish public understanding of coal power plant construction. DMF recognizes the value and necessity of increasing coal exploitation across the industrial sector. Without proper management and application of clean, suitable coal technology, pollution and other environmental impacts would arise. Therefore it was agreed that there should be integration among public and private sectors in parallel with the people sector to exercise sound management with efficiency and confidence in coal exploitation. Along with a taskforce on the integrated solution to national coal problems, involving nine ministries and 23 agencies, DMF therefore drew up the Thailand Coal Roadmap for 2016-2021 to accommodate coal exploitation for power generation and players in the industrial sector so that coal may become an environmentally friendly fuel, a national energy security enhancer,

ต่อสิ่งแวดล้อม สร้างความมั่นคงด้านพลังงานและเพิ่มศักยภาพในการแข่งทางธุรกิจกับต่างประเทศ ประกอบด้วย 6 ยุทธศาสตร์ ดังนี้

ยุทธศาสตร์ที่ 1 จัดทำกฎหมาย และกำกับกิจการเชื้อเพลิงอย่างเป็นธรรมและโปร่งใส

ยุทธศาสตร์ที่ 2 สร้างความร่วมมือโดยตั้งคณะทำงานที่ประกอบด้วยหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับถ่านหิน

ยุทธศาสตร์ที่ 3 กำหนดโครงสร้างองค์กรบริหารจัดการเชื้อเพลิงถ่านหิน

ยุทธศาสตร์ที่ 4 พัฒนาขีดความสามารถทางเทคโนโลยีเชื้อเพลิงถ่านหินให้กับองค์กรและบุคลากรของประเทศ

ยุทธศาสตร์ที่ 5 สร้างความยอมรับของสังคมด้านเชื้อเพลิงถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด

ยุทธศาสตร์ที่ 6 จัดทำฐานข้อมูลถ่านหินที่น่าเชื่อถือถูกต้องและครอบคลุม

2. ผลการดำเนินงานที่ผ่านมา

ในปี 2562 ชธ. ในฐานะหน่วยงานหลักที่มีหน้าที่และอำนาจในการศึกษาและส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือกและศึกษาและส่งเสริมการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล ได้ดำเนินการจัดการประชุมเผยแพร่และประชาสัมพันธ์ประมวลหลักปฏิบัติที่ดี (Code of Practice ; CoP) สำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน จำนวน 4 ครั้ง เพื่อส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินและสร้างความยอมรับของสังคมให้การดำเนินงานด้านถ่านหินเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศในระยะยาว

โดยได้พิจารณาคัดเลือกพื้นที่เป้าหมายที่มีผู้ประกอบการและภาคส่วนที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการเชื้อเพลิงถ่านหิน เช่น โรงไฟฟ้าถ่านหิน โรงปูนซีเมนต์ หรืออุตสาหกรรมต่าง ๆ ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จำนวน 4 พื้นที่ ได้แก่

and an international competitiveness enabler. The plan consists of these strategies:

1. Development of legislation and supervision of coal businesses that are fair and transparent
2. Establishment of cooperation by appointing a taskforce of representatives from coal-related agencies
3. Definition of an organization structure for coal administration
4. Development of coal technological competencies for the country's organizations and personnel
5. Establishment of social acceptance of coal and clean coal technology
6. Development of coal databases that are credible, accurate, and inclusive.

2. Performance

In 2019, as the core agency authorized to study and promote alternative-fuel consumption while investigating and promoting imported coal for power generation of international standards, DMF staged four meetings to publicize the Code of Practice (CoP) for coal import/export to promote coal consumption and achieve social acceptance so that implementation may proceed with efficiency and environmental friendliness for ultimate long-term national energy security.

DMF selected four target areas with operators and relevant sectors of the coal business, including coal power plants, cement plants, or coal-fired industries, and held the meetings below:

พื้นที่ที่ 1 จังหวัดชลบุรี จัดการประชุมฯ เมื่อวันที่ 7 สิงหาคม 2562 ณ โรงแรมดี วารี จอมเทียนบีช พัทยา

พื้นที่ที่ 2 จังหวัดลำปาง จัดการประชุมฯ เมื่อวันที่ 14 สิงหาคม 2562 ณ โรงแรมเวียงลคอร

พื้นที่ที่ 3 จังหวัดพระนครศรีอยุธยา จัดการประชุมฯ เมื่อวันที่ 20 สิงหาคม 2562 ณ โรงแรมคลาสสิก คามิโอ

พื้นที่ที่ 4 จังหวัดตรัง จัดการประชุมฯ เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2562 ณ โรงแรมเรือรัษฎา

หนึ่งในกิจกรรมที่สำคัญคือกิจกรรมการมีส่วนร่วมกับทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงถ่านหินทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยดำเนินการจัดการประกวดและคัดเลือกองค์กรที่เป็นเลิศในด้านต่างๆ ของกิจการถ่านหินของไทย (Thailand Coal Awards) และการส่งโครงงานของผู้ประกอบดีเด่นด้านถ่านหินของไทยเข้าร่วมการประกวดในระดับอาเซียน (ASEAN Coal Awards) โดยดำเนินการจัดการประกวดทุกๆ 2 ปี ซึ่งสามารถแบ่งประเภทการประกวดออกเป็น 3 ประเภทหลัก ได้แก่

1. ประเภทการดำเนินการที่เป็นเลิศ (Best Practices Category) แบ่งเป็นประเภทย่อย 3 ประเภท คือ
   - การทำเหมืองถ่านหิน
   - การใช้ประโยชน์ถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดในการผลิตไฟฟ้าและในภาคอุตสาหกรรม
   - การจำหน่ายถ่านหิน รวมถึงการขนส่ง การจัดการและการกองเก็บ
2. ประเภทความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม
3. ประเภทหัวข้อพิเศษ

ในปี พ.ศ. 2562 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ส่งโครงงานของผู้ประกอบดีเด่นด้านถ่านหินของไทยเข้าร่วมการประกวด ASEAN Coal Awards 2019 จำนวน 7 รางวัล โดยประเทศไทยได้รับรางวัล จำนวน 6 รางวัล ในประเภทต่างๆ ดังนี้

- ประเภท Best Practice CCT Utilization in Industry (Medium Scale) บริษัท สยามคราฟท์ อุตสาหกรรม จำกัด ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1

First area: Chon Buri, August 7, 2019, D Varee Jomtien Beach Pattaya Hotel

Second area: Lampang, August 14, 2019, Wienglakor Hotel

Third area: Phra Nakhon Si Ayutthaya, August 20, 2019, Classic Kameo Hotel

Fourth area: Trang, August 28, 2019, Rua Rasada Hotel.

A key activity is engagement with all related sectors (domestic and abroad) through the staging of contests for organizations of excellence among Thai coal businesses (Thailand Coal Awards) and the selection of outstanding domestic operators for the ASEAN Coal Awards contest, held every other year under the following Category :

1. Best Practices Category.
   - Coal Mining
   - Clean Coal Use and Technology for power generation and the industrial sector
   - Coal Distribution, including transportation handling and storage
2. Corporate Social Responsibility Category.
3. Special Submission Category.

This year DMF submitted seven entries to the judging panel of the ASEAN Coal Awards 2019, of which Thailand won six awards:

- Best Practice CCT Utilization in Industry (Medium-Scale): Siam Kraft Industry Co., Ltd. (First Runner-up)

- ประเภท Best Practice CCT Utilization in Power Generation (Small Scale) บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) ได้รับรางวัลชนะเลิศ
- ประเภท Best Practice CCT Utilization in Power Generation (Medium Scale) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (โรงไฟฟ้าแม่เมาะ) ได้รับรางวัลชนะเลิศ
- ประเภท Corporate Social Responsibility การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (เหมืองแม่เมาะ) ได้รับรางวัลชนะเลิศ
- ประเภท Corporate Social Responsibility การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (โรงไฟฟ้าแม่เมาะ) ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1
- ประเภท Special Submission การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (เหมืองแม่เมาะ) ได้รับรางวัลชนะเลิศ

- Best Practice CCT Utilization in Power Generation (Small-Scale): IRPC Plc (Winner)
- Best Practice CCT Utilization in Power Generation (Medium-Scale): Electricity Generating Authority of Thailand (Mae Moh Power Plant) (Winner)
- Corporate Social Responsibility: Electricity Generating Authority of Thailand (Mae Moh Mine) (Winner)
- Corporate Social Responsibility: Electricity Generating Authority of Thailand (Mae Moh Power Plant) (First Runner-up)
- Special Submission: Electricity Generating Authority of Thailand (Mae Moh Mine) (Winner).

งานพิธีมอบรางวัล ASEAN Coal Awards 2019 เมื่อวันที่ 5 กันยายน 2562 ณ โรงแรม ดิ แอทธินี โฮเทล กรุงเทพฯ
The ASEAN Coal Awards 2019 Ceremony, held at The Athenee Hotel, Bangkok, on September 5, 2019

3. แผนการดำเนินงานในปี 2563

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ดำเนินโครงการติดตามและประเมินผลประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน เพื่อการส่งเสริมและยกระดับกระบวนงานประกอบกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินให้ได้มาตรฐาน เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม โดยการนำประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินมาเป็นแนวทางการปฏิบัติงานได้อย่างเป็นรูปธรรม ในการยกระดับมาตรฐานด้านการประกอบกิจการถ่านหินของผู้ประกอบการให้เป็นที่ยอมรับเพิ่มมากขึ้น และเพื่อเพิ่มศักยภาพในการบริหารจัดการด้านนโยบายและแผนพลังงานในส่วนของการประกอบกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินในประเทศไทย

3. Plans for 2020

To promote and upgrade coal business processes to international standards and environmental friendliness, DMF launched a project to monitor and assess practices against the CoP for coal import/export and concretely upgrade business standards for wider acceptance and greater caliber in managing the energy policy and plans for domestic coal businesses.

Part

2

PETROLEUM OVERVIEW

สถานการณ์ปิโตรเลียม

2 สถานการณ์ปิโตรเลียมภายในประเทศ
Domestic Petroleum Overview

ในปี พ.ศ. 2562 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) เฉลี่ย 2.14 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงกว่าปีก่อนประมาณร้อยละ 0.6 โดยหากพิจารณาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2558-2562) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1.2 ต่อปี

This year Thailand's primary energy consumption averaged 2.14 MMBOED, a 0.6% drop from last year, while, for the past five years (2015-2019) this consumption rise has averaged 1.2% a year.

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2562
Thailand's primary commercial energy consumption, 2015-2019

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

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยปี พ.ศ. 2562 แบ่งออกเป็นการใช้ปิโตรเลียม ร้อยละ 81 (ก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมร้อยละ 42 และ 39 ตามลำดับ) ถ่านหินและลิกไนต์ร้อยละ 16 และพลังงานน้ำและไฟฟ้านำเข้าร้อยละ 3

For the year, primary energy consumption was made up of 81% petroleum (42% natural gas and 39% petroleum products), 16% coal and lignite, and 3% hydroelectric power and imported power.

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2562
Thailand's primary commercial energy consumption in 2019

การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทยในปี 2562 มีการจัดหาจากแหล่งภายในประเทศเฉลี่ย 0.85 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 แบ่งเป็นการจัดหาในรูปน้ำมันดิบร้อยละ 15 (เฉลี่ย 126,770 บาร์เรลต่อวัน) ก๊าซธรรมชาติเหลวร้อยละ 11 (เฉลี่ย 102,331 บาร์เรลต่อวัน) และก๊าซธรรมชาติ (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย) ร้อยละ 74 (เฉลี่ย 3,615 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยรวมคิดเป็นร้อยละ 40 ของการจัดหาปิโตรเลียมทั้งหมด ส่วนที่เหลือร้อยละ 60 ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

เมื่อพิจารณาแนวโน้มในอดีตที่ผ่านมา จะเห็นว่าความต้องการใช้และการจัดหาพลังงานของประเทศโดยรวมยังคงมีแนวโน้มสูงขึ้นต่อเนื่อง โดยประเทศต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดิบในระดับสูงมาอย่างยาวนาน ในปี พ.ศ. 2562 มีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบสูงถึงร้อยละ 87 เมื่อเทียบกับการจัดหาน้ำมันดิบในประเทศทั้งหมด เพื่อใช้ภายในประเทศโดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคการขนส่ง

สำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศ ยังคงสามารถพึ่งพาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งในประเทศร้อยละ 72 แต่เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ที่เติบโตอย่างต่อเนื่อง ได้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในสองรูปแบบ ได้แก่ นำเข้าจากแหล่งก๊าซธรรมชาติ

This year Thailand supplied 0.85 MMBOED from indigenous sources, a 1.6% rise from last year. Of this, crude oil accounted for 15% (126,770 bpd); condensate, 11% (102,331 bpd), and natural gas, 74% (3,615 MMcfd). Imports accounted for 60% of the total supply.

In view of past trends, one notices soaring overall demand and supply in Thailand, which has for so long relied heavily on crude oil imports. This year, for instance, such imports took the lion's share of 87% of the total supply for domestic consumption, most of it in the transport sector.

As for domestically consumed natural gas, Thailand currently relies on 72% supplied by indigenous sources. To meet the spiraling demand, two forms of imports have emerged: piped-gas imports from Myanmar's fields (15% of the total supply) to the west and LNG imports (13%). Today Thailand has LNG storage and gasification facilities at Map Ta Phut, Rayong, and another set of facilities under construction at Ban Nong Faep, Rayong, to replace supply from limited indigenous resources while sustaining gas demand growth from each

ของประเทศเมียนมา โดยขนส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซตะวันตกในสัดส่วนร้อยละ 15 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่จัดหาได้ อีกรูปแบบคือการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ในสัดส่วนร้อยละ 13 โดยปัจจุบันประเทศมีสถานีกักเก็บและแปรสถานะ LNG แห่งที่หนึ่งตั้งอยู่ที่อำเภอมาบตาพุด จังหวัดระยอง และแห่งที่สองที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างที่บ้านหนองแฟบ จังหวัดระยอง ซึ่งเป็นโครงสร้างพื้นฐานรองรับความต้องการ LNG ที่อาจเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนปริมาณการจัดหาก๊าซจากแหล่งภายในประเทศที่มีอยู่อย่างจำกัด และรองรับการเติบโตความต้องการใช้ก๊าซในแต่ละภาคส่วนที่จะเพิ่มขึ้นโดยเฉพาะจากภาคการผลิตไฟฟ้า ประเทศจึงจำเป็นต้องมีแนวทางในการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพและเป็นระบบชัดเจน โดยมีมาตรการจัดการในด้านการจัดหาควบคู่กับมาตรการด้านการใช้ เพื่อสร้างสมดุลพลังงานและเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศในระยะยาว

sector, particularly the power sector. Thailand therefore needs a management approach that is both efficient and systematic, equipped with supply management measures in parallel with demand-side management measures, to strike an energy balance and enhance long-term national energy security.

THAILAND'S PETROLEUM BALANCES
(January - December 2019)

Unit: MBOEPD

PROCUREMENT

Import

	2018	2019	%
Crude Oil	938.7	836.1	-10.9
- Middle East	575.9	489.5	-15.0
- Far East	135.6	115.4	-14.9
- Other	227.2	231.2	1.8
Condensate	11.4	17.2	50.9
Natural Gas	244.4	242.5	-0.8
LNG	89.0	75.5	-15.2
Subtotal	1,283.5	1,171.3	-8.7

Refined Products	50.5	95.0	88.1
- LPG	14.9	11.9	-20.1
- Gasoline	23.4	33.5	43.2
- Jet Fuel	1.0	6.3	530.0
- Diesel	10.0	41.8	318.0
- Fuel Oil	0.2	0.4	100.0
- Bitumen	1.0	1.1	10.0
Total Import	1,334.0	1,266.3	-5.1

Indigenous

Crude Oil	132.8	133.6	0.6
- For Local	102.1	107.3	5.1
- For Export	30.7	26.3	-14.3
Condensate	81.0	85.0	4.9
- For Local	81.0	85.0	4.9
- For Export	-	-	-
Natural Gas	571.6	584.5	2.3
Total Indigenous	785.4	803.1	2.3

TOTAL	2,119.4	2,069.4	-2.4

PROCESSING

(Exclude Naphtha from Refinery)

Six Refineries and one Condensate Splitter with Combined Capacity of 1,109,000 barrels per day

Products	2018	2019	%
- LPG	42.1	36.0	-14.5
- Gasoline	196.6	194.9	-0.9
- Kerosene	35.0	33.5	-4.3
- Jet Fuel	123.7	116.4	-5.9
- Diesel	466.9	413.9	-11.4
- Fuel Oil	112.4	103.1	-8.3
- Bitumen	26.4	23.9	-9.5
Subtotal	1003.1	921.7	-8.1

Seven Gas Separation Plants with Combined Capacity of 2,865 MMcfd

Products	2018	2019	%
- Sales Gas	309.4	307.1	-0.7
- LPG	69.6	68.6	-1.4
- NGL	13.9	14.6	5.0
Subtotal	392.9	390.3	-0.7

Petrochemical Plants

LPG	10.0	9.5	-5.0

LOCAL CONSUMPTION / EXPORT

	Refined Products Consumption			Export		
Products	2018	2019	%	2018	2019	%
- LPG	129.5	120.4	-7.0	8.0	6.0	-25.0
- NGL	12.9	13.4	3.9	0.5	0.8	60.0
- Gasoline	169.2	175.4	3.7	26.1	19.1	-26.8
- Kerosene	15.0	15.3	2.0	0.1	0.0	-70.0
- Jet Fuel	116.2	117.2	0.9	16.5	14.4	-12.7
- Diesel	407.7	425.0	4.2	95.5	65.0	-31.9
- Fuel Oil	41.4	37.1	-10.4	65.0	62.2	-4.3
- Bitumen	18.0	19.8	10.0	7.3	7.0	-4.1
Subtotal	909.9	923.6	1.5	219	174.5	-20.3

Natural Gas Consumption

Consumer	2018	2019	%
- EGAT+IPP+SPP	467.0	486.9	4.3
- Industries	131.8	129.8	-1.5
- NGV	42.2	38.5	-8.8
- GSP	176.0	177.0	0.6
Subtotal	817.0	832.2	1.9

Crude for Export		
30.7	26.3	-14.3

Condensate for Export		
-	-	-

TOTAL	1,726.9	1,755.8	1.7	249.7	200.8	-19.6

Sources: PTIT, DMF, EPPO

LUFKIN

Part

3

CONCESSIONS AND STATE REVENUE

สัมปทานปิโตรเลียม และรายได้รัฐ

3.1 การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
Exploration and Production Rights

พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560 ได้ประกาศลงราชกิจจานุเบกษาเมื่อวันที่ 22 มิถุนายน 2560 และมีผลใช้บังคับในวันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษาเป็นต้นไป คือ ตั้งแต่วันที่ 23 มิถุนายน 2560 โดยการแก้ไขเพิ่มเติมพระราชบัญญัติปิโตรเลียมในครั้งนี้ ได้เพิ่มระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม คือ ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต และระบบสัญญาจ้างบริการ เพื่อให้รัฐมีทางเลือกสามารถพิจารณานำมาใช้นอกเหนือไปจากการพิจารณา ให้สัมปทานภายใต้กฎหมายที่มีอยู่ในปัจจุบัน ดังปรากฏในมาตรา 23 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 แก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560 ซึ่งกำหนดว่า "ปิโตรเลียมเป็นของรัฐ ผู้ใดสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในที่ใด ไม่ว่าที่นั้นเป็นของตนเองหรือบุคคลอื่นต้องได้รับสัมปทาน ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือได้รับสัญญาจ้างบริการ..." การกำหนดให้ที่ใดสมควรที่จะดำเนินการสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในรูปแบบสัมปทาน สัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือสัญญาจ้างบริการ ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่คณะกรรมการปิโตรเลียมประกาศกำหนดโดยความเห็นชอบของคณะรัฐมนตรี

ในรอบปี พ.ศ. 2562 มีสัมปทานที่มีการดำเนินงานจำนวน 38 สัมปทาน 48 แปลงสำรวจ โดยแบ่งออกเป็นสัมปทานปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย จำนวน 22 สัมปทาน 29 แปลงสำรวจ และสัมปทานปิโตรเลียมบนบก จำนวน 16 สัมปทาน 19 แปลงสำรวจ และได้ออกสัญญาแบ่งปันผลผลิตในทะเลอ่าวไทยจำนวน 2 สัญญา 2 แปลงสำรวจ ให้แก่ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด และบริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 และบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด แปลงสำรวจหมายเลข G2/61

The Petroleum Act (No. 7), B.E. 2560 (2017), was promulgated in the Royal Gazette on June 22, B.E. 2560 (2017), with effect from June 23, 2017. This amendment saw addition of two E&P regimes, namely the production sharing contract (PSC) and the service contract, so that the State may have options for managing domestic petroleum resources in addition to the concession system. Section 23 of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971), amended by the No. 7 act of 2017, states: "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." The choice of where to apply the concession, PSC, or service contract regime for exploration and production should conform to the criteria and procedures set by the Petroleum Committee with the Cabinet's consent.

This year operations were carried out in 38 concessions covering 48 exploration blocks: 22 offshore concessions covering 29 exploration blocks in the Gulf of Thailand and 16 onshore concessions covering 19 exploration blocks. Two PSCs for exploration blocks in the Gulf were awarded: (1) Block G1/61 to PTTEP Energy Development Co., Ltd., and MP G2 Thailand Co., Ltd., and (2) Block G2/61 to PTTEP Energy Development Co., Ltd.

การอนุมัติ อนุญาตการดำเนินการของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมตามข้อกำหนดในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

การกำหนดพื้นที่ผลิต

ก่อนผลิตปิโตรเลียมจากที่ใดที่หนึ่งในแปลงสำรวจ ผู้รับสัมปทานต้องแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว และเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีแล้ว จึงจะผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ผลิตนั้นได้ตามมาตรา 42 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม โดยในปี พ.ศ. 2562 มีการอนุมัติพื้นที่ผลิตใหม่ จำนวน 4 พื้นที่ ใน 4 แปลงสำรวจ ดังนี้

Approval and licensing of concessionaires' work under the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971)

Definition of production areas

Before producing petroleum from any exploration block, a given concessionaire must prove its discovery of a commercial well and properly define a production area. With the director general's approval, it may proceed with production pursuant to Section 42 of the Petroleum Act 1971 (amended). This year four such production areas in four exploration blocks were approved.

สัมปทานเลขที่ Concession number	ผู้รับสัมปทาน (ผู้ดำเนินงาน) Concessionaire (Operator)	แปลงสำรวจ Block	ชื่อพื้นที่ผลิต Production area	อนุมัติ Approval	
				พื้นที่ (ตร.กม.) Area (sq.km.)	วันที่ Date
1/2550/77	บริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด Pan Orient Energy (Siam) Limited	L53/48	ดีดี DD	2.22	22 เม.ย. 62 Apr 22, 2019
1/2529/33	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	B12/27	มรกตใต้ South Morakot	112.60	16 พ.ค. 62 May 16, 2019
5/2550/81	บริษัท เอ็มพี จี11 (ประเทศไทย) จำกัด MP G11 (Thailand) Limited	G11/48	นงเยาว์ ส่วนขยาย Nong Yao Extension	1.98	6 ก.ย. 62 Sep 6, 2019
7/2549/75	บริษัท เอ็มพี จี1 (ประเทศไทย) จำกัด MP G1 (Thailand) Limited	G1/48	กระเหนือ ส่วนขยาย North Kra Extension	10.75	6 ก.ย. 62 Sep 6, 2019

แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย
Thailand Petroleum Concession Map

Petroleum Concessions in Thailand
(as of January 1, 2020)

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
Gulf of Thailand						
1/1/2514	Thailand-Cambodia Overlapping Area					
26-Nov-71	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00	5#	4,645.0000	-	-
	Idemitsu Kosan Co., Ltd.	50.00	6#	5,510.0000	-	-
	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	20.00				
	* Chevron Blocks 5 and 6, Ltd.	10.00				
1/2515/5	Gas Sale Agreement No.2 (Unit Area I)					
1-Mar-72	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	70.00				
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	30.00				
	Gas Sale Agreement No.2 (Supplementary) (Unit Area II)		10	-	744.1295	-
			11	-	1,154.8318	-
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	71.25				
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	23.75				
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5.00				
23/Apr/75	Thailand-Cambodia Overlapping Area					
Sup.No 2	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10	1,382.9000	-	-
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11	1,401.4900	-	-
17-Dec-97	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10A	-	166.0000	-
Sup.No 9	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11A	-	88.0000	-
2/2515/6	Gas Sale Agreement No.1					
1-Mar-72	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00				
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00				
	Gas Sale Agreement No.2 (Unit Area I)					
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	70.00	12	-	1,295.1646	-
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	30.00	13	-	1,175.7716	-
	Gas Sale Agreement No.2 (Supplementary) (Unit Area II)					
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	71.25				
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	23.75				
	** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5.00				
8-Jun-99	Thailand-Cambodia Overlapping Area		12A	294.0000	-	-
Sup.No.6	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00	12B	125.0000	-	-
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00	13	471.0000	-	-
3/2515/7	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	66.67	16	-	1,403.1090	-
8-Mar-72	Total E&P Thailand	33.33	17	-	518.3800	-
1-Jun-98	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00				
Sup.No.11	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00	16A	-	719.8457	-
	Moeco Thailand Co., Ltd.	4.00				
4/2515/8	Thailand-Cambodia Overlapping Area					
9-Mar-72	* BG Asia Inc.	50.00	7#	4,760.0000	-	-
	Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd.	33.33	8#	3,400.0000	-	-
	Petroleum Resources (Thailand) Pty., Ltd.	16.67	9	2,260.0000	-	-
17-Jul-03	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	44.34				
Sup.No.9	Orange Energy Limited	46.34	9A	-	80.0276	-
	Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd.	7.32				
	Palang Sophon Limited	2.00				

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
5/2515/9 10-Mar-72	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Total E&P Thailand	66.67 33.33	15	-	1,279.0000	-
27-Feb-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co., Ltd.	80.00 16.00 4.00	14A	-	1,373.1890	-
	Thailand-Cambodia Overlapping Area * PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co., Ltd.	80.00 16.00 4.00	14A	133.0000	-	-
27-Feb-98 Sup.No.11	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. Moeco Thailand Co., Ltd.	80.00 16.00 4.00	15A	-	1,466.0516	-
3/2528/28 6-Feb-85	PTTEP Siam Ltd.	100.00	B6/27	-	9.6375	1,296.9625
1/2529/33 15-Jan-86	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. PTTEP SP Limited MOECO Thai Oil Development Co., Ltd.	35.00 45.00 15.00 5.00	B12/27	-	2,678.2930	441.4800
1/2532/35 9-Aug-89	MP B5 (Thailand) Ltd.	100.00	B5/27	-	75.8988	1,855.3412
1/2534/36 1-Aug-91	**Tantawan Production Area** * Chevron Offshore (Thailand) Ltd. Orange Energy Limited ** Chevron Block B8 32 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	44.34 46.34 7.32 2.00	B8/32	-	274.6670	-
	Outside Tantawan Production Area * Chevron Offshore (Thailand) Ltd. Orange Energy Limited B8/32 Partners Ltd. ** Chevron Block B8 32 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	29.67 31.67 31.67 5.00 2.00	B8/32	-	1,717.4300	-
3/2539/50 24-Oct-96	* Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited Medco Energi Thailand (E&P) Limited	60.00 40.00	B8/38	-	376.5626	-
4/2546/61 17-Jul-03	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd. PTTEP International Ltd. ** Siam Moeco Ltd. Palang Sophon Limited	51.000 21.375 21.250 6.375	G4/43	-	454.8500	-
7/2546/64 17-Jul-03	CEPSA Energy Company International, S.L.U.	100.00	G5/43	-	357.3241	-
8/2546/65 17-Jul-03	**Thailand-Cambodia Overlapping Area** PTTEP International Ltd.	100.00	G9/43#	2,619.0000	-	-
1/2549/69 15-Mar-06	* Chevron Pattani, Ltd. Siam Moeco Ltd. PTTEP International Ltd.	71.25 23.75 5.00	G4/48	-	70.8300	-
3/2549/71 15-Mar-06	* PTTEP International Ltd. Total E&P Thailand	66.67 33.33	G12/48	-	37.0500	-

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
7/2549/75 8-Dec-06	* MP G1 (Thailand) Limited Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd. Tap Energy (Thailand) Pty. Ltd.	60.00 10.00 30.00	G1/48	-	171.8900	56.9600
8/2549/76 8-Dec-06	* KrisEnergy (Gulf of Thailand) Ltd. KrisEnergy G10 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	25.00 64.00 11.00	G10/48	-	132.2000	-
4/2550/80 8-Jan-07	* KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited MP G6 (Thailand) Limited Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.	30.00 30.00 40.00	G6/48	-	87.7400	283.6300
5/2550/81 13-Feb-07	* MP G11 (Thailand) Limited Nong Yao G11 (Thailand) Ltd. Palang Sophon Limited	67.50 22.50 10.00	G11/48	-	25.1600	989.7000
11/2550/87 19-Dec-07	* Chevron Pattani, Ltd. PTTEP International Limited ** Siam Moeco Ltd.	35.00 60.00 5.00	G7/50	-	45.4400	29.5900
12/2550/88 19-Dec-07	* PTTEP International Limited Chevron Petroleum (Thailand), Ltd. ** Siam Moeco Ltd.	80.00 16.00 4.00	G8/50	-	121.9400	-
Total	22 concessions		29 blocks	27,001.3900	18,100.4134	4,953.6637
Onshore						
1/2522/16 15-Mar-79	* PTTEP Siam, Ltd. ** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	75.00 25.00	S1	-	870.5149	454.9500
2/2522/17 16-Mar-79	Namphong Area * ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc. ** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00 20.00	E5	-	34.4000	34.5400
	Phu Horm Area * PTTEP SP Ltd. Apico LLC ** PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	35.00 35.00 20.00 10.00	E5	-	39.3100	-
1/2524/19 3-Jun-81	* PTTEP SP Limited Apico LLC ** PTTEP Siam Ltd. Exxon Mobil Exploration and Production Khorat Inc.	35.00 35.00 20.00 10.00	EU1	-	192.8900	-
1/2526/23 12-Apr-83	* Sino-U.S. Petroleum Inc. Central Place Company Ltd. Thai Offshore Petroleum Ltd. Sino Thai Energy Ltd.	33.33 33.33 16.67 16.67	NC	-	11.2439	-
1/2527/24 24-Jul-84	Eco Orient Energy (Thailand) Ltd.	100.00	SW1	-	14.4611	-
2/2528/27 5-Feb-85	PTTEP International Ltd.	100.00	PTTEP1	-	9.0400	-

Concess. No. Date Issued	Concessionaire (s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
1/2546/58 17-Jul-03	CNPCHK (Thailand) Ltd.	100.00	L21/43	-	43.3460	-
2/2546/59 17-Jul-03	PTTEP International Ltd.	100.00	L22/43	-	16.4800	-
3/2546/60 17-Jul-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L44/43	-	96.3200	-
5/2546/62 17-Jul-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L33/43	-	11.9400	-
9/2546/66 25-Sep-03	Apico (Khorat) Limited	100.00	L15/43 L27/43	-	70.1500 31.9100	-
1/2547/67 22-Jan-04	Siam Moeco Ltd.	100.00	L10/43 L11/43	-	77.6600 47.4200	- -
2/2547/68 22-Jan-04	PTTEP International Ltd.	100.00	L53/43 L54/43	- -	77.6500 82.8500	- -
1/2550/77 8-Jan-07	Pan Orient Energy (Siam) Ltd.	100.00	L53/48	-	24.4400	211.6900
13/2550/89 19-Dec-07	* Twinza Oil Limited Twinza Oil (Thailand) Limited	50.00 50.00	L7/50	1,256.7600	-	-
2/2554/110 8-Feb-11	TPI Refinery (1997) Company Limited	100.00	L29/50	982.8600	-	-
Total		16 concessions	19 blocks	2,239.6200	1,752.0259	701.1800
Grand Total		38 concessions	48 blocks	29,241.0100	19,852.4393	5,654.8437

* : operator

** : coventurer

\# : Blocks located in the Thailand - Cambodia Overlapping Claims Area (OCA), all operations were suspended until agreement can be reached.

แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมบนบก
Petroleum Concession Map (Onshore)

แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย
Petroleum Concession Map Offshore (Gulf of Thailand)

3.2 รายได้ของรัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม
State Revenue

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

ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม

ในปี พ.ศ. 2562 รัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นเงิน 44,852 ล้านบาท จากปริมาณการขายปิโตรเลียม ในเดือนมกราคม - ธันวาคม 2562 ซึ่งประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท น้ำมันดิบ และก๊าซปิโตรเลียมเหลว คิดเป็นมูลค่าปิโตรเลียมทั้งสิ้น 373,767 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

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

Royalty

Royalty collection this year totaled Baht 44.852 billion for the gas, condensate, crude oil, and LPG sold during the period, altogether worth Baht 373.767 billion.

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sale	มูลค่าปิโตรเลียม (ล้านบาท) Value (Baht million)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท) Royalty (Baht million)
ก๊าซธรรมชาติ 1.06 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (1.06 TCF)	210,725	26,213
คอนเดนเสท 34 ล้านบาร์เรล Condensate (34 million barrels)	63,903	7,982
น้ำมันดิบ 50 ล้านบาร์เรล Crude oil (50 million barrels)	98,131	10,531
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 73 ล้านกิโลกรัม LPG (73 million kilograms)	1,008	126
รวม Total	**373,767**	**44,852**

ปี 2562 การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลที่อยู่ภายในเส้นฐานตรงและน่านน้ำภายในให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รวมเป็นเงิน 44,852.31 ล้านบาท มีรายละเอียดดังนี้

The year saw Baht 44.85231 billion 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: Baht million)	แหล่งผลิตในอ่าวไทย Gulf	แหล่งผลิตบนบก Onshore	รวม Total
ค่าภาคหลวงที่จัดเก็บได้ (มกราคม - ธันวาคม 2562) Collected royalty in 2019	41,178.91	3,673.40	44,852.31
นำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน Remitted to Treasury	40,853.98	1,469.36	42,323.34
จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20 (192 แห่ง) 20% allocated to 192 Tambon Admin. Org. (TAOs) in producing tambon	108.31	734.68	842.99
จัดสรรให้ อบต. ทั่วประเทศ และเทศบาลต่างๆ ร้อยละ 20 (7,775 แห่ง) 20% allocated to 7,775 TAOs nationwide	108.31	734.68	842.99
จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) ร้อยละ 20 (12 แห่ง*) 20% allocated to 12* Provincial Admin. Org. (PAOs) nationwide	108.31	734.68	842.99

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

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

ประเทศไทยเริ่มมีการผลิตปิโตรเลียมตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 จนถึงสิ้นปี พ.ศ. 2562 สามารถผลิตปิโตรเลียมคิดเป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 6.82 ล้านล้านบาท โดยรัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงปิโตรเลียมได้รวมทั้งสิ้น 836,094 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

Since petroleum production began in 1981, Thailand has produced a total value of Baht 6.82 trillion, Baht 836.094 billion of which represented royalty, as of year-end 2019, as detailed below:

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sale	มูลค่าปิโตรเลียม (ล้านบาท) Value (Baht million)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท) Royalty (Baht million)
ก๊าซธรรมชาติ 23 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Natural gas (23 TCF)	3,446,309	430,982
คอนเดนเสท 714 ล้านบาร์เรล Condensate (714 million barrels)	1,275,487	159,429
น้ำมันดิบ 1,038 ล้านบาร์เรล Crude oil (1.038 billion barrels)	2,070,658	242,390
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 2,806 ล้านกิโลกรัม LPG (2.806 billion kilograms)	26,345	3,293
รวม **Total**	**6,818,799**	**836,094**

การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 ถึงปี พ.ศ. 2562 รวมเป็นเงิน 47,492.17 ล้านบาท

Meanwhile, local administrative bodies had to date earned Baht 47.49217 billion in allocated royalty payment for offshore and onshore production.

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 พ.ศ. 2562 รัฐสามารถจัดเก็บเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากผลกำไรประจำปี พ.ศ. 2561 จำนวน 1 แปลงสำรวจ เป็นจำนวนเงิน 687 ล้านบาท และรับชำระเพิ่มเติมของผลกำไรประจำปี พ.ศ. 2555 ปี พ.ศ. 2556

Special Remuneratory Benefits

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 accrue "beyond reasonable" profits over the year after the deduction of all investment expenses under Section 7 bis of the Petroleum Act of 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 massive commerciality.

This year Baht 687 million in SRB collection (based on the profits of the 2018 calendar year) applied to one exploration block, together with an additional Baht 464 million for the profits of 2012, 2013, and 2017, for a total of Baht 1.151 billion. The cumulative SRB from 2004 to December 2019 amounted to Baht 52.552 billion.

และปี พ.ศ. 2560 จำนวน 2 แปลง เป็นเงิน 464 ล้านบาท รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 1,151 ล้านบาท โดยมีจำนวนเงินที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2547 จนถึงธันวาคม 2562 เป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 52,552 ล้านบาท

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตจัดเก็บจากสัมปทานที่ได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมอีก 10 ปี โดยในปี 2562 รัฐจัดเก็บค่าตอบแทนซึ่งเป็นรายได้ของรัฐจำนวนเงิน 7,786 ล้านบาท สรุปจำนวนเงินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550 จนถึงธันวาคม 2562 รวมทั้งสิ้น 45,848 ล้านบาท

ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

กรมสรรพากรจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิจากผลการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานโดยจัดเก็บภายในระยะเวลา 5 เดือนนับแต่วันสิ้นรอบระยะเวลาบัญชี โดยรอบระยะเวลาบัญชีปี พ.ศ. 2561 ซึ่งจัดเก็บในปี พ.ศ. 2562 รัฐจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมได้เป็นจำนวนเงิน 84,167 ล้านบาท เป็นผลให้มีจำนวนเงินภาษีเงินได้ปิโตรเลียมที่จัดเก็บได้นับตั้งแต่ปี พ.ศ. 2528 จนถึงปัจจุบันรวมทั้งสิ้น 1.25 ล้านล้านบาท

ผลประโยชน์ที่รัฐได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม

การผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 จนถึงปี พ.ศ. 2562 ส่งผลให้มีการขายปิโตรเลียมได้เป็นมูลค่าทั้งสิ้น 6,818,799 ล้านบาท โดยรัฐสามารถจัดเก็บรายได้รวมทั้งสิ้น 2.18 ล้านล้านบาท ซึ่งประกอบด้วยค่าภาคหลวง 836,095 ล้านบาท เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ 52,552 ล้านบาท ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิต 45,848 ล้านบาท และภาษีเงินได้ปิโตรเลียม 1.25 ล้านล้านบาท

รายละเอียดตัวเลขปริมาณ มูลค่าปิโตรเลียม และค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเป็นรายปี แสดงไว้ในภาคผนวก

Production period renewal benefits

Production period renewal benefits are levied on concessions with 10 years' extension of production, this year alone totaling Baht 7.786 billion. Since 2007 the cumulative benefits have reached Baht 45.848 billion.

Petroleum income tax

Within five months after each fiscal year, the Revenue Department collects 50% of the net profits from each concessionaire's operations. As of the end of fiscal year 2018, the accrued petroleum income tax stood at Baht 84.167 billion, which was collected in 2019. Since 1985 this income tax collection has totaled Baht 1.25 trillion.

Thailand's benefits derived from petroleum operations

Since commercial petroleum production began in Thailand in 1981 (to the end of 2019), Baht 6.818799 trillion of petroleum has been sold, from which Thailand collected Baht 2.18 trillion in revenue: Baht 836.095 billion in royalty, Baht 52.552 billion in SRB, Baht 45.848 billion in production period renewal benefits, and Baht 1.25 trillion in petroleum income tax.

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

Part

4

EXPLORATION AND PRODUCTION INVESTMENT

การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

4.1 การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทาน

Exploration and Production Investment

ในปี พ.ศ. 2562 ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมมีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ทั้งบนบกและในทะเลเป็นเงินรวมทั้งสิ้น 96,246 ล้านบาท โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานด้านต่างๆ ได้แก่ การสำรวจปิโตรเลียม 1,585 ล้านบาท (ร้อยละ 1.65) การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 40,964 ล้านบาท (ร้อยละ 42.56) การผลิตและขายปิโตรเลียม 51,932 ล้านบาท (ร้อยละ 53.96) และการบริหารงาน 1,765 ล้านบาท (ร้อยละ 1.83)

This year all concessionaires invested Baht 96.246 billion in all E&P activities. Of this total, exploration expenses accounted for Baht 1.585 billion (1.65%); field development expenses, Baht 40.964 billion (42.56%); production and sale, Baht 51.932 billion (53.96%); and administration expenses, Baht 1.765 billion (1.83%).

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนปี 2562 (ล้านบาท)
Investment Expenditure in 2019 (Baht million)

การลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ.2558 - 2562) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 666,009.81 ล้านบาท การลงทุนลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี พ.ศ. 2558 อันเนื่องมาจากผลของราคาน้ำมันในตลาดโลกและอัตราแลกเปลี่ยนที่ลดลง เมื่อเทียบกับปี 2561 การลงทุนในปี 2562 ลดลงถึงร้อยละ 8.9 หมวดที่ลดลงสูงสุดร้อยละ 23.4 ได้แก่ การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม ตามด้วยการบริหารงานร้อยละ 8.8 ส่วนการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.5 และการผลิตและขายปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.2 ทั้งนี้ เมื่อนับตั้งแต่เริ่มต้น การดำเนินงานภายใต้ระบบสัมปทานปิโตรเลียม จนถึงปี พ.ศ. 2562 มูลค่าสูงถึง 2.643 ล้านล้านบาท

Over the past five years (2015-2019), all concessionaires invested Baht 666.0 billion. Since 2015, however, investment has steadily slipped with lower world oil prices and weakening exchange rates. Compared with last year, this year's investment has fallen 8.9%, with the highest percentage drop in field development expenses (23.4%), followed by administration expenses (8.8%); on the rise were exploration expenses (20.5%) and production and sale (6.2%). Since the adoption of the concession system in Thailand, total E&P investment has amounted to Baht 2.643 trillion.

สถิติการลงทุนในกิจการปิโตรเลียมย้อนหลัง 5 ปี (พ.ศ. 2558 - 2562)
Petroleum Investment Profile, 2015-2019

หน่วย : ล้านบาท (Unit: Baht million)

Year	2015	2016	2017	2018	2019	Compared with 2018
การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม Field Development	142,002	91,812	58,718	53,466	40,964	-23.4%
การผลิตและขายปิโตรเลียม Production and Sale	53,812	44,703	51,749	48,891	51,932	6.2%
การสำรวจปิโตรเลียม Exploration	8,867	1,560	1,578	1,316	1,585	20.5%
การบริหารงาน Administration	4,025	3,170	2,161	1,936	1,765	-8.8%
รวมทั้งสิ้น Total	**208,705**	**141,244**	**114,206**	**105,609**	**96,246**	**-8.9%**

4.2 การส่งเสริมและอำนวยความสะดวกในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

Promotion and Facilitation of Operations

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูง ต้องพึ่งพาเทคโนโลยีที่ทันสมัยและต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ในฐานะหน่วยงานของรัฐจึงควรร่วมมือให้การสนับสนุน ส่งเสริม ตลอดจนสร้างแรงจูงใจให้มีการลงทุนเพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อความมั่นคงด้านพลังงานในประเทศ ซึ่งมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 กำหนดให้ผู้ลงทุนมีสิทธิได้รับยกเว้นการเสียอากรขาเข้าตามกฎหมายว่าด้วยพิกัดอัตราศุลกากรและภาษีมูลค่าเพิ่มตามประมวลรัษฎากรสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักร หากคณะกรรมการปิโตรเลียมมีคำสั่งเห็นชอบว่าจำเป็นในการประกอบกิจการปิโตรเลียม และมาตรา 69 ได้ให้สิทธิในการนำช่างฝีมือและผู้เชี่ยวชาญรวมตลอดถึงคู่สมรสและบุตรที่อยู่ในอุปการะซึ่งเป็นคนต่างด้าวเข้ามาในราชอาณาจักรได้ตามจำนวนและระยะเวลาที่คณะกรรมการปิโตรเลียมมีคำสั่งตามที่เห็นสมควร ทั้งนี้ การพิจารณาอนุญาตทั้งสองเรื่องดังกล่าวจะต้องผ่านกระบวนการพิจารณาทั้งในระดับคณะทำงาน คณะอนุกรรมการ และคณะกรรมการปิโตรเลียม ซึ่งจะต้องเป็นไปตามหลักเกณฑ์การพิจารณาที่คณะกรรมการ-ปิโตรเลียมได้กำหนดแนวทางไว้

ในปี พ.ศ. 2562 มีผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 30 บริษัท และผู้รับจ้างซึ่งได้ทำสัญญาจ้างเหมาโดยตรงกับผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 31 บริษัท ได้ยื่นขอสิทธินำผู้เชี่ยวชาญและช่างฝีมือชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงาน และนำวัสดุอุปกรณ์ เข้ามาในราชอาณาจักรเพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียมโดยได้รับยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่ม โดยมีผลการพิจารณา ดังนี้

Petroleum E&P is an extremely risky business requiring sophisticated technologies and massive capital investment. For the sake of 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 exempts investors from import tariffs under tariff laws and value-added taxes under the Revenue Code on such imported machinery and supplies. Also, Section 69 authorizes import of foreign specialists and skilled technicians, along with their spouses and children, in numbers and for periods seen as sensible by the Petroleum Committee. Such permission must undergo vetting processes at working group, subcommittee, and Petroleum Committee levels under the criteria set by the Petroleum Committee.

This year, filed applications from 30 concessionaire groups and 31 contractors sought to bring in foreign specialists and skilled technicians together with 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 import of specialists and skilled technicians under Section 69, Petroleum Act, B.E. 2514 (1971)

	ผู้รับสัมปทานฯ Concessionaires	ผู้รับจ้างฯ Contractors	รวม Total
ผู้เชี่ยวชาญและช่างฝีมือที่ได้รับอนุญาต Specialists and skilled technicians	262	484	746
บุคคลในครอบครัวที่ได้รับอนุญาต Family members	132	106	238

ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างชาติที่ขออนุญาตเข้ามาปฏิบัติงานในกิจการปิโตรเลียมในปี 2562 มาจาก 47 ประเทศ ซึ่งเป็นผู้เชี่ยวชาญสัญชาติจีนมากที่สุด คิดเป็น 22.20% รองลงมาคือ สัญชาติอังกฤษ 10.71% สัญชาติอินเดีย 8.39% สัญชาติแคนาดา 8.07% สัญชาติอเมริกา 7.14% และอื่นๆ คิดเป็น 43.48%

The specialists and skilled technicians who filed for work permits in Thailand this year came from 47 countries: Chinese (22.20%), followed by British (10.71%), Indians (8.39%), Canadians (8.07%), American (7.14%), and others (43.48%).

2. การอนุญาตให้นำวัสดุอุปกรณ์เข้ามาในราชอาณาจักรเพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียม โดยได้รับการยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่ม ตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

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

	การยื่นขอสิทธิ Total applications	ผลการพิจารณาให้ยกเว้นภาษีอากร Import duty and value-added tax exemption approval	
		อนุญาต Approved	ไม่อนุญาต Disapproved
จำนวน (รายการ) Number of items	97,437	97,437	-
มูลค่าวัสดุอุปกรณ์ (ดอลลาร์สหรัฐ) Value (US dollars)	1,421,945,379.88	1,421,945,379.88	-

4.3 การสำรวจและการเจาะหลุมปิโตรเลียม
Exploration and Drilling

การดำเนินงานสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศ จากในอดีตจนถึงสิ้นปี พ.ศ. 2562 มีตัวเลขโดยประมาณ ดังตาราง

The total cumulative geophysical surveys and drilling in Thailand as of year-end 2019 are as follows:

การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน
Seismic Survey

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

การเจาะหลุมปิโตรเลียม

มีการเจาะหลุมรวมทั้งหมด 12,283 หลุม แบ่งเป็นพื้นที่บนบก 2,076 หลุม ในอ่าวไทย 10,188 หลุม และในทะเลอันดามัน 19 หลุม สามารถแบ่งตามประเภทของหลุมเจาะ ดังตาราง

Drilling

The total cumulative wells drilled in Thailand numbered 12,283: 2,076 drilled onshore, 10,188 drilled in the Gulf of Thailand, and 19 drilled in the Andaman Sea, grouped by type below:

พื้นที่ Area	หลุมสำรวจ Exploration well	หลุมประเมินผล Appraisal well	หลุมผลิต Production well	รวม Total
บนบก Onshore	230	249	1,597	2,076
อ่าวไทย Gulf of Thailand	376	612	9,200	10,188
อันดามัน Andaman Sea	19	-	-	19
รวม **Total**	**625**	**861**	**10,797**	**12,283**

การสำรวจธรณีฟิสิกส์

ในปี 2562 มีการสำรวจธรณีฟิสิกส์ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L29/50 ของบริษัท โรงกลั่นน้ำมันทีพีไอ (1997) จำกัด บริเวณโครงสร้างจัตุรัส ซึ่งอยู่ในพื้นที่อำเภอจัตุรัส และอำเภอเนินสง่า จังหวัดชัยภูมิ และโครงสร้างด่านขุนทด ซึ่งอยู่ในพื้นที่อำเภอด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา ประกอบด้วยการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ พื้นที่ 170 ตารางกิโลเมตร (ทำการสำรวจในปี 2561 จำนวน 30 ตารางกิโลเมตร รวมเป็นพื้นที่สำรวจ 200 ตารางกิโลเมตร) และการสำรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็ก พื้นที่ 280 ตารางกิโลเมตร

การเจาะหลุมปิโตรเลียม

ในปี 2562 มีการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด 522 หลุม น้อยกว่าปี 2561 ซึ่งมีจำนวนหลุมเจาะ 599 หลุม เนื่องจากการปรับลดแผนการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยของผู้รับสัมปทานที่แปลงสัมปทานใกล้หมดอายุ แต่อัตราการผลิตปิโตรเลียมของประเทศยังอยู่ในระดับเดิม ประกอบด้วยหลุมสำรวจ 22 หลุม และหลุมผลิต 500 หลุม สามารถแยกเป็นหลุมปิโตรเลียมบนบก 184 หลุม ซึ่งประกอบด้วยหลุมสำรวจ 10 หลุม และหลุมผลิต 174 หลุม และหลุมปิโตรเลียมในอ่าวไทยจำนวน 338 หลุม ประกอบด้วยหลุมสำรวจ 12 หลุม และหลุมผลิต 326 หลุม

จากหลุมสำรวจปิโตรเลียมทั้งหมด 22 หลุม พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ 15 หลุม คิดเป็นร้อยละ 68 โดยเป็นการเจาะในแปลงสำรวจบนบก 10 หลุม พบปิโตรเลียม 8 หลุม คิดเป็นร้อยละ 80 และเจาะสำรวจในอ่าวไทยจำนวน 12 หลุม พบปิโตรเลียม 7 หลุม คิดเป็นร้อยละ 58.3 โดยแยกตามภูมิภาค ดังนี้

Geophysical Surveys

This year only TPI Refinery (1997) Co., Ltd., acquired two geophysical surveys in Onshore Concession Block L29/50. A 170-square-kilometer 3D seismic survey and a 280-square kilometer magnetic survey were conducted over the Chatturat structure in Chatturat District and Noen Sa-nga District, Chaiyaphum Province, and Dan Khun Thot structure in Dan Khun Thot District, Nakhon Ratchasima Province. Combined with 30 square kilometers acquired in 2018, the total 3D seismic survey in this concession block amounted to 200 square kilometers. The magnetic surveys totaled 280 square kilometers.

Drilling

This year 522 petroleum wells were drilled, against 599 drilled last year, resulting from less aggressive drilling plans of operators in the Gulf whose concession areas are nearing expiry. Even with fewer wells, total domestic output remained unchanged. Out of the total, 22 were exploratory wells and the remaining 500 were classified as production wells; 184 wells were drilled onshore: 10 exploration and 174 production wells. The remaining 338 wells were drilled offshore: 12 exploration and 326 production wells.

Out of 22 exploration wells drilled this year, 15 wells were commercial discoveries, equivalent to a 68% exploration success. These included 10 wells drilled onshore, with 8 petroleum discoveries (80% exploration success); and 12 wells drilled offshore, with 7 petroleum discoveries (58.3% exploration success). All these wells were drilled in various parts of the country as follows:

ภาคกลาง

1. บริษัท อีโค่ โอเรียนท์ รีซอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่ผลิตแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L44/43 จำนวน 3 หลุม ประกอบด้วยหลุม NSE-K1 NSE-L1 และ NSE-K2 พบน้ำมันดิบในหินอัคนีแทรกซอน (Intrusive rock) ทั้งสามหลุม

2. บริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด เจาะหลุมสำรวจและหลุมประเมินผลในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L53/48 รวมจำนวน 7 หลุม โดยเจาะในพื้นที่สงวนจำนวน 6 หลุม และในพื้นที่ผลิต L53B จำนวน 1 หลุม ดังนี้

- หลุมประเมินผล DD-3 พบน้ำมันดิบในหินทรายจำนวน 5 ชั้น ความหนารวมประมาณ 65 เมตร
- หลุมประเมินผล DD-4 พบน้ำมันดิบในหินทราย จำนวน 2 ชั้น ความหนารวมประมาณ 18 เมตร
- หลุมสำรวจ DD-5 พบร่องรอยน้ำมันดิบ
- หลุมสำรวจ DD-5ST1 เจาะทแยงออกจากหลุม DD-5 พบน้ำมันดิบในหินทรายจำนวน 2 ชั้น ความหนารวมประมาณ 15 เมตร
- หลุมสำรวจ DD-6 พบร่องรอยน้ำมันดิบ
- หลุมสำรวจ DD-6ST1 เจาะทแยงออกจากหลุม DD-6 พบน้ำมันดิบในหินทรายจำนวน 1 ชั้น ความหนาประมาณ 5 เมตร
- หลุมประเมินผล L53-B1 ในพื้นที่ผลิต L53B พบน้ำมันดิบในหินทรายจำนวน 8 ชั้น ความหนารวม 164 เมตร

อ่าวไทย

1. บริษัท เอ็มพี บี5 (ประเทศไทย) จำกัด เจาะหลุมสำรวจ Malika-1 ในพื้นที่สงวนของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B5/27 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม สละหลุมถาวร

2. บริษัท เอ็มพี จี11 (ประเทศไทย) จำกัด เจาะหลุมสำรวจในพื้นที่สงวน และหลุมประเมินผลในพื้นที่ผลิตนงเยาว์ของแปลงสำรวจในอ่าวไทยหมายเลข G11/48 จำนวน 3 หลุม และ 5 หลุม ตามลำดับ ดังนี้

Central Region

1. Eco Orient Resources (Thailand) Co., Ltd., drilled three wells in Onshore Block L44/43, namely NSE-K1, NSE-L1, and NSE-K2. Crude oil was encountered in intrusive reservoirs in all three wells.

2. Pan Orient Energy (Siam) Co., Ltd., drilled seven exploration and appraisal wells in Onshore Block L53/48: six wells drilled in the reserved area and one in the L53B Production Area with details as follows:

- 65 meters of net oil pay in five sandstone reservoirs in the DD-3 appraisal well.
- 18 meters of net oil pay in two sandstone reservoirs in the DD-4 appraisal well.
- Traces of crude oil in the DD-5 exploration well.
- 15 meters of net oil pay in two sandstone reservoirs in DD-5ST1, a sidetracked well from DD-5.
- Traces of crude oil in DD-6.
- 5 meters of net oil pay in one sandstone reservoir in the DD-6ST1 exploration well, a sidetracked well from DD-6.
- 164 meters of net oil pay in eight sandstone reservoirs in the L53-B1 appraisal well drilled in the L53B Production Area.

Gulf of Thailand

1. The Malika-1 exploration well, drilled in the reserved area of Offshore Block B5/27 by MP B5 (Thailand) Co., Ltd. The well was dry and permanently plugged and abandoned.

2. MP G11 (Thailand) Limited drilled three exploration and five appraisal wells in the reserved area and the Nong Yao Production Area of Offshore Block G11/48, with details as follows:

- The Nong Nuch-1 exploration well encountered no petroleum. The well was permanently plugged and abandoned.

- หลุมสำรวจ Nong Nuch-1 ไม่พบปิโตรเลียม สละหลุมถาวร

- หลุมสำรวจ Nong Nuch-2 พบน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติในหินทราย ความหนา 0.6 เมตร และ 7 เมตร ตามลำดับ สละหลุมถาวร

- หลุมสำรวจ Nong Nuch-4 พบน้ำมันดิบในหินทราย ความหนา 0.9 เมตร สละหลุมถาวร

- หลุมประเมินผล Nong Yao-8 พบน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติในหินทราย ความหนารวม 13 เมตร และ 12 เมตร ตามลำดับ สละหลุมถาวร

- หลุมประเมินผล Nong Yao-8ST1 เจาะทแยงจากหลุม Nong Yao-8 พบน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติในหินทราย ความหนารวม 20 เมตร และ 3 เมตร ตามลำดับ สละหลุมถาวร

- หลุมประเมินผล Nong Yao-9 พบน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติในหินทราย ความหนา 11 เมตร และ 12 เมตร ตามลำดับ สละหลุมถาวร

- หลุมประเมินผล Nong Yao-9ST1 เจาะทแยงจากหลุม Nong Yao-9 พบน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติในหินทราย ความหนา 3.6 เมตร และ 0.6 เมตร ตามลำดับ สละหลุมถาวร

- หลุมประเมินผล Nong Yao-9ST2 เจาะทแยงจากหลุม Nong Yao-9ST1 ไม่พบปิโตรเลียม สละหลุมถาวร

3. บริษัท เอ็มพี จี1 (ประเทศไทย) จำกัด เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่ผลิตกระเหนือของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/48 เพื่อประเมินขอบเขตของชั้นทรายกักเก็บปิโตรเลียม จำนวน 3 หลุม ดังนี้

- หลุมประเมินผล Inthanin-1 ไม่พบปิโตรเลียม สละหลุมถาวร

- หลุมประเมินผล Yothaka East-1 พบชั้นน้ำมันดิบในหินทรายหนา 1.8 เมตร สละหลุมถาวร

- หลุมประเมินผล Yothaka East-2 ไม่พบปิโตรเลียม สละหลุมถาวร

- The Nong Nuch-2 exploration well encountered crude oil and natural gas in two sandstone reservoirs 0.6 meter and 7 meters thick. The well was permanently plugged and abandoned.

- The Nong Nuch-4 exploration well encountered crude oil in a 0.9-meter thick sandstone. The well was permanently plugged and abandoned.

- The Nong Yao-8 appraisal well encountered crude oil and natural gas in two sandstone reservoirs 13 and 12 meters thick. The well was permanently plugged and abandoned.

- The Nong Yao-8ST1 appraisal well was sidetracked from Nong Yao-8. The well encountered crude oil and natural gas from two sandstone reservoirs 20 meters and 3 meters thick, and was permanently plugged and abandoned.

- The Nong Yao-9 appraisal well encountered crude oil and natural gas in two sandstone reservoirs 11 meters and 12 meters thick. The well was permanently plugged and abandoned.

- The Nong Yao-9ST1 appraisal well was sidetracked from Nong Yao-9 and encountered crude oil and natural gas in two sandstone reservoirs 3.6 meters and 0.6 meter thick. The well was permanently plugged and abandoned.

- The Nong Yao-9ST2 appraisal well was sidetracked from Nong Yao-9ST1. The well proved dry and was permanently plugged and abandoned.

3. MP G1 (Thailand) Limited drilled three appraisal wells in the North Kra Production Area in Gulf of Thailand Block G1/48 to delineate the sandstone reservoir boundary of the structure.

- The Inthanin-1 appraisal well encountered no petroleum. The well was permanently plugged and abandoned.

- The Yothaka East-1 appraisal well found crude oil in a 1.8-meter sandstone reservoir. The well was permanently plugged and abandoned.

- The Yothaka East-2 appraisal well encountered no petroleum. The well was permanently plugged and abandoned.

ตารางสรุปจำนวนหลุมสำรวจและหลุมประเมินผล รวม 22 หลุม
Summary of 22 exploration and appraisal wells

Concessionaire	Block	Name	Type	Total depth (meter)	Result
Onshore					
Eco Orient Resources	L44/43	NSE-K1	Appraisal	1,080	Oil
		NSE-L1	Appraisal	1,124	Oil
		NSE-K2	Appraisal	1,368	Oil
Pan Orient Energy (Siam)	L53/48	DD-3	Appraisal	1,533	Oil
		DD-4	Appraisal	1,950	Oil
		DD-5	Exploration	1,763	Trace of oil
		DD-5ST1	Exploration	1,474	Oil
		DD-6	Exploration	1,606	Trace of oil
		DD-6ST1	Exploration	1,747	Oil
		L53-B1	Appraisal	2,063	Oil
Gulf of Thailand					
MP B5 (Thailand)	B5/27	Malika-1	Exploration	1,241	Dry
MP G11 (Thailand)	G11/48	Nong Nuch-1	Exploration	1,015	Dry
		Nong Nuch-2	Exploration	2,516	Oil and Gas
		Nong Nuch-4	Exploration	1,116	Oil
		NongYao-8	Appraisal	2,200	Oil and Gas
		NongYao-8ST1	Appraisal	1,870	Oil and Gas
		Nong Yao-9	Appraisal	2,941	Oil and Gas
		Nong Yao-9ST1	Appraisal	4,232	Oil and Gas
		Nong Yao-9ST2	Appraisal	2,797	Dry
MP G1 (Thailand)	G1/48	Inthanin-1	Appraisal	2,528	Dry
		Yothaka East-1	Appraisal	3,368	Oil
		Yothaka East-2	Appraisal	3,882	Dry

สำหรับการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียมรวม 500 หลุม แบ่งเป็นหลุมเจาะบนบก 174 หลุม (34.8%) และหลุมเจาะในอ่าวไทย 326 หลุม (65.2%) โดยเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 พบว่าจำนวนหลุมเจาะบนบกเพิ่มขึ้นจำนวน 18 หลุม ส่วนหลุมเจาะในอ่าวไทยลดลงอย่างมีนัยสำคัญจำนวน 99 หลุม เนื่องจากมีการปรับลดแผนการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานที่แปลงสัมปทานใกล้หมดอายุ (แปลง 10 11 12 และ 13 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด แปลง 15 16 และ 17 ของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)) ดังรายละเอียดในตาราง

Of the 500 production wells in Thailand in 2019 shown in the following table, 174 wells were drilled onshore (34.8%) and 326 wells in the Gulf (65.2%). Compared with 2018, 18 more wells were drilled onshore this year, while 99 fewer wells were drilled offshore due to drilling reduction plans of concessionaires in the Gulf whose concession blocks are close to expiry, including Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd., operating Blocks 10, 11, 12 and 13, and PTT Exploration and Production, operating Blocks 15, 16 and 17.

Concessionaire	Block	Field name	Production wells
Onshore			
CNPCHK (Thailand)	L21/43	Nong Sa	8
PTTEP Siam	S1	Jik Yao	2
		Kui Muang	9
		Lan Krabue	69
		Nong Makhaam	11
		Nong Tum	14
		Pratu Tao	23
		Sao Thian	3
		Thap Raet	6
		Thung Yai	2
		Wang Mae	3
		Wat Taen	20
PTTEP SP	EU1	Phu Horm	1
Eco Orient Resources	L44/43	Bo Rang North	1
		Wichian Buri NE	1
		Wichian Buri Extension	1
Gulf of Thailand			
KrisEnergy (Gulf of Thailand)	G10/48	Wassana	3
MP B5 (Thailand)	B5/27	Banyen	2
		Jasmine	3
MP G1 (Thailand)	G1/48	Manora	2
MP G11 (Thailand)	G11/48	Nong Yao	2
Ophir Thailand (Bualuang)	B8/38	Bua Luang	9
PTT Exploration and Production	15	Bongkot	25
	16	Bongkot	27
Chevron Offshore (Thailand)	B8/32	Benchamas	19
		Maliwan	21
	G4/43	Lanta	4
Chevron Thailand Exploration and Production	10	Plamuk	17
		Platong	21
		Yala	10
	10&11	Platong	15
	11	Pakarang	5
		Plamuk	9
		Satun	16
		Southwest Platong	11

Concessionaire	Block	Field name	Production wells
Gulf of Thailand			
Chevron Thailand Exploration and Production	12	Erawan	10
		Jakrawan	9
		Satun	26
	13	Funan	23
		Jakrawan	11
	B12/27	Moragot	1
		Pailin	7
		North Pailin	18
Total			**500**

4.4 พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
Production Areas

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีภารกิจหลักในการส่งเสริมให้ผู้รับสัมปทานดำเนินการสำรวจเพื่อการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง เพื่อรักษาความมั่นคงในการจัดหาพลังงานของประเทศ และการสร้างรายได้เพิ่มให้แก่รัฐในรูปของค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ซึ่งการค้นพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ จะทำให้มีปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลให้ประเทศไทยลดการนำเข้าปิโตรเลียม

ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติมมีข้อกำหนดเกี่ยวกับการขอกำหนดพื้นที่ผลิตดังนี้

มาตรา 45 วรรคสาม กำหนดว่า "ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานพบปิโตรเลียมในเขตพื้นที่ที่สงวนไว้และประสงค์จะผลิตปิโตรเลียม ให้นำมาตรา 42 มาใช้บังคับ"

มาตรา 42 กำหนดว่า "ก่อนผลิตปิโตรเลียมจากที่ใดที่หนึ่งในแปลงสำรวจ ผู้รับสัมปทานต้องแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว และเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีแล้ว จึงจะผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ผลิตนั้นได้ การกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์ของหลุมปิโตรเลียมและการกำหนดพื้นที่ผลิตให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนดในกฎกระทรวง"

มาตรา 22/1 กำหนดให้การอนุมัติการกำหนดพื้นที่ผลิตตามมาตรา 42 เป็นอำนาจหน้าที่ของอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม

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

ในปี 2562 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้อนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานบนบกและพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานในทะเลอ่าวไทยจำนวนทั้งหมด 4 พื้นที่ รายละเอียดดังนี้

DMF's core mission is to promote concessionaires' and contractors' active exploration for additional petroleum resources to enhance national energy security and State income (royalty and petroleum income tax). Discovery of new deposits therefore implies additional petroleum reserves, in turn lowering petroleum imports.

Under the Petroleum Act of 1971 and its amendments, requirements for production area application are as follows:

Section 45, Paragraph 3: If the concessionaire discovers petroleum in reserved acreage that it wishes to produce from, Section 42 shall apply.

Section 42: Before producing petroleum from any place in an exploration block, the concessionaire shall demonstrate that a commercial well has been found and a production area has been correctly defined; it may produce petroleum from such production area when approval has been granted by the Director General. The determination of well commerciality and the production area shall follow the rules and procedures prescribed in the applicable ministerial regulation.

Section 22/1 requires that the approval of the production area under Section 42 is the prerogative of the Director General with the endorsement of the Petroleum Committee.

Ministerial Regulation No. 13 (1987), issued under the Petroleum Act of 1971, governs the rules and procedures for determining the commerciality and production area of wells.

This year the department approved four production areas, as detailed below:

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานบนบก

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมดีดี อยู่ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L53/48 ของบริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด ได้รับอนุมัติในเดือนเมษายน 2562 ครอบคลุมพื้นที่ 2.22 ตารางกิโลเมตร โดยพื้นที่ดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของพื้นที่สงวน บริษัทฯ ได้เจาะหลุมสำรวจและพบน้ำมันดิบในชั้นหินกักเก็บซึ่งเป็นหินทราย บริษัทฯ ได้เริ่มการผลิตเมื่อเดือนเมษายน 2562

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานในทะเลอ่าวไทย

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมมรกตใต้ อยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27 ของบริษัท เชฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ได้รับอนุมัติในเดือนพฤษภาคม 2562 ครอบคลุมพื้นที่ 112.6 ตารางกิโลเมตร โดยพื้นที่ดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของพื้นที่สงวน บริษัทฯ ได้เจาะหลุมสำรวจและพบก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบในชั้นหินกักเก็บซึ่งเป็นหินทราย ซึ่งบริษัทฯ วางแผนเริ่มดำเนินการผลิตในปี 2565

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมกระเหนือส่วนขยาย อยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/48 ของ บริษัท เอ็มพี จี1 (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับอนุมัติในเดือนกันยายน 2562 ครอบคลุมพื้นที่ 10.75 ตารางกิโลเมตร โดยพื้นที่ดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของพื้นที่สงวน บริษัทฯ ได้เจาะหลุมสำรวจและพบน้ำมันดิบในชั้นหินกักเก็บซึ่งบริษัทฯ มีแผนเริ่มการผลิตปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2564

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมนงเยาว์ส่วนขยาย อยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G11/48 ของบริษัท เอ็มพี จี11 (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับอนุมัติในเดือนกันยายน 2562 ครอบคลุมพื้นที่ 1.98 ตารางกิโลเมตร โดยพื้นที่ดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของพื้นที่สงวน บริษัทฯ ได้เจาะหลุมสำรวจและพบน้ำมันดิบในชั้นหินกักเก็บ ซึ่งบริษัทฯ เริ่มดำเนินการผลิตปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2562

Onshore production area

Located in onshore Block L53/48 and operated by Pan Orient Energy (Siam) Ltd., the 2.22-sq.km. DD production area was approved in April. The area was part of reserved acreage. The company had discovered oil in sandstone reservoirs at exploration wells. Production began in April.

Gulf of Thailand production areas

Located in offshore Block B12/27 of the Gulf and operated by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd., the 112.6-sq.km. South Moragot production area was approved in May. The area was part of reserved acreage. Having discovered oil and gas in sandstone reservoirs in its exploration wells, the company plans to embark on production in 2022.

Located in offshore Block G1/48 of the Gulf and operated by MP G1 (Thailand) Ltd., the 10.75-sq.km. North Kra Extension production area was approved in September. The area was part of reserved acreage. Having discovered oil in reservoirs in its exploration wells, the company plans to initiate production in 2021.

Located in offshore Block G11/48 of the Gulf and operated by MP G11 (Thailand) Ltd., the 1.98-sq.km. Nong Yao Extension production area was approved in September. The area was part of reserved acreage. Having discovered oil in reservoirs in its exploration wells, the company began production in 2019.

Onshore Production Area					
Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
PTTEP Siam, Ltd.	1/2522/16	S1	Sirikit	25	11-Jan-83
			Sirikit F01	10.7	13-May-83
			Sirikit South	14.76	20-Aug-84
			Sirikit West	2.912	9-Oct-84
			Pru Krathiam	16.1172	15-Dec-86
			Wat Taen	2	4-Mar-88
			Thap Rat	1.949	27-Jan-89
			Pratu Tao	1.9954	24-Mar-89
			Nong Tum	1.9733	23-Feb-90
			Sirikit East	1.93	10-Feb-93
			Nong Makhaam E	1.86	19-Apr-93
			Sirikit T	2.496	27-Aug-98
			Nong Makhaam	15.492	19-Oct-99
			South Pratu Tao	90.434	30-Sep-02
			Western Flank Region	99.46	7-Mar-06
			Nong Tum - South	18.65	7-Sep-06
			Sirikit East-Extension	1.982	16-Feb-07
			Greater Sirikit East	66.234	30-Sep-08
			Sao Thian	39.73	11-Jun-09
			Pratu Tao B	1.97	2-Oct-09
			Greater Sirikit North	32.91	18-Jan-11
			Central S1	325.95	6-Jul-11
			Sam Praya	39.11	13-Mar-14
			Bung Waeng	1.81	11-Aug-15
			Wang Mai Sung	53.09	31-May-16
ExxonMobil Exploration & Production Khorat Inc.	2/2522/17	E5	Nam Phong	34.4	5-Feb-88
PTTEP SP Ltd.	2/2522/17	E5	Phu Horm	39.31	19-May-04
	1/2524/19	EU1	Phu Horm-1	1.96	15-May-89
			Phu Horm	190.93	19-May-04
PTTEP International Ltd.	2/2528/27	PTTEP1	U-Thong	5.06	10-Aug-90
			Kamphaeng Saen	2	10-Aug-90
			Sang Kajai	1.98	8-May-02
	2/2546/59	L22/43	Wung Pai Sung	11.67	17-Jul-12
			Wung Pai Sung Extension	4.81	29-Sep-15

Onshore Production Area					
Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
PTTEP International Ltd.	2/2547/68	L53/43	Bung Krathiam	1.98	19-Apr-10
			Ban Don Talai	75.67	11-May-18
		L54/43	Nong Phak Chi	1.96	6-Sep-10
			Nong Phak Chi Extension	8.87	31-May-13
			Nong Phak Chi (Extenion II)	72.02	16-Mar-18
Sino-U.S. Petroleum Inc.	1/2526/23	NC	Bung Ya Structure	5.4189	15-Jan-91
			Bung Muang-2	1.997	5-Jan-94
			Bung Muang & Bung Ya Area II	2.002	12-Jul-96
			Bung Muang & Bung Ya Area III	0.916	12-Jul-96
			Bung Muang & Bung Ya Area I	0.91	12-Jul-96
Eco Orient Energy (Thailand) Ltd	1/2527/24	SW1	Wichian Buri	2	24-Jan-92
			Na Sanun	1.972	12-May-95
		SW1A	Si Thep	1.848	13-May-97
			Wichian Buri Licence II	8.6411	30-Sep-02
CNPCHK (Thailand) Ltd.	1/2546/58	L21/43	Bung Ya West-Nong Sa	28.796	19-Jun-06
			Bung Ya West-Nong Sa Extension	14.55	30-Jul-12
Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	3/2546/60	L44/43	Na Sanun East	27.69	31-Jan-08
			Bo Rang North	39.39	16-Dec-09
			Wichian Buri Extension	12.45	24-Feb-11
			WBEXT-Extension	0.65	28-Nov-14
			Tha Rong East	2.97	18-Dec-15
			Wichian Buri North East	11.33	14-Nov-17
			Si Thep North	1.84	8-Feb-18
	5/2546/62	L33/43	L33	11.94	29-Oct-10
			Tha Rong North	1.93	11-Sep-17
Siam Moeco Ltd.	1/2547/67	L10/43	Arunothai	77.66	11-Jun-09
		L11/43	Burapa	47.42	21-Jun-10
Pan Orient Energy (Siam) Limited	1/2550/77	L53/48	L53A	1.99	11-Aug-10
			L53D	11.98	30-Jul-12
			L53G	6.29	13-Jan-14
			L53B	1.96	5-May-17
			DD	2.22	22-Apr-19
Apico (Khorat) Ltd.	9/2546/66	L27/43	Dong Mun	31.91	28-Aug-12
		L15/43	SPHE	70.15	29-Aug-14

Offshore Production Area					
Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	1/2515/5	10	Platong Area 1	49.48	29-Oct-82
			Kaphong Area 2	32.8	24-Oct-83
			Platong Area	0.25	4-Dec-84
			Kaphong Area 2-Extension	17	17-May-89
			Surat Area 3	7.58	8-Apr-91
			Platong F Platform	1.754	22-Apr-94
			Surat Area 5	1.992	27-May-94
			Plamuk Area 6	50.071	15-Sep-97
			Platong H Platform Area 7	7.137	3-Nov-97
			Kaphong A Platform Area 8	3.3868	3-Mar-99
			West Yala	105.99	23-Apr-02
			Greater Plamuk-Surat Area 11	121.08	14-Jan-04
			East Yala	29.26	14-Jan-04
			Greater Satun-Platong-Kaphong	59.0687	6-Mar-06
			North Kung	52.28	20-Jul-09
			North Surat	205	12-Jul-11
		10A	East Yala	166	14-Jan-04
		11	North Pladang Area 2	2	29-Oct-82
			Pladang Area 3	40.24	29-Oct-82
			Satun Area 1	3.22	29-Oct-82
			Platong Area 2	11.09	29-Oct-82
			Trat Area 5	2	11-Jan-83
			Pakarang Area 6	2	11-Jan-83
			Platong Area 2-Extension	1.75	4-Dec-84
			Satun Area 1-Extension	20.53	27-Dec-84
			Platong Area 7	9.703	25-Dec-87
			North Satun	20.238	30-Mar-92
			Platong F Platform	6.026	22-Apr-94
			Pladang A & PDD-2 Area 10	18.76	23-Jun-97
			Plamuk Area 11	9.727	15-Sep-97

Offshore Production Area					
Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	1/2515/5	11	Platong E Area 11	0.674	3-Nov-97
			Trat Area 13	65.2198	26-Jul-99
			North Erawan-Pakarang Area 14	237.8129	5-Jun-03
			Greater Plamuk-Surat Area 16	84.67	14-Jan-04
			North Trat	126.88	14-Jan-04
			Greater Satun-Platong-Kaphong	317.9557	6-Mar-06
			Greater Trat	56.2054	9-Dec-08
			West Pakarang	118.13	29-Aug-12
		11A	North Trat	88	14-Jan-04
	2/2515/6	12	Erawan Area 1	109.16	26-Dec-79
			Erawan Area 2	31.67	24-Feb-81
			Satun Area 3	53.98	29-Oct-82
			Erawan Area 1-2-Extension	17.96	3-May-84
			Erawan Area 1-Extension	15.21	3-May-84
			Satun Area 3-Extension (1)	16.28	27-Dec-84
			Satun Area 3-Extension (2)	22.05	27-Dec-84
			Erawan Area-Extension (1)	57.6	29-Apr-85
			Erawan Area 1-Extension (M)	10.56	11-Apr-88
			Erawan Area 1-Extension (N)	4	13-Oct-88
			Jakrawan Area 4	3.23	15-Nov-89
			Satun Area 5	10.35	18-May-90
			Erawan Area 1-Extension (P)	2.32	9-Aug-90
			Satun Area 6	18.59	29-Oct-90
			Erawan Area 1-Extension (R & Q)	25.503	3-Nov-93
			Funan G	2.745	4-Oct-94
			Erawan S & T Platforms	30.889	22-Nov-94
			Jakrawan B, C & D	50.077	3-Apr-96

Offshore Production Area					
Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	2/2515/6	12	Satun L Platform Area 10	23.4323	24-Feb-97
			Jakrawan E & I Area 11	5.5721	23-Sep-97
			Jakrawan F & H Area 12	8.7485	23-Sep-97
			East Dara Area 13	129.7	6-Dec-00
			Greater Funan Area 14	161.41	23-Apr-02
			North Erawan-Pakarang Area 16	112.7051	5-Jun-03
			Erawan - Baanpot Area 15	44.3	14-Jan-04
			Greater Satun-Platong-Kaphong	180.0447	6-Mar-06
			Greater Trat	147.0779	9-Dec-08
		13	Erawan Area 1	5.42	26-Dec-79
			Baanpot Area 2	35.43	29-Oct-82
			Funan Area 4	2	11-Jan-83
			Baanpot Area 3	7.99	14-Dec-83
			Erawan Area 1-N-Extension	7.32	29-Apr-85
			Erawan Area 1-Extension (s)	1.69	3-Oct-86
			Baanpot Area 5	2.536	20-Aug-87
			Baanpot Area 5-Extension	11	26-Feb-88
			Jakrawan Area 3	12.71	15-Nov-89
			Funan Area 4-Addition	99.061	28-Aug-91
			Jakrawan Area 6	1.938	6-Oct-93
			Funan G	6.3	4-Oct-94
			Gomin A & B Area 8	20.109	10-Jul-95
			Funan H & I	23.011	22-Apr-96
			Jakrawan E & I Area 10	9.4498	23-Sep-97
			Jakrawan F & H Area 11	5.9641	23-Sep-97
			Funan J Platform (Area 12)	11.39	26-Apr-00
			Funan B & H Infill Platform	9.66	2-Nov-00
			Funan K Area 14	19.9	2-Nov-00
			Greater Funan Area 15, 16 & 17	265.41	23-Apr-02
			Erawan - Baanpot Area 18	300.5	14-Jan-04
			Greater Gomin	316.9827	6-Mar-06

Offshore Production Area					
Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.	1/2529/33	B12/27	Main Pailin Area 1	452.62	5-Jan-94
			North Pailin Area 2	325.493	3-Nov-97
			South Pailin Area 3	118.629	27-Aug-98
			West Pailin Area 4	149.851	27-Aug-98
			Moragot Area 5	383.14	27-Aug-98
			Pailin Extension	19.9	15-May-09
			East Moragot	189.57	29-Oct-10
			Ubon	915.32	16-Feb-15
			Northwest Moragot	11.17	29-May-15
			South Morakot	112.6	16-May-19
Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	1/2534/36	B8/32	Tantawan	274.67	23-Aug-95
			Benchamas&Pakrakrong	411.15	16-Jun-97
			Maliwan	368.5	3-Nov-97
			North Jarmjuree	503.2	2-Nov-00
			North Benchamas	124.28	12-Jan-04
			Chaba	310.3	22-Sep-05
	4/2515/8	9A	Rajpruek	80.0276	19-May-04
	4/2546/61	G4/43	Lanta	295.97	19-Jun-06
			Surin	158.88	11-Aug-11
Chevron Pattani Ltd.	1/2549/69	G4/48	Yungthong	70.7938	31-Jan-08
PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5/2515/9	15	Bongkot 15B	254	16-Aug-82
			Tonsak	187.09	6-Feb-01
			Ton Rang	18.2784	30-Sep-02
			North Bongkot	819.6316	3-Apr-07
		14A	Arthit	1,264.9752	5-Jun-03
		15A	Arthit	1,466.0516	5-Jun-03
		14A	Arthit 14E	108.209	31-Oct-07
	3/2515/7	16	Bongkot 16B	280	18-Mar-83
			Bongkot 16E	40	17-May-83
			Bai Bua - 1	101.659	16-Sep-97
		17	Bongkot 17E	105	17-May-83
			Ton Koon	100.9194	3-Apr-07
		16A	Arthit	719.8457	5-Jun-03
		16, 17	South Bongkot	1,293.9106	3-Apr-07

Offshore Production Area					
Operators	Concession No.	Issued Block	Area Name	Area (sq km.)	Issued Date
PTTEP Siam, Ltd.	3/2528/28	B6/27	Nang Nuan A02	2	24-Nov-87
			Nang Nuan B01	2	10-Feb-93
			Nang Nuan Extension	5.6375	8-Jun-07
PTTEP International Ltd.	12/2550/88	G8/50	G8/50	121.94	12-Mar-12
MP B5 (Thailand) Ltd.	1/2532/35	B5/27	Jasmine	48.6388	30-Sep-02
			Ban Yen	27.26	30-Mar-07
Ophir Thailand (Bualuang) Ltd.	3/2539/50	B8/38	Bualuang	376.5626	7-Mar-06
CEC International, Ltd	7/2546/64	G5/43	Songkhla	75.3241	22-May-08
			Songkhla Extension	282.4	12-Jan-09
MP G1 (Thailand)	7/2549/75	G1/48	North Kra	161.14	30-Jul-12
			North Kra Extension	10.75	6-Sep-19
MP G11 (Thailand)	5/2550/81	G11/48	Nong Yao	23.18	19-Nov-12
			Nong Yao Extension	1.98	6-Sep-19
KrisEnergy (Gulf of Thailand) Ltd.	8/2549/76	G10/48	Wassana	132.2	9-Feb-15
PTTEP International Ltd.	3/2549/71	G12/48	Ton Koon North	37.05	11-Mar-15
KrisEnergy (Gulf of Thailand) Ltd.	4/2550/80	G6/48	Rossukon	87.74	16-Nov-15
Chevron Pattani (Thailand), Ltd.	11/2550/87	G7/50	G7/50 A & B	45.44	9-Nov-15

4.5 ปริมาณสำรองปิโตรเลียม
Petroleum Reserves

นิยามปริมาณสำรองปิโตรเลียม

ในการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม การนิยามถือเป็นขั้นตอนที่สำคัญในการจำแนกและประเมินปริมาณสำรองและทรัพยากรปิโตรเลียมที่มีอยู่ ที่ผ่านมาประเทศไทยได้นิยามปริมาณสำรองและปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมโดยอ้างอิงตามแนวทางที่กำหนดไว้ในระบบการจัดการทรัพยากรปิโตรเลียม (Petroleum Resources Management System 2018; PRMS 2018) ของสมาคมวิศวกรปิโตรเลียม (Society of Petroleum Engineers; SPE) ซึ่งเป็นหลักมาตรฐานสากลที่ใช้กันในอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

สำหรับปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves) สามารถกำหนดนิยาม โดยจำแนกตามความแน่นอนที่จะพบ แสดงได้ตามรูปที่ 1 โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves, P1) เป็นปริมาณปิโตรเลียมที่วิเคราะห์จากข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และวิศวกรรม ปริมาณดังกล่าวสามารถผลิตได้อย่างคุ้มค่าเชิงพาณิชย์จากแหล่งกักเก็บที่สำรวจและค้นพบแล้ว มีแผนการผลิตปิโตรเลียมที่ชัดเจน และได้รับอนุมัติให้ผลิตจากภาครัฐแล้ว ทั้งนี้ ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว จะใช้มุมมองการประเมินบนความเสี่ยงต่ำทำให้ได้ตัวเลขที่ต่ำ (Low Estimate) แต่จะมีความมั่นใจสูงว่า จะสามารถผลิตปิโตรเลียมปริมาณดังกล่าวขึ้นมาได้ หรือหากใช้วิธี Probabilistic ทางสถิติ จะมีความน่าจะเป็นอย่างน้อยร้อยละ 90 ที่จะสามารถผลิตปิโตรเลียมได้ไม่น้อยกว่าปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (1P หรือ P1)

2) ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่คาดว่าจะพบ (Probable Reserves, P2) เป็นปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มเติมที่ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และวิศวกรรม แสดงให้เห็นว่า มีความเป็นไปได้น้อยที่จะผลิตเมื่อเทียบกับปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (P1) แต่มีความแน่นอนมากกว่าปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่น่าจะพบ (Possible Reserves, P3) ทั้งนี้ ผลรวมของปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วและปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่

Definitions

In evaluating petroleum reserves, a critical step is to distinguish the types and volumes. To date, Thailand has based its definitions of petroleum reserves and resources on the Petroleum Resources Management System 2018 (PRMS 2018), issued by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and regarded as an international standard in the petroleum E&P industry.

Petroleum reserves are defined by the degree of discovery certainty as detailed in Figure 1.

1) Proved reserves (P1) are quantities which, by analysis of geological, geophysical, and engineering data, are commercially recoverable from identified reservoirs with clear production plans and State permission. Through conservative evaluation, proved reserves are typically low estimates, although they will most likely be recovered. If probabilistic evaluation methods are used, it should be at least 90% likely that the quantities actually recovered will equal or exceed P1.

2) Probable reserves (P2) are additional reserves indicated by geological, geophysical, and engineering analysis to be less likely to be recovered and sold than P1 but more likely to be recovered than possible reserves (P3). The sum of P1 and P2 (referred to as 2P) normally illustrates the best estimate for a given reservoir; the uncertainty lies in the actual output volume being less or more than 2P. If probabilistic evaluation methods are used, it should be at least 50% likely that the actual quantities recovered will equal or exceed 2P.

คาดว่าจะพบ (ผลรวมของ P1 และ P2 หรือที่เรียกว่าปริมาณ 2P) ถือว่า สะท้อนความเป็นจริงในการประเมินได้ดีที่สุด (Best Estimate) โดยโครงการมีความไม่แน่นอนที่จะอาจผลิตปิโตรเลียมจริงได้น้อยกว่าหรือมากกว่าปริมาณ 2P ก็ได้ หรือหากใช้วิธี Probabilistic ทางสถิติจะมีความน่าจะเป็นอย่างน้อยร้อยละ 50 ที่จะสามารถผลิตปิโตรเลียมจริงได้ไม่น้อยกว่าปริมาณ 2P

3) ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่น่าจะพบ (Possible Reserves, P3) เป็นปริมาณสำรองเพิ่มเติมที่ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และวิศวกรรม แสดงให้เห็นว่ามีความเป็นไปได้ที่จะผลิตและขายได้น้อยกว่าเมื่อเทียบกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่คาดว่าจะพบ ทั้งนี้ผลรวมของปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่คาดว่าจะพบ และปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่น่าจะพบ (ผลรวมของ P1 P2 และ P3 หรือที่เรียกว่าปริมาณ 3P) ประเมินโดยมองในทางดีทำให้ผลการประเมินได้ตัวเลขที่สูง (High Estimate) แต่โครงการมีความไม่แน่นอนสูงในการผลิตปิโตรเลียมจริงให้ได้ปริมาณ 3P หรือหากใช้วิธี Probabilistic ทางสถิติ จะมีความน่าจะเป็นอย่างน้อยร้อยละ 10 ที่จะสามารถผลิตปิโตรเลียมจริงได้ไม่น้อยกว่าปริมาณ 3P

3) Possible reserves are additional reserves indicated by geological, geophysical, and engineering analysis to be less likely to be recovered and sold than P2. The sum of P1, P2, and P3 (referred to as 3P), optimistically speaking, yields a high estimate for a given reservoir, although high uncertainty lies in producing the actual 3P volume. If probabilistic evaluation methods are used, it should be at least 10% likely that the actual quantities recovered will equal or exceed 3P.

รูปที่ 1 การจำแนกประเภทปริมาณสำรองและทรัพยากรปิโตรเลียมด้วยมาตรฐาน PRMS 2018

Figure 1: 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) Categories

ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2562

ภาพรวมปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2562 สามารถแบ่งได้เป็น 3 ช่วง ตามรูปที่ 2 คือ ช่วงที่ 1 ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2540 เป็นช่วงที่ปริมาณสำรองก๊าซเพิ่มขึ้นเนื่องจากมีการค้นพบและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สำคัญๆ เช่น แหล่งบงกช แหล่งไพลิน ส่งผลให้ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่ค้นพบโดยรวมของประเทศเพิ่มขึ้น ช่วงที่ 2 ระหว่างปี พ.ศ. 2541 ถึง พ.ศ. 2552 เป็นช่วงที่ยังคงมีการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติสำคัญเพิ่มเติม เช่น แหล่งบงกชใต้ แหล่งโกมินทร์ส่วนขยาย เป็นต้น แต่เนื่องจากตลาดก๊าซธรรมชาติในช่วงเวลาดังกล่าวมีการขยายตัวอย่างมาก ทำให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มสูงขึ้น จากประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 2,200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จึงมีการผลิตก๊าซธรรมชาติมากขึ้นเช่นเดียวกัน ทำให้โดยรวมแล้ว ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติในช่วงเวลานั้นค่อนข้างทรงตัว ช่วงที่ 3 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 เป็นต้นมา ปริมาณสำรองมีแนวโน้มลดลง เนื่องจากความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศยังคงเพิ่มขึ้น โดยปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติในช่วงเวลาดังกล่าวเพิ่มขึ้นจากประมาณ 2,200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 2,700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ขณะที่ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550 ประเทศไทยไม่ได้มีการประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ทำให้กิจกรรมการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมลดน้อยลง ส่งผลให้ลดโอกาสการค้นพบแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมแหล่งใหม่ที่จะสามารถถูกพัฒนาให้เป็นปริมาณสำรองของประเทศได้

Domestic Reserves (1993-2019)

Natural gas : From 1993 to 2019, gas reserves may be viewed in three periods (Figure 2). From 1993 to 1997, they kept rising with the discovery and development of significant gas fields, including Bongkot and Pailin; during the period the discovered reserves notably exceeded the entire gas outputs. From 1998 to 2009, however, reserves leveled off as rising reserves from the development growth of significant gas fields, including Bongkot South and Gomin Extension, more or less matched outputs, which rose from about 1.5 to 2.2 Bcfd. Since 2010, as one might expect, they have tended to fall with rising sales volumes from about 2.2 to 2.7 Bcfd while no new licensing round has been announced since 2017. As exploration and development activities have remained limited, so do discovery opportunities for new resources and reserves.

รูปที่ 2 ภาพรวมปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของประเทศไทย ระหว่างปี 2536 ถึง 2562

Figure 2: Domestic Gas Reserves Overview (1993-2019)

ภาพรวมปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทย ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2562 สามารถแบ่งได้เป็น 3 ช่วง ตามรูปที่ 3 คือ ช่วงที่ 1 ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2544 เป็นช่วงที่ปริมาณสำรองเพิ่มขึ้นตามแนวโน้มของสัดส่วนปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้น ช่วงที่ 2 ระหว่างปี พ.ศ. 2544 ถึง พ.ศ. 2550 เป็นช่วงที่ปริมาณสำรองปรับลดลงเนื่องจากราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงจนต่ำว่า 20 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ส่งผลให้โครงการที่จะพัฒนาก๊าซธรรมชาติเหลวบางโครงการประเมินว่าไม่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์ จึงถูกลดทอนหรือเลื่อนการดำเนินการออกไป ดังแสดงในปี พ.ศ. 2545 (รูปที่ 3) และปรับเป็นปริมาณทรัพยากรแทน แต่เมื่อราคาน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้นสูงสุดที่ 140 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในกลางปี พ.ศ. 2551 ส่งผลให้โครงการดังกล่าวที่เคยประเมินว่าไม่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์ในช่วงที่ราคาน้ำมันดิบต่ำ กลับมาคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ ส่งผลให้ปริมาณทรัพยากรที่เคยประเมินไว้สามารถปรับให้กลับมา

Condensate: From 1993 to 2019, one views condensate reserves in three periods (Figure 3). From 1993 to 2001, they rose proportionally with rising gas reserves. From 2001 to 2007, they subsided with falling crude prices to under US$20 per barrel, thus turning certain condensate development projects uneconomic and leading to downsizing or postponement of production, as shown in 2002 (Figure 3); such condensate reserves were then viewed as resources. In the middle of 2008, with oil prices peaking at US$140 per barrel, these uneconomic projects returned to the commercial fold, meaning conversion of such resources back into reserves. Since 2009, however, these reserves have dipped for the same reason as gas reserves: without new concession bidding in the Kingdom, exploration and development activities are few

อยู่ในประเภทปริมาณสำรองได้ ส่วนช่วงที่ 3 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 เป็นช่วงที่ปริมาณสำรองลดลงด้วยเหตุผลเช่นเดียวกับกรณีก๊าซธรรมชาติ กล่าวคือ ไม่มีการเปิดสัมปทานให้มีการสำรวจแปลงสำรวจใหม่ในประเทศไทย ทำให้กิจกรรมการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมลดน้อยลง ส่งผลให้ลดโอกาสการค้นพบแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมแหล่งใหม่ที่จะสามารถถูกพัฒนาให้เป็นปริมาณสำรองของประเทศได้

and far between, thus dimming the development prospect of petroleum resources and reserves.

รูปที่ 3 ภาพรวมปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติเหลวของประเทศไทย ระหว่างปี 2536 ถึง 2562

Figure 3: Domestic Condensate Reserves Overview (1993-2019)

ภาพรวมปริมาณสำรองน้ำมันดิบของประเทศไทย ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2562 สามารถแบ่งได้เป็น 2 ช่วง ตามรูปที่ 4 คือ ช่วงที่ 1 ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2555 เป็นช่วงที่ปริมาณสำรองเพิ่มขึ้นเนื่องจากมีการค้นพบและพัฒนาแหล่งน้ำมันดิบสำคัญๆ เช่น แหล่งเบญจมาศ กะพง ปลาหมึก ยะลา เป็นต้น ส่งผลให้ปริมาณสำรองที่ค้นพบเพิ่มขึ้น ช่วงที่ 2 คือ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556 เป็นต้นมา เป็นช่วงที่ปริมาณสำรองลดลง เนื่องจากแหล่งน้ำมันดิบที่ค้นพบในช่วงแรกผลิตน้ำมันมาเป็นเวลานาน ในขณะที่แหล่งที่ค้นพบในช่วงหลังนี้เป็นแหล่งขนาดเล็ก

Crude oil: From 1993 to 2019, the oil reserves may be viewed in two periods (Figure 4). From 1993 to 2012, one notes a rise with the discovery and development of sizeable oil fields, including Benchamas, Kaphong, Plamuk, and Yala, with climbing discovered reserves. Since 2013, however, oil reserves have fallen after extended production and marginal field discoveries.

รูปที่ 4 ภาพรวมปริมาณสำรองน้ำมันดิบของประเทศไทย ระหว่างปี พ.ศ. 2536 ถึง พ.ศ. 2562

Figure 4: Domestic Oil Reserves Overview (1993-2019)

ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ปี พ.ศ. 2562

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม (3P หรือผลรวมของ P1 P2 และ P3) ของประเทศไทย ณ สิ้นปี พ.ศ. 2562 ตามตารางที่ 1 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 11,149.60 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 374.08 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 274.50 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 2,556.78 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี พ.ศ. 2561 ก๊าซธรรมชาติลดลง 2,083.82 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลวลดลง 53.16 ล้านบาร์เรล ส่วนน้ำมันดิบลดลง 36.33 ล้านบาร์เรล รวมลดลง 447.81 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 14.9 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา ปริมาณสำรองในปีนี้ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ส่วนหนึ่งเนื่องจากอยู่ในช่วงปลายสัมปทานของแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญ ประกอบกับราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยในปี พ.ศ. 2562 ต่ำกว่าราคาเฉลี่ยในปี พ.ศ. 2561 ส่งผลให้ผู้รับสัมปทานชะลอกิจกรรมการพัฒนาแหล่งเพราะไม่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์ ทำให้ไม่มีการเปลี่ยนแปลงปริมาณทรัพยากรมาทดแทน

Domestic Reserves 2019

At the end of 2019, Thailand's 3P petroleum reserves consisted of 11,149.60 Bcf of natural gas, 374.08 million barrels (MMbbl) of condensate, and 274.50 MMbbl of oil, or a total of 2,556.78 MMbbl of oil equivalent (MMBOE). These reflected a year-on-year reduction of 2,556.78 MMBOE (14.9%), consisting of drops of 2,083.82 Bcf of gas, 53.16 MMbbl of condensate, and 36.33 MMbbl of oil. The drop in this year's reserves is considered substantial because one is nearing the expiry of major concessions; another reason is the lower average crude prices this year. Concessionaires have therefore delayed their development activities for lack of commerciality, which in turn prompted no shift in resource into reserves. In the meantime, petroleum sales volumes this year were comparable with that of last year. The reserves of P1, P2, and P3

ปริมาณสำรองที่ใช้ไป ขณะที่ปริมาณการขายปิโตรเลียมในปีนี้ยังคงใกล้เคียงกับปีก่อนหน้า โดยปริมาณสำรองประเภทP1 P2 และP3 ของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบแยกเป็นรายพื้นที่ได้แสดงตามตารางที่ 1

for gas, condensate, and oil are grouped by area in Table 1.

ตารางที่ 1 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมแต่ละประเภทของประเทศ ณ สิ้นปี 2562
Table 1: Domestic Petroleum Reserves for Each Category (2019)

Area	Gas Reserves [Bcf]			Condensate Reserves [MMbbl]			Oil Reserves [MMbbl]		
	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible
Offshore	4,767.33	4,188.17	2,048.57	127.01	145.65	101.23	83.11	70.67	40.46
Onshore	115.00	14.76	15.78	0.20	-	-	42.43	21.55	16.29
Total	**4,882.33**	**4,202.93**	**2,064.35**	**127.21**	**145.65**	**101.23**	**125.54**	**92.22**	**56.74**
Grand Total (3P)	**11,149.60**			**374.08**			**274.50**		

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี พ.ศ. 2562 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 4,882.33 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 127.21 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 125.54 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 1,091.99 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี พ.ศ. 2561 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบลดลง 1,175.6 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 28.51 ล้านบาร์เรล และ 11.34 ล้านบาร์เรล ตามลำดับ รวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมทุกประเภทแล้วลดลง 242.14 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 18.15 รายละเอียดของปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบ ณ สิ้นปี พ.ศ. 2562 แยกเป็นรายแหล่ง แสดงในตารางที่ 2

Domestic Proved Reserves

Thailand's proved petroleum reserves at year-end 2019 consisted of 4,882.33 Bcf of natural gas, 127.21 MMbbl of condensate, and 125.54 MMbbl of oil, or a total of 1,091.99 MMBOE. Compared with last year, proved reserves of gas, condensate, and oil have fallen by 1,175.6 Bcf, 28.51 MMbbl, and 11.34 MMbbl-for a total reduction of around 242.14 MMBOE or 18.15%. Table 2 shows proved reserves by field at the year-end.

ตารางที่ 2 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2562
Table 2: Domestic Proved Petroleum Reserves (2019)

FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
GULF OF THAILAND	25,347.48	744.26	713.69	4,767.33	127.01	83.11
CTEP	14,476.58	483.62	205.02	2,283.89	69.56	21.64
Baanpot	423.86	17.48	-	30.84	0.95	-
South Baanpot	74.98	2.07	-	58.90	1.76	0.01
Chongko	-	-	-	-	-	-
Dara	38.63	-	1.43	93.16	1.53	1.53
Erawan	3,288.08	112.82	-	278.26	7.98	0.34
Funan	1,090.05	45.16	-	72.84	2.32	0.17
Gomin	194.27	11.12	-	16.99	0.96	0.01
South Gomin	181.39	11.46	-	33.63	1.11	0.99
Jakrawan	953.19	18.72	-	79.64	1.37	-
Moragot	301.84	17.09	-	254.92	12.09	0.13
North Moragot	-	-	-	-	-	-
Kaphong	467.42	-	32.89	36.57	0.65	1.56
North Kung	1.12	-	2.28	-	-	0.00
Pailin	1,072.49	45.83	-	286.08	8.77	-
North Pailin	1,251.97	48.17	-	277.21	8.34	0.01
Pakarang	112.42	-	10.95	33.16	0.30	0.71
South Pakarang	138.71	6.07	-	48.55	1.51	0.17
Pladang	167.41	6.05	-	0.26	0.00	-
Paytai	-	-	-	-	-	-
Plamuk	442.28	-	91.96	67.56	0.79	5.38
Platong	680.83	38.41	-	298.32	10.38	5.81
South Platong	71.17	2.62	-	-	-	-
South West Platong	129.69	11.21	-	33.68	1.23	0.93
East Ranong	-	-	-	-	-	-
Satun	2,163.90	65.85	-	104.83	3.39	-
South Satun	25.38	0.67	-	35.87	0.82	-
Surat	161.80	-	13.98	17.66	0.25	0.63
North Surat	-	-	-	-	-	-
Trat	467.08	18.41	-	54.87	1.77	0.08
North East Trat	39.14	1.66	-	9.12	0.30	0.01
North Trat	34.16	1.60	-	5.12	0.18	-

FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
South Trat	84.80	1.17	-	13.42	0.17	-
Ubon	-	-	-	-	-	-
East Ubon	-	-	-	-	-	-
West Ubon	-	-	-	-	-	-
Yala	160.00	-	28.27	24.47	0.43	1.85
East Yala	234.03	-	18.80	17.77	0.21	1.27
Yungthong	24.49	-	4.45	0.22	-	0.03
COTL	**1,298.24**	**-**	**304.12**	**69.31**	**1.22**	**13.51**
Benchamas	616.53	-	204.04	33.68	0.69	8.97
Benchamas North	3.77	-	4.79	0.08	0.00	0.03
Chaba	20.86	-	9.16	11.79	0.19	1.09
North Jarmjuree	9.88	-	2.36	-	-	0.00
Lanta	11.13	-	25.24	1.34	0.00	2.42
Maliwan	306.17	-	14.43	22.33	0.34	0.87
Rajpruek	6.39	-	2.33	-	-	-
Surin	0.56	-	1.67	0.09	-	0.12
Tantawan	322.95	-	40.11	-	-	-
PTTEP	**7,120.80**	**227.09**	**-**	**1,325.12**	**42.37**	**-**
Arthit	1,199.17	52.14	-	593.15	23.80	-
G8/50	0.76	0.03	-	1.58	0.03	-
Bongkot Main	5,042.95	145.02	-	372.35	8.23	-
Bongkot South	874.26	29.83	-	347.97	10.05	-
G12/48	3.66	0.07	-	10.07	0.26	-
PTTEP Siam (Offshore)	**-**	**-**	**5.93**	**-**	**-**	**-**
Nang Nuan	-	-	5.93	-	-	-
Mubadala	**-**	**-**	**107.47**	**-**	**-**	**24.73**
Banyen	-	-	13.14	-	-	2.45
Jasmine	-	-	64.44	-	-	9.23
Manora	-	-	16.31	-	-	4.04
Nong Yao	-	-	13.59	-	-	9.01
Medco Energi	**-**	**-**	**37.45**	**-**	**-**	**18.96**
Bualuang	-	-	37.45	-	-	18.96
CEC	**-**	**-**	**44.96**	**-**	**-**	**0.31**
Songkhla			44.96	-	-	0.31

FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
KrisEnergy	**-**	**-**	**8.07**	**-**	**-**	**3.72**
Wassana	-	-	8.07	-	-	3.72
Rossukon	-	-	-	-	-	-
MTJA[1]	**2,451.87**	**33.55**	**0.68**	**1,089.00**	**13.85**	**0.25**
CHESS	1,826.00	18.24	-	732.00	7.45	-
CPOC	625.87	15.31	0.68	357.00	6.40	0.25
ONSHORE	**1,418.14**	**1.86**	**328.19**	**115.00**	**0.20**	**42.43**
KHORAT PLATEAU	**855.28**	**1.86**	**-**	**67.52**	**0.20**	**-**
ExxonMobil	**417.00**	**-**	**-**	**3.50**	**-**	**-**
Nam Phong	417.00	-	-	3.50	-	-
Apico	-	-	-	-	-	-
Dong Mun	-	-	-	-	-	-
Sin Phu Horm East	-	-	-	-	-	-
PTTEP SP	**438.28**	**1.86**	**-**	**64.02**	**0.20**	**-**
Sin Phu Horm	438.28	1.86	-	64.02	0.20	-
CENTRAL PLAINS	**562.86**	**-**	**328.19**	**47.48**	**-**	**42.43**
Eco Orient	**-**	**-**	**18.27**	**-**	**-**	**2.24**
Borang North	-	-	1.96	-	-	0.39
L33+Tha Rong North	-	-	0.49	-	-	0.03
Na Sanun	-	-	0.82	-	-	0.00
Na Sanun East	-	-	7.44	-	-	1.15
Sri Thep North	-	-	0.00	-	-	0.00
Wichian Buri (WBI + WBII)	-	-	1.37	-	-	0.44
Wichian Buri Extension	-	-	5.91	-	-	0.21
Wichian Buri North East	-	-	0.28	-	-	0.02
Pan Orient	**-**	**-**	**2.64**	**-**	**-**	**1.19**
L53/48	-	-	2.64	-	-	1.19
PTTEPI	**0.02**	**-**	**7.93**	**0.00**	**-**	**0.59**
Kampaengsan	-	-	0.46	-	-	0.02
Sangkajai	0.02	-	0.95	0.00	-	0.00
U-Thong	-	-	4.71	-	-	0.09
Bung Krathiam, Ban Don Talai, Ban Don Sa-Nuan	-	-	0.01	-	-	-
Wang Pai Sung	-	-	0.15	-	-	0.06
Nong Pak Chi+HauMaiSung	-	-	1.65	-	-	0.42

FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
Sino U.S. and CNPCHK	**-**	**-**	**10.52**	**-**	**-**	**1.16**
Bung Muang and Bung Ya	-	-	6.56	-	-	0.27
Bung Ya West and Nong Sa	-	-	3.96	-	-	0.89
PTTEP Siam (Onshore)	**561.53**	**-**	**287.52**	**47.46**	**-**	**37.23**
Sirikit et al.	561.53	-	287.52	47.46		37.23
Siam Moeco	**1.31**	**-**	**1.31**	**0.02**	**-**	**0.02**
Arunothai	0.08	-	0.02	-	-	-
Burapa	1.23	-	1.29	0.02	-	0.02
GRAND TOTAL	**26,765.62**	**746.12**	**1,041.88**	**4,882.33**	**127.21**	**125.54**
GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)	**4,670.60**	**671.51**	**1,041.88**	**851.97**	**114.49**	**125.54**
3P GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)	**6,383.99**			**1,091.99**		

หมายเหตุ 1) ปริมาณสำรองที่รายงานคิดเป็นร้อยละ 50 จากปริมาณสำรองของทั้งสองประเทศ ได้แก่ ไทย และมาเลเซีย

การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วระหว่างปี พ.ศ. 2561 และ พ.ศ. 2562

1. ก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี พ.ศ. 2562 เท่ากับ 4,882.33 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย และแหล่งบนบก จำนวน 4,767.33 และ 115 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี พ.ศ. 2561 แล้ว รวมลดลง 1,175.60 พันล้านลูกบาศก์ฟุตหรือร้อยละ 19.41 โดยปริมาณการผลิตในปี พ.ศ. 2562 ยังคงมากกว่าปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น (Transfered Revision และ Extension) ดังแสดงในรูปที่ 5 สำหรับส่วนที่เพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว ในปี พ.ศ. 2562 มีสาเหตุหลักมาจากการปรับเพิ่มปริมาณสำรองของโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่สำคัญ เช่น พื้นที่ผลิตกลุ่มเอราวัณ พื้นที่ผลิตบงกช และในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

Changes in Proved Reserves (2018-2019)

1. Natural gas

The total proved gas reserves at the year-end stood at 4,882.33 Bcf (4,767.33 Bcf from the Gulf and 115 Bcf from onshore fields), a drop of 1,175.60 Bcf (19.41%) year-on-year. This year's gas output still exceeded the transferred revision and extension of reserves, as shown in Figure 5. The increment in proved reserves this year stemmed mainly from the revised reserves of key Gulf gas production projects, notably Erawan, Bongkot, and MTJDA fields.

Area	End of 2018	Produced	Unproved Transferred	Revision	Extension/ Discovery	End of 2019
Onshore	153.09	-41.99	0.60	2.29	1.02	115.00
Offshore	5,904.84	-1,246.48	94.20	14.76	0.00	4,767.33

รูปที่ 5 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วจากปี พ.ศ. 2561 ถึงปี พ.ศ. 2562
Figure 5: Changes in Proved Gas Reserves (2018-2019)

2. น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2562 เท่ากับ 240.02 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบด้วยส่วนที่มาจากอ่าวไทย และบนบก จำนวน 197.41 และ 42.61 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี พ.ศ. 2561 แล้ว ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวลดลง 37 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 13.36 ซึ่งเป็นผลมาจากปริมาณการผลิตมากกว่าปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 6 สำหรับส่วนที่เพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้ว ในปี พ.ศ. 2562 มีสาเหตุหลักมาจาก (1) การปรับเพิ่มปริมาณสำรองของโครงการผลิตน้ำมันดิบในทะเล เช่น พื้นที่ผลิตกลุ่มจัสมินและนงเยาว์ และพื้นที่ผลิตบัวหลวง เป็นต้น และ (2) การปรับเพิ่มปริมาณสำรองของโครงการผลิตน้ำมันดิบบนบกสิริกิติ์เพราะมีประสิทธิภาพการผลิตดีกว่าที่คาดการณ์ และการดำเนินการของโครงการอัดน้ำ (Waterflood) และ Hydraulic Fracturing อย่างมีประสิทธิภาพ

2. Oil and condensate

The total oil and condensate proved reserves at the year-end stood at 240.02 MMBOE (197.41 MMbbl from the Gulf and 42.61 MMbbl from onshore fields). One notes a year-on-year drop of 37 MMBOE (13.36%) due to outputs exceeding reserves replacement despite a rise in reserves, as shown in Figure 6. The gain in reserves resulted mainly from (1) the rise in reserves of offshore oil production projects, including Jasmine and Nong Yao, as well as Bualuang, production areas, and (2) the rise in the Sirikit onshore oil production project, where production efficiency exceeded projections, as well as efficient waterflooding and hydraulic fracturing projects.

Area	End of 2018	Produced	Unproved Transferred	Revision	Extension/ Discovery	End of 2019
Onshore	47.22	-13.50	0.03	7.84	1.01	42.61
Offshore	229.80	-68.26	13.31	21.16	1.39	197.41

รูปที่ 6 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วจากปี พ.ศ. 2561 ถึงปี พ.ศ. 2562

Figure 6 : Changes in Proved Oil and Condensate Reserves (2018-2019)

ดังนั้น จากสถานการณ์ปัจจุบันที่ปริมาณสำรองมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ประเทศไทยควรมีการส่งเสริมให้มีการลงทุนพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บเดิมให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น เช่น นำเทคโนโลยีในการผลิตน้ำมันดิบขั้นทุติยภูมิ (Secondary Recovery) การผลิตน้ำมันดิบขั้นตติยภูมิ (Enhanced Oil Recovery) มาใช้ และส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาเพื่อผลิตปิโตรเลียมจาก Unconventional Reservoir เป็นต้น รวมถึงการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่เพื่อให้ผู้สนใจเข้ามาลงทุนสำรวจและค้นหาแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ที่ยังไม่เคยมีการพัฒนา โดยปิโตรเลียมที่อาจสำรวจพบจะช่วยลดการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศ และทำให้มีการใช้ประโยชน์ปิโตรเลียมจากแหล่งที่มีอยู่ในประเทศได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ส่งผลให้ประเทศมีความมั่นคงด้านพลังงานมากขึ้น

In view of the steadily sliding reserves mentioned above, Thailand would be well-advised to promote investment in petroleum development and production from existing reservoirs for greater efficiency. One way is to apply secondary recovery technology; another is to apply enhanced oil recovery to promote development from unconventional reservoirs. In tandem with these approaches, Thailand should launch a new development and production licensing round to attract prospective investors to discover petroleum deposits in undeveloped territories. Through these approaches, one could trim petroleum imports and optimize indigenous petroleum resources, thus contributing to greater national energy security.

4.6 การผลิตปิโตรเลียม
Petroleum Production

การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศในปี พ.ศ. 2562 มีการผลิตปิโตรเลียมเป็นปริมาณรวม 278* ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 761,964 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 มีปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.87 จำแนกตามประเภทของปิโตรเลียมได้ดังนี้

ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ.2562 มีปริมาณรวม 1,134,587 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 3,108 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยมีการอัตราการผลิตเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2561 คิดเป็นร้อยละ 2.65 หรือเป็นปริมาณ 29,320 ล้านลูกบาศก์ฟุต เนื่องจากการผลิตของแหล่งบงกชในปี พ.ศ. 2560 ผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติ (บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)) มีการเรียกก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปกติเป็นผลให้ในปี 2561 ผู้ซื้อจึงเรียกรับก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าเกณฑ์ ACQ (Annual Contract Quantity) ในขณะที่ปี พ.ศ. 2562 มีการเรียกรับก๊าซธรรมชาติตามเกณฑ์ไม่เกินปริมาณรวมทั้งปี ดังนั้นเมื่อเปรียบเทียบปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติปี พ.ศ. 2562 จึงสูงกว่าปี พ.ศ. 2561 ประกอบกับผู้รับสัมปทานทุกรายมีการใช้ช่วงเวลาซ่อมบำรุงประจำปีลดลงจากการปรับเปลี่ยนแผนการซ่อมบำรุงร่วมกันระหว่างกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและผู้รับสัมปทาน (Smart maintenance) ทำให้ประสิทธิภาพการซ่อมบำรุงเพิ่มมากขึ้น ใช้เวลาน้อยลง อาทิเช่น โครงการบงกชมีการปิดซ่อมบำรุงประจำปี พ.ศ. 2562 ใช้เวลาน้อยกว่าในการทำงานปิดซ่อมบำรุงในปี พ.ศ. 2561 จึงทำให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติของประเทศเพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาอย่างมีประสิทธิภาพ

This year, indigenous petroleum production totaled 278* million barrels of oil equivalent (about 761,964 barrels of oil equivalent per day), 1.87% up from last year. Below is a breakdown.

Natural Gas

The total gas output was 1,134,587 million cubic feet, or 3.108 billion cubic feet per day (Bcfd), rising 2.65% (29,320 million cubic feet) from last year, mainly due to the call by the buyer (PTT Plc) in 2017 for a higher-than-normal volume of gas, which in turn lowered the call in 2018 to under the Annual Contract Quantity (ACQ). By contrast, this year's call was according to the regular annual total gas volume. Therefore this year's output exceeded that of 2018. In addition, this year all concessionaires spent less time on their annual maintenance shutdowns thanks to Smart Maintenance planning undertaken in consultation with DMF, resulting in higher maintenance efficiency and less time spent. A case in point: the Bongkot Field's maintenance shutdown this year ended sooner, which explains why this year's gas output efficiently eclipsed that of last year.

ก๊าซธรรมชาติเหลว

การผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสทในปี พ.ศ. 2562 มีปริมาณรวม 37.35 ล้านบาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 102,331 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2561 คิดเป็นร้อยละ 2.93 หรือเป็นปริมาณ 1,066,337 บาร์เรล ทั้งนี้ก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นผลพลอยได้จากการผลิตก๊าซธรรมชาติ จึงแปรผันตามปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยในปี พ.ศ. 2562 ก๊าซธรรมชาติเหลวมีปริมาณเพิ่มขึ้นตามปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติ

น้ำมันดิบ

การผลิตน้ำมันดิบในปี พ.ศ. 2562 มีปริมาณรวม 46.27** ล้านบาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ย 126,769 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตลดลงจากปี พ.ศ. 2561 คิดเป็นร้อยละ 2.08 หรือเป็นปริมาณ 986,225 บาร์เรล เนื่องจากแหล่งผลิตน้ำมันดิบในประเทศไทยเป็นแหล่งขนาดเล็กและมีศักยภาพการผลิตลดลงเรื่อยๆ โดยในปี พ.ศ. 2562 มีการหยุดผลิตปิโตรเลียมเพื่อการซ่อมบำรุงประจำปีและเพื่อการการติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่มเติมของแหล่งปลาทองและแหล่งบัวหลวง ตามลำดับ และแหล่งสงขลาดี ได้ทำการหยุดผลิตถาวรเนื่องจากการผลิตไม่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์ ในส่วนแหล่งน้ำมันดิบบนบกมีการผลิตเพิ่มขึ้นจากแหล่ง L53 แต่ก็มีปริมาณไม่มากพอที่จะทดแทนการผลิตที่ลดลงได้

Condensate

The total condensate output was 37.35 million barrels, or 102,331 barrels per day (bpd), rising 2.93% (1,066,337 barrels) from last year. Condensate is actually a direct by-product of gas production: this year the higher the gas output, the higher the condensate output.

Crude Oil

The total oil output was 46.27** million barrels, equivalent to 126,769 bpd, a drop of 2.08% (986,225 barrels) due to the natural decline of relatively small oil fields in Thailand. In 2019 there were production shutdowns for annual maintenance and for installation of additional production platforms at Platong and Bualuang Fields; also, a permanent shutdown at Songkhla D resulted from uneconomic production. Onshore, the L53 Field produced more oil, but not enough to offset the depleted volume.

หมายเหตุ * การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศ ไม่คิดรวมการผลิตจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
** การคำนวณค่าเฉลี่ยต่อวันของการผลิตน้ำมันดิบ ไม่คิดรวมแหล่งฝาง

Remarks: * Total petroleum output from indigenous fields excluded production from MTJDA.
** Average crude oil output per day excluded that from the Fang Field.

4.7 การรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม
Decommissioning of Petroleum Installations

ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ทรัพย์สินหรือสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมได้ถูกออกแบบและก่อสร้างให้มีความแข็งแรงปลอดภัยในเชิงวิศวกรรมและคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม โดยถูกติดตั้งกระจายในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยและแปลงสำรวจบนบกเพื่อใช้ในการสำรวจ ผลิต เก็บรักษา หรือขนส่งปิโตรเลียมตลอดอายุสัมปทาน อย่างไรก็ตาม เมื่อสิ่งติดตั้งดังกล่าวไม่สามารถใช้ประโยชน์ในกิจการปิโตรเลียมในอนาคตได้ รวมทั้งเมื่อสัมปทานสิ้นอายุ สิ่งติดตั้งเหล่านั้นจำเป็นต้องถูกรื้อถอนออกไปอย่างเหมาะสม โดยคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน ความเป็นไปได้ทางเทคนิควิศวกรรม ผลกระทบต่อชุมชนโดยรอบและค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการรื้อถอน ทั้งนี้ เพื่อความชัดเจนในการกำกับดูแลการรื้อถอนในประเทศไทย 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 วิธีการและเงื่อนไขในการดำเนินการรื้อถอน รวมทั้งได้มีการจัดทำคู่มือและมาตรฐานด้านการรื้อถอนสำหรับผู้รับสัมปทานให้สามารถดำเนินการรื้อถอนได้อย่างถูกต้องตามข้อกำหนดในกฎหมาย หลักเทคนิคและวิธีปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดี มีประสิทธิภาพ และก่อประโยชน์สูงสุดให้แก่ประเทศ ทั้งนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีกระบวนการในการกำกับดูแลการรื้อถอนที่เป็นไปตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ และกฎหมายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเริ่มต้นจากการศึกษาและวิเคราะห์ของเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง แล้วจึงนำเสนอความเห็นต่อคณะทำงานพิจารณารายงานแผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม คณะอนุกรรมการพิจารณาแผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม และคณะกรรมการ

In Thailand's petroleum E&P, operating assets or installations have been designed and fabricated with robustness, engineering safety, and due consideration for potential environmental impacts. They were installed in exploration blocks in the Gulf of Thailand and onshore exploration blocks for the exploration, production, storage, or transport of petroleum throughout concession periods. When such installations can no longer be used or concessions expire, they need to be appropriately dismantled with due consideration for potential environmental impacts, operating safety, engineering feasibility, potential impacts on surrounding communities, and costs. To clearly define the oversight of decommissioning operations in Thailand, DMF has therefore promulgated relevant legislation, including a 2016 ministerial regulation prescribing plans, estimated costs and collateral for the decommissioning of installations used in petroleum businesses and six DMF notifications, issued under Section 80/1 and 80/2 of the Petroleum Act (No. 6) of 2007 to prescribe rules, detailed procedures, and decommissioning terms. In addition, DMF formalized decommissioning manuals and standards for concessionaires, enabling compliance with laws and technical principles of good petroleum operations for efficiency and maximum benefit to the country. DMF commands a process to regulate decommissioning against the ministerial regulation and applicable laws, starting with the study and analysis by designated officers, whose recommendations are presented to a taskforce to review plans and estimate the decommissioning costs. A subcommittee then further reviews these elements on behalf of the Petroleum Committee to ensure that each selected decommissioning option and technique are safe,

ปิโตรเลียม ในการพิจารณากลั่นกรองแผนงานและรายงานการรื้อถอนตามลำดับ เพื่อให้มั่นใจว่าทางเลือกและเทคนิควิธีการในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งมีความปลอดภัย เหมาะสมและส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ในระยะสั้นและระยะยาว

ในปี พ.ศ. 2562 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการกำกับดูแลการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยและแปลงสำรวจบนบกที่เข้าหลักเกณฑ์ตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ รวมทั้งโครงการอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอน ทั้งนี้ การอนุมัติและอนุญาตแผนงานและรายงานการรื้อถอน ตลอดจนผลการดำเนินงานที่ผ่านมาสามารถสรุปได้ ดังนี้

1) การอนุมัติ อนุญาต แผนงานและรายงานการรื้อถอน

สำหรับการ อนุมัติ อนุญาต แผนงานและรายงานการรื้อถอน ต้องผ่านการพิจารณาจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติก่อน โดยการกลั่นกรองให้ความเห็นชอบตามกระบวนการพิจารณา โดยคณะกรรมการปิโตรเลียม มีมติเห็นชอบแผนงานและรายงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน มีรายละเอียด ดังนี้

technically sound, and pose the least possible environmental impacts in the short and long terms.

In 2019 DMF regulated the removal of installations in Gulf and onshore exploration blocks that met the criteria described in the ministerial regulation, including other decommissioning projects. Approval and licensing of plans and decommissioning reports as well as achievements are summarized below:

1) Approval and Licensing of Plans and Reports

Having conducted pre-screening of each work plan and decommissioning report, DMF generated recommendations on each such plan and report for the Petroleum Committee's review and approval as follows:

ลำดับ	เลขที่สัมปทาน Concession Number	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire and Operator	เกณฑ์การยื่น Submission Criteria
1	7/2546/64	G5/43	บ. ซี อี ซี อินเตอร์เนชั่นแนล ลิมิเต็ด (สาขาประเทศไทย) CEC International, Ltd. (Thailand Branch)	ข้อ 5 (4) สิ่งติดตั้งไม่ได้ใช้งาน ซึ่งผู้รับสัมปทานประสงค์จะทำการรื้อถอนตามกฎกระทรวงฯ Clause 5 (4) Unused installation that the concessionaire wishes to remove of the ministerial regulation

สาระสำคัญ / Essence

บริษัทฯ ดำเนินการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตซี (SKL-C2) ออกจากพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันดิบสงขลา 2 เรียบร้อยแล้ว ซึ่งเป็นไปตามรายละเอียดในแผนงานและรายงานการรื้อถอนที่ได้รับความเห็นชอบจากอธิบดี

The company has removed a wellhead platform and production platform (SKL-C2) from the Songkhla 2 Oil Field production area in accordance with details of the Director General-approved plan and decommissioning report

2	1/2534/36	B8/32	บ. เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	ข้อ 5 (4) สิ่งติดตั้งไม่ได้ใช้งาน ซึ่งผู้รับสัมปทานประสงค์จะทำการรื้อถอนตามกฎกระทรวงฯ Clause 5 (4) Unused installation that the concessionaire wishes to remove of the ministerial regulation

สาระสำคัญ / Essence

บริษัทฯ ประสงค์จะดำเนินการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวัน (TFPSO) และสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือ โดยได้ดำเนินการรื้อถอน TFPSO ออกจากพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมและลากจูงไปล้างทำความสะอาดที่ประเทศสิงคโปร์เรียบร้อยแล้ว หลังจากนั้นจะลากจูงไปดำเนินการยุบเรือ ณ ประเทศตุรกี ซึ่งโครงการมีกำหนดจะเสร็จสิ้น ในไตรมาสแรกของปี 2564

The company decided to remove Tantawan Floating Production and Storage Vessels (TFPSO) and related subsea installations. Removal has been carried out in the production area and TFPSO towed for decontamination in Singapore and eventually towed to Turkey for final dismantling. Project completion is scheduled for the first quarter of 2021.

3	1/2515/5, 2/2515/6 และ 1/2529/33	10 11 12 13 B12/27	บ. เชฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	ข้อ 5 (4) สิ่งติดตั้งไม่ได้ใช้งาน ซึ่งผู้รับสัมปทานประสงค์จะทำการรื้อถอนตามกฎกระทรวงฯ Clause 5 (4) Unused installation that the concessionaire wishes to remove of the ministerial regulation

สาระสำคัญ / Essence

บริษัทฯ ได้มีการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตไป จัดวางเป็นปะการังเทียม ซึ่งเป็นอีกทางเลือกหนึ่ง ที่สามารถใช้ในการจัดการขาแท่นจากการรื้อถอน บริษัทฯ จึงได้ร่วมกับภาควิชาวิทยาศาสตร์ทางทะเล คณะประมง มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์จัดทำโครงการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม ไปจัดวางเป็นปะการังเทียม เพื่อศึกษาวิจัย โดยแบ่งออก เป็น 3 ส่วน ได้แก่ 1) การศึกษาแนวทางกฎระเบียบ และข้อปฏิบัติในระดับประเทศและระดับสากล 2) การวิเคราะห์ข้อมูลสิ่งมีชีวิตเกาะติดขาแท่น และ 3) การวางแผนในการจัดทำแหล่งปะการังเทียมเพื่อเป็นแหล่งอนุรักษ์และแหล่งท่องเที่ยวใต้น้ำ ทั้งนี้ โดยจะนำขาแท่นหลุมผลิตจำนวน 7 และ 1 ขาแท่น จากแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 10 11 12 13 และ B12/27 ตามลำดับ ไปใช้ในการจัดวางปะการังเทียมดังกล่าว

The company has studied the use of production platform jackets as artificial coral reefs, another management option for unused platform jackets. It had therefore worked with the Department of Marine Science, Faculty of Fisheries, Kasetsart University, to conduct a project to study and research on the use of production platform jackets and place them in appropriate locations as artificial reefs. The project consists of 1) a study of national and international guidelines, regulations, and practices, 2) analysis of living organism data attached to the jackets, and 3) planning for the preparation of artificial reefs for conservation and underwater tourist attractions. To this end, seven production platform jackets and one platform jacket came from Exploration Blocks 10, 11, 12, 13, and B12/27.

ลำดับ	เลขที่สัมปทาน Concession Number	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire and Operator	เกณฑ์การยื่น Submission Criteria
4	2/2522/17	E5	บ. เอ็กซอนโมบิลเอ็กซ์โพลเรชั่น แอนด์ โพรดักชั่น โคราช อิงค์ ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	ข้อ 5 (3) สัมปทานมีระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมเหลือ 5 ปีสุดท้าย ตามกฎกระทรวงฯ Clause 5 (3) The remaining petroleum production period of five years under the concession

สาระสำคัญ / Essence

บริษัทฯ ได้ยื่นแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนเพื่อขอความเห็นชอบจากอธิบดี ซึ่งครอบคลุมสิ่งติดตั้งทั้งหมดในแปลงสำรวจบนบก E5 เมื่อผ่านการพิจารณาจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเรียบร้อยแล้วจึงแจ้งผลการพิจารณาถึงบริษัทฯ และให้บริษัทฯ ดำเนินการวางหลักประกันตามประมาณการค่าใช้จ่ายในการ รื้อถอนที่ได้มีการตรวจสอบและรับรองความถูกต้องโดยบุคคลภายนอกที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดในกฎหมายภายในระยะเวลาที่กำหนดในกฎกระทรวงฯ ซึ่งบริษัทฯ ได้ดำเนินการวางหลักประกันเรียบร้อยแล้วเมื่อวันที่ 12 ธันวาคม 2562

The company submitted a preliminary decommissioning plan covering all installations of onshore Exploration Block E5 and estimated the decommissioning cost for the Director General's approval. After DMF's consideration, the outcome was notified to the company to place its collateral according to the cost estimate, inspected, and verified by a third party that meets the legal requirements within the period specified by the ministerial regulation. The company placed the collateral on December 12, 2019.

5	1/2526/23	NC	บ. ซิโน-ยู.เอส ปิโตรเลียม อิงค์ Sino-U.S. Petroleum Inc.	ข้อ 37 สัมปทานได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมก่อนวันที่กฎกระทรวงบังคับใช้ ตามกฎกระทรวงฯ Section 37 Petroleum production has been extended before the enforced date of the ministerial regulation.

สาระสำคัญ / Essence

บริษัทฯ ได้ยื่นแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนเพื่อขอความเห็นชอบจากอธิบดี ซึ่งครอบคลุมสิ่งติดตั้งทั้งหมดในแปลงสำรวจบนบก NC เมื่อผ่านการพิจารณาจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเรียบร้อยแล้วจึงแจ้งผลการพิจารณาถึงบริษัทฯและให้บริษัทฯ ดำเนินการวางหลักประกันตามประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน ที่ได้มีการตรวจสอบและรับรองความถูกต้องโดยบุคคลภายนอกที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดในกฎหมายภายในระยะเวลาที่กำหนดในกฎกระทรวงฯ ซึ่งบริษัทฯ ได้ดำเนินการวางหลักประกันเรียบร้อยแล้วเมื่อวันที่ 12 ธันวาคม 2562

The company submitted a preliminary decommissioning plan covering all the installations of the NC onshore block and estimated the cost for the Director General's approval. DMF duly reviewed the plan and informed the company to place the collateral for the decommissioning cost. It was then audited and verified by a qualified third party that meets the legal requirements within the period specified by the ministerial regulation. The company placed the guarantee on December 12, 2019.

ลำดับ	เลขที่สัมปทาน Concession Number	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน Concessionaire and Operator	เกณฑ์การยื่น Submission Criteria
6	1/2522/16	S1	บ. ปตท.สผ. สยาม จำกัด PTTEP Siam, Ltd.	ข้อ 5 (3) สัมปทานมีระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมเหลือ 5 ปีสุดท้ายตามกฎกระทรวงฯ Clause 5 (3) The remaining petroleum production period of five years under the concession

สาระสำคัญ / Essence

บริษัทฯ ได้ยื่นแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนเพื่อขอความเห็นชอบจากอธิบดี ซึ่งครอบคลุมสิ่งติดตั้งทั้งหมดในแปลงสำรวจบนบก S1 เมื่อผ่านการพิจารณาจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเรียบร้อยแล้วจึงแจ้งผลการพิจารณาถึงบริษัทฯ และให้บริษัทฯ ดำเนินการวางหลักประกันตามประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนที่ได้มีการตรวจสอบและรับรองความถูกต้องโดยบุคคลภายนอกที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดในกฎหมายภายในระยะเวลาที่กำหนดในกฎกระทรวงฯ บริษัทฯ อยู่ระหว่างดำเนินการวางหลักประกันฯ ดังกล่าว

The company submitted a preliminary decommissioning plan covering all installations of onshore Exploration Block S1 and estimated the decommissioning cost for the Director General's approval. DMF duly reviewed the plan and informed the company to place its collateral, audited and verified by a qualified third party that meets the legal requirements within the period specified by the ministerial regulation. The company is in the process of placing such collateral.

7	3/2528/28	B6/27	บ. ปตท.สผ. สยาม จำกัด PTTEP Siam, Ltd.	ข้อ 5 (3) สัมปทานมีระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมเหลือ 5 ปีสุดท้ายตามกฎกระทรวงฯ Clause 5 (3) The remaining petroleum production period of five years under the concession

สาระสำคัญ / Essence

บริษัทฯ ได้ยื่นแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนเพื่อขอความเห็นชอบจากอธิบดี ซึ่งครอบคลุมสิ่งติดตั้งทั้งหมดในแปลงสำรวจบนบก B6/27 เมื่อผ่านการพิจารณาจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเรียบร้อยแล้วจึงแจ้งผลการพิจารณาถึงบริษัทฯ และให้บริษัทฯ ดำเนินการวางหลักประกันตามประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนที่ได้มีการตรวจสอบและรับรองความถูกต้องโดยบุคคลภายนอกที่มีคุณสมบัติเป็นไปตามข้อกำหนดในกฎหมายภายในระยะเวลาที่กำหนดในกฎกระทรวงฯ บริษัทฯ อยู่ระหว่าง ดำเนินการวางหลักประกันฯ ดังกล่าว

The company submitted a preliminary decommissioning plan covering all installations of onshore Exploration Block B6/27 and estimated the decommissioning cost for the Director General's approval. DMF duly reviewed the plan and informed the company to place the collateral, audited and verified by a qualified third party that meets the legal requirements within the period specified by the ministerial regulation. The company is in the process of placing such collateral.

หมายเหตุ : เกณฑ์การยื่น - ตามกฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559

Remarks : Criteria for submission: Under the 2016 ministerial regulation prescribing plans, cost estimates, and collateral for the decommissioning of installations used in the petroleum business:

2) ผลการดำเนินงานรื้อถอน

ในปี 2562 มีโครงการที่ผู้รับสัมปทานดำเนินการรื้อถอนสิ่งติดตั้งออกจากพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมแล้วเสร็จจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตสงขลาซี (SKL-C) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันดิบสงขลา 2 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G5/43 ของบริษัท ซี อี ซี อินเตอร์เนชั่นแนล ลิมิเต็ด (สาขาประเทศไทย) และโครงการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวันและสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งสามารถสรุปรายละเอียดได้ ดังนี้

2.1) โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตสงขลาซี (SKL-C)

นับแต่ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงานแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G5/43 ได้แสดงหน้าที่ความรับผิดชอบในการรื้อถอนแท่น SKL-C ซึ่งเป็นสิ่งปลูกสร้างประเภทแท่นประกอบการผลิตปิโตรเลียมแบบยึดติดถาวร (Fixed platform) ด้วยความสมัครใจ

2) Achievements

In 2019 two projects were carried out by concessionaires to remove a wellhead platform and the Songkhla C Production Platform (SKL-C) in the Songkhla Oil Field 2 production area, Exploration Block G5/43 in the Gulf, operated by CEC International, Ltd. (Thailand Branch); and remove Tantawan Floating Production, Storage and Offloading Unit (TFPSO) from Gulf Exploration Block B8/32, by Chevron Offshore (Thailand) Ltd. Here is a summary of projects:

2.1) Dismantling of the wellhead platform and the SKL-C Production Platform

In demonstrating responsibility for the voluntary decommissioning of the SKL-C platform, a fixed-platform type, the G5/43 concessionaire submitted to DMF for approval under Clause 5 (4) a detailed decommissioning plan and an estimate of

โดยการยื่นแผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมเพื่อขอรับความเห็นชอบตามข้อ 5 (4) แห่งกฎกระทรวงฯ อันประกอบไปด้วยกิจกรรมการรื้อถอนโครงสร้างส่วนบน (Topside) และโครงสร้างส่วนขา (Jacket) ทั้งนี้ เมื่อผู้รับสัมปทานได้รับความเห็นชอบให้เริ่มกิจกรรมการรื้อถอนตามแผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดแล้ว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานกำกับดูแลการดำเนินงานด้านการรื้อถอนได้ติดตามการปฏิบัติงานของผู้รับสัมปทานตั้งแต่การเตรียมงานใต้ทะเล การรื้อถอนโครงสร้างแท่น การขนส่งโครงสร้างแท่นที่ถูกรื้อถอนแล้ว จนกระทั่งเสร็จสิ้นการตัดและคัดแยกชิ้นส่วน ณ สถานที่รองรับบนฝั่งอย่างเสมอมา ทั้งนี้ โครงการรื้อถอนแท่น SKL-C ได้เกิดการว่าจ้างแรงงานไทยและการถ่ายทอดองค์ความรู้ด้านการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้างในทะเล ซึ่งเป็นกิจกรรมที่ไม่เคยเกิดขึ้นมาก่อนในประเทศไทย ตลอดจนได้สะท้อนให้เห็นถึงความสำเร็จของโครงการอันเกิดจากประสิทธิภาพในการบริหารจัดการหรือควบคุมการดำเนินงานโครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ดี จึงนับว่าผลสำเร็จจากโครงการนี้จะเป็นประสบการณ์และบทเรียนสำคัญที่มีประโยชน์ต่อผู้ที่เกี่ยวข้องด้านต่างๆ สำหรับการบริหารจัดการโครงการรื้อถอนอื่นๆ ในอนาคตต่อไป

2.2) โครงการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวันและสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือ

สืบเนื่องจากเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวัน (TFPSO) มีกำหนดสิ้นสุดอายุการใช้งาน (FPSO Service Life) ในสิ้นปี 2560 โดยที่ค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซม ตรวจสอบ และรับรองความปลอดภัยเพื่อขยายระยะเวลาการใช้งานมีราคาสูงและไม่มีความคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ อีกทั้ง การหยุดผลิตของแหล่งทานตะวันและราชพฤกษ์ เนื่องจากการผลิตปิโตรเลียมไม่มีความคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ ทำให้บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ประสงค์ดำเนินการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวันและสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือโดยสมัครใจ ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดในข้อ 5 (4) แห่งกฎกระทรวงฯ ทั้งนี้ หลังจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ให้ความเห็นชอบต่อแผนงานการรื้อถอนโดยละเอียด

the cost, including the topside and jacket structures. Once the plan was approved and operation started, DMF, as the regulator, regularly monitored the concessionaire's operation from subsea preparation, removal of the platform structures, and transport of the structures until the final completion of cutting and separation into parts at the onshore dismantling yard. The SKL-C platform dismantling project generated substantial employment for Thai workers and initiated knowledge transfer regarding dismantling of offshore structures, a new-frontier business in Thailand. The success of this project reflected the efficiency of managing projects and controlling dismantling operation. It will definitely form crucial experiences and lessons for managing future decommissioning projects.

2.2) TFPSO Decommissioning Project

TFPSO was scheduled to terminate her service at the end of 2017; to extend her service, the costs of repairs, inspections and safety certifications are prohibitive, with little cost-benefit outcome. In addition, Tantawan and Rajapruek field production has been ceased for lack of commerciality. As a result, Chevron Offshore (Thailand) Ltd. decided to voluntarily decommission TFPSO under Clause 5 (4) of the ministerial regulation. After DMF had approved the detailed decommissioning plan and the cost estimate of the project, the company proceeded with dismantling under the plan's technical procedures, closely supervised and monitored by DMF. At present, the company has completely released the standing pipes, subsea control cables, and the tied-in chain linking to the vessel. Decontamination of the cargo tanks and production equipment on board to meet the company's standards is being carried out in Singapore before TFPSO is towed to

และประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนของโครงการดังกล่าว บริษัทฯ จึงได้ดำเนินการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวันเป็นไปตามเทคนิควิธีการตามรายละเอียดในแผนงาน ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำกับดูแลและติดตามการปฏิบัติงานอย่างใกล้ชิด โดยในปัจจุบัน บริษัทฯ ได้ดำเนินการปลดท่อยืนสายควบคุมสัญญาณใต้ทะเล สายโซ่ยึดโยงเรือแล้วเสร็จ อยู่ระหว่างดำเนินการล้างตัวเรือและอุปกรณ์การผลิตบนเรือให้ได้มาตรฐานตามเกณฑ์ที่บริษัทฯ กำหนดไว้ ณ ประเทศสิงคโปร์ ก่อนจะลากจูงเรือยังประเทศอื่นเพื่อยุบแยกชิ้นส่วนเรือต่อไป ในส่วนของการรื้อถอนสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือจากพื้นทะเลนั้น บริษัทฯ จะเริ่มดำเนินการรื้อถอนและนำไปกำจัดบนฝั่งประมาณเดือนสิงหาคม 2563

another country for final dismantling. With regard to the decommissioning of TFPSO-related subsea installations, the company will begin the work and onshore disposal in August 2020.

Part

5

SAFETY AND
ENVIRONMENTAL OVERSIGHT

การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

5 การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

Safety and Environmental Oversight

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะหน่วยงานของรัฐ มีหน้าที่กำกับดูแลการดำเนินงานของผู้รับสัมปทาน รวมถึงการกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ได้พัฒนาแนวทางต่างๆ เพื่อยกระดับการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมทั้งได้กำกับดูแลให้ผู้รับสัมปทานปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ส่งเสริมและสนับสนุนให้ผู้รับสัมปทานดำเนินการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม ให้เป็นไปตามมาตรฐานระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม (ISO 14001) มาตรฐานระบบการจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (ISO 18000) และตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556 โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ส่งเจ้าหน้าที่เข้าตรวจประเมินและติดตามตรวจสอบการดำเนินการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสียตามสถานประกอบกิจการปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง จำนวนทั้งหมด 21 ครั้ง จาก 16 บริษัท แบ่งเป็นแหล่งผลิตบนบก จำนวน 9 ครั้ง จาก 9 บริษัท และแหล่งผลิตในทะเล จำนวน 12 ครั้ง จาก 7 บริษัท ผลจากการตรวจประเมินและการติดตามตรวจสอบการดำเนินงานดังกล่าว พบว่า การดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสียของผู้รับสัมปทาน เป็นไปตามมาตรฐานและกฎระเบียบต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเจ้าหน้าที่ได้มีข้อเสนอแนะ เพื่อให้การดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสียของผู้รับสัมปทานมีการพัฒนาที่ดียิ่งขึ้น

The Department of Mineral Fuels (DMF), as a government agency, is responsible for overseeing the activities of all concessionaires, including the safety of the workforce and environmental protection in petroleum operations. Therefore it has developed guidelines to enhance environmental protection efficiency as well as providing strict oversight on the concessionaires to fully comply with relevant environmental laws.

The department has encouraged and supported the concessionaires in their implementation of occupational health, safety, and environmental systems and activities following the ISO 14001 Environmental Management System, ISO 18000 Management of Occupational Health and Safety Management System, and 2013 DMF Announcement regarding the management of waste generated from petroleum operations. Its officers regularly assessed and monitored occupational health, safety, environmental performance as well as their management of waste. There were 21 assessment inspections on 16 concessionaires, with nine onshore production operations by nine concessionaires and 12 offshore production operations on seven concessionaires this year. It was concluded that the implementation and performance of occupational health, safety, environment, and waste management indeed conformed to applicable standards and regulations. For further improvement, DMF continued advising concessionaires to improve their implementation.

นอกจากนี้ผู้รับสัมปทานต้องได้รับความเห็นชอบรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ก่อนเริ่มดำเนินกิจกรรมการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยในปี พ.ศ. 2562 มีรายงาน EIA ที่เข้าพิจารณาโดยคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาปิโตรเลียม (คชก.) จำนวนทั้งหมด 2 โครงการ ผลการพิจารณารายงานฯ พบว่า ทั้ง 2 โครงการผ่านความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2562 อีกทั้ง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้กำกับดูแลให้ผู้รับสัมปทานปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม (Monitor) รวมทั้งส่งให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามระยะเวลาที่กำหนดเพื่อเป็นการเฝ้าระวังผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้เข้าร่วมประชุมรับฟังความคิดเห็นของประชาชนโครงการที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการปิโตรเลียมบนบก จำนวนทั้งหมด 7 โครงการ

ในด้านการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในกิจกรรมการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียมของประเทศไทย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกำกับดูแลการดำเนินงานตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไข สำหรับการจัดทำรายงานและแผนตามกระบวนการบริหารจัดการสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน ซึ่งออกภายใต้กฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 โดยในปี พ.ศ. 2562 ที่ผ่านมา มีการดำเนินงานดังนี้

1. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน ได้แก่

1.1 รายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน (DEA Report)

1) โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตสงขลาซี (SKL-C) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันดิบสงขลา 2 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G5/43 ของบริษัท ซี อี ซี อินเตอร์เนชั่นแนล ลิมิเต็ด (สาขาประเทศไทย)

According to the law, each concessionaire must prepare and secure approval of its environmental impact assessment (EIA) report before the start of petroleum exploratory drilling and development. This year two EIA reports were submitted and approved by the panel of experts. In addition, the department continues overseeing the concessionaires' compliance with the preventive and corrective measures recommended by the panel of experts, including timely submission of the environmental monitoring report to relevant agencies.

The department participated in seven public hearings on seven onshore petroleum projects.

With regard to safety and environmental management activities in the decommissioning of petroleum installations, it supervised them by following DMF announcement regarding rules, procedures, and conditions for the preparation of environmental management reports and plans for platform decommissioning, issued under the 2016 ministerial regulation prescribing plans, estimated cost and security for decommissioning of installations used in the petroleum industry.

This year the department successfully carried out the following projects and initiatives:

1. Reviewed and approved the environmental reports related to decommissioning as follows:

1.1 Decommissioning Environmental Assessment (DEA) reports

1) Wellhead Platform and Songkhla C Production Platform (SKL-C) Decommissioning Project in the Songkhla 2 Production Area, Exploration Block G5/43 in the Gulf of CEC International Ltd. (Thailand).

2) โครงการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวัน และสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือ ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด

3) โครงการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมไปจัดทำเป็นปะการังเทียม ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

4) โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติน้ำพอง แปลงสำรวจบนบกหมายเลข E5 ของบริษัท เอ็กซอนโมบิล เอ็กซ์โพลเรชั่น แอนด์ โพรดักชั่น โคราช อิงค์

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

6) โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมรวมถึงท่อส่งปิโตรเลียมในทะเลที่เชื่อมต่อกับแท่นหลุมผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 13 10A 11A และ G4/48 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

7) โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมรวมถึงท่อส่งปิโตรเลียมในทะเลที่เชื่อมต่อกับแท่นหลุมผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

1.2 รายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด (BPEO Report)

1) โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตสงขลาซี (SKL-C) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันดิบสงขลา 2 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G5/43 ของบริษัท ซี อี ซี อินเตอร์เนชั่นแนล ลิมิเต็ด (สาขาประเทศไทย)

2) โครงการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวัน และสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด

3) โครงการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมไปจัดทำเป็นปะการังเทียม ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

2) Decommissioning of Tantawan Floating Production, Storage and Offloading (Tantawan FPSO) and Subsea Materials Project of Chevron Offshore (Thailand) Ltd.

3) A plan to study the use of platform jacket legs for artificial reefs by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.

4) Nam Phong Natural Gas Production Project, Onshore Exploration Block E5 of Exxon Mobil Exploration and Production Khorat Inc.

5) Decommissioning of the Wellhead Platform and Connecting Subsea Pipelines in Concession Blocks B8/32, 9A and G4/43 of Chevron Offshore (Thailand) Ltd. in the Gulf.

6) Decommissioning of the Wellhead Platform and Connecting Subsea Pipelines in Concession Blocks 10, 11, 12, 13, 10A, 11A, and G4/48 of Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. in the Gulf.

7) Decommissioning of the Wellhead Platform and Connecting Subsea Pipelines in Concession Block B12/27 of Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. in the Gulf.

1.2 Reviewed Best Practicable Environmental Option Reports (BPEO Reports)

1) Wellhead Platform and Songkhla C Production Platform (SKL-C) Decommissioning Project in the Songkhla 2 Production Area, Exploration Block G5/43 in the Gulf of CEC International Ltd. (Thailand).

2) Decommissioning of Tantawan Floating Production Storage and Offloading (Tantawan FPSO) and Subsea Materials Project of Chevron Offshore (Thailand) Ltd.

3) A plan to study the use of platform jacket legs for artificial reefs by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.

2. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ อยู่ระหว่างการพิจารณารายงานด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน (DEA Report) ได้แก่ โครงการบงกช แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 15 16 และ 17 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

3. ความคืบหน้าของการดำเนินงาน โครงการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมไปจัดทำเป็นปะการังเทียมของบริษัทเชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

โครงการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมไปจัดทำเป็นปะการังเทียม ได้รับการอนุมัติแผนการรื้อถอนโดยละเอียด (FDP) และประมาณการค่าใช้จ่าย จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2562 และได้รับการพิจารณาให้ความเห็นชอบการจัดวางปะการังเทียมพร้อมทั้งใบอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการจัดวางปะการังเทียมรวม 4 หน่วยงาน ได้แก่ กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง กองทัพเรือ กรมเจ้าท่า และกรมประมง เรียบร้อยแล้ว ซึ่งคาดว่าจะเริ่มดำเนินการในเดือนพฤษภาคม 2563

เพื่อเป็นการสร้างความมั่นใจต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและผู้มีส่วนได้เสียในกลุ่มต่างๆ นอกเหนือจากการดำเนินการติดตามตรวจสอบตามข้อกำหนดของกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายสิ่งแวดล้อมแล้ว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ดำเนินโครงการต่างๆ เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนการดำเนินงานด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ได้แก่

2. The department is reviewing the Bongkot Decommissioning Environmental Assessment Report (DEA Report), Exploration Blocks 15, 16, and 17 of PTT Exploration and Production Plc. in the Gulf.

3. Progress of the Study Project to convert wellhead platform jacket legs into artificial reefs by Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. The department granted an approval to the Final Decommissioning Plan (FDP) and cost estimate of the study project on December 9, 2019. The plans were also approved for placement of artificial reefs with a license from the Department of Marine and Coastal Resources, the Royal Thai Navy, the Harbor Department, and the Department of Fisheries. Operations are expected to begin in May 2020.

In addition to conducting audits to ensure compliance with petroleum and environmental laws, DMF carried out other projects to promote safety and environmental protection in operations to foster confidence among relevant government agencies and stakeholders in various groups.

5.1 โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย

Environmental Monitoring in Petroleum Operations in the Gulf of Thailand

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีการติดตามตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทยอย่างต่อเนื่องเป็นประจำทุกปี โดยปัจจุบันได้มอบหมายให้ภาควิชาวาริชศาสตร์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา เป็นผู้ทำการศึกษาการตรวจวัดปริมาณสารปรอทในน้ำทะเล และเนื้อเยื่อปลาทะเลหน้าดินที่อาศัยอยู่โดยรอบแท่นผลิตปิโตรเลียม ซึ่งเป็นตัวแทนของการเฝ้าระวังปัญหาจากการผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ในปี พ.ศ. 2562 ได้ทำการตรวจวัดและเฝ้าระวังปริมาณปรอทในน้ำทะเล และศึกษาความเข้มข้นของปรอทในตัวอย่างปลาทะเลจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย จำนวน 11 แหล่ง ได้แก่ แหล่งทานตะวัน เอราวัณ ฟูนาน สตูล ไพลิน ไพลินเหนือ สงขลาอี วาสนา บงกชใต้ อาทิตย์ และมโนราห์ โดยสามารถสรุปผลการตรวจเฝ้าระวังดังกล่าว ได้ดังนี้

1. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในน้ำทะเลรอบแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษา พบว่า ค่าเฉลี่ยปริมาณปรอทในน้ำทะเลจากทุกแหล่งผลิตมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลในเขตน่านน้ำไทยประเภทที่ 1 คุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 27 (พ.ศ. 2549) เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ซึ่งกำหนดไว้ไม่เกิน 0.1 ไมโครกรัมต่อลิตร

DMF conducts environmental monitoring in the Gulf annually. It has currently commissioned the Department of Marine Science, Faculty of Science, Burapha University, to study mercury contents in seawater and demersal fish around petroleum production platforms.

This year the department measured mercury contents in seawater and fish tissue samples from 11 petroleum production areas: Tantawan, Erawan, Funan, Satun, Pailin, North Pailin, Songkhla E, Wassana, Bongkot South, Arthit, and Manora. The findings are concluded as follows:

1. Monitoring of mercury in seawater around production platforms

The findings showed that the average mercury content in seawater collected around all production platforms does not exceed 0.1 microgram per liter, the standard mercury content in seawater limit stipulated by the Announcement of the National Environment Board No. 27 (2006) regarding the Determination of Sea Water Quality Standards in Thai Territorial Waters, Category 1: Seawater Quality for Natural Resource Conservation.

2. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในปลาทะเลหน้าดินจากรอบแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษา พบว่า ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของปรอทในเนื้อเยื่อปลาทะเล จากแต่ละแหล่งผลิตปิโตรเลียมและจากทะเลบริเวณหมู่เกาะใน จ.ตราด ซึ่งเป็นพื้นที่อ้างอิงที่ไม่มีแท่นผลิตปิโตรเลียมอยู่ในบริเวณใกล้เคียง มีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงสาธารณสุข ฉบับที่ 98 (พ.ศ. 2529) เรื่องมาตรฐานอาหารที่มีสารปนเปื้อน ซึ่งกำหนดไว้ไม่เกิน 0.5 มิลลิกรัมต่ออาหาร 1 กิโลกรัม

2. Monitoring of mercury in demersal fish around the production platforms

The findings showed that the average mercury concentration in marine fish tissue from each producing field and from the sea off Trat province, a reference area without a petroleum production platform nearby, is less than 0.5 milligram per kilogram, the standard value stipulated by the Notification of the Ministry of Public Health No. 98 (B.E. 2529) regarding Maximum Allowable Contaminants in Food Limits.

5.2 โครงการจัดทำแนวทางการกำกับดูแลและตรวจสอบปริมาณสารปนเปื้อนในอุปกรณ์จากการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

Project to establish guidelines for oversight and validation of contaminated equipment recovered from the decommissioning of petroleum installations

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดำเนินงานโครงการจัดทำแนวทางการกำกับดูแลและตรวจสอบปริมาณสารปนเปื้อนในอุปกรณ์จากการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ประจำปีงบประมาณ 2562 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้กำกับดูแลและตรวจสอบปริมาณสารปนเปื้อนที่เหลืออยู่จากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์หรือสิ่งติดตั้ง และเตรียมความพร้อมสำหรับการดำเนินงานด้านการรื้อถอน ซึ่งจะสามารถใช้แนวทางดังกล่าวในการตรวจสอบปริมาณสารปนเปื้อนที่เหลืออยู่จากการล้างทำความสะอาด (Decontamination) เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนด กฎหมายและมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้อง ผลจากการดำเนินโครงการดังกล่าว ทำให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีแนวทางการกำกับดูแลและตรวจสอบปริมาณสารปนเปื้อนในอุปกรณ์หรือสิ่งติดตั้งจากการรื้อถอนในกิจการปิโตรเลียมภายหลังการล้างทำความสะอาด โดยมีรายละเอียดประกอบด้วย

- สารปนเปื้อนในสิ่งติดตั้ง ค่ามาตรฐานที่เกี่ยวข้อง และสิ่งติดตั้งจากการรื้อถอนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

DMF carried out this project in the 2019 fiscal year to enhance its ability to supervise and validate amounts of contaminated residue from decontaminated equipment or installation for decommissioning. The guidelines will enable effective measurement and validation of contaminated residue after decontamination to ensure compliance with relevant laws and international standards. DMF developed a document entitled Guidelines for Supervising and Validating the Contaminated Residue in the Materials after Decontamination of Equipment or Installation Recovered from Decommissioning. The paper outlines the following subjects:

- Contaminants in installed materials, applicable standard limits, and materials recovered from decommissioning.
- Field apparatus used for preliminary measurement of contaminants.

- เครื่องมือภาคสนามที่ใช้ในการตรวจวัดสารปนเปื้อนเบื้องต้น
- ข้อมูลทางด้านเทคนิคและวิธีการคัดกรองสารปนเปื้อนโลหะหนักเบื้องต้น และวิธีการตรวจวัดด้วยเครื่องมือ Field Portable X-ray Fluorescent Spectrometer
- เทคนิคในการเก็บตัวอย่าง วิธีการสุ่มตัวอย่างและจำนวนตัวอย่างเพื่อให้ได้ตัวอย่างที่เป็นตัวแทนที่น่าเชื่อถือของสารปนเปื้อนในสิ่งติดตั้ง
- เทคนิคการวิเคราะห์สารปนเปื้อนหลักในห้องปฏิบัติการ
- แบบจำลองการทำนายปริมาณสารปนเปื้อนในอุปกรณ์หรือสิ่งติดตั้งที่มีอยู่ในปัจจุบัน

ทั้งนี้ แนวทางดังกล่าวที่ได้จัดทำขึ้นเพื่อมุ่งเน้นการตรวจสอบปริมาณสารปนเปื้อนในสิ่งติดตั้งที่นำมาจัดการบนฝั่ง ซึ่งภายหลังการล้างทำความสะอาด ปริมาณสารปนเปื้อนต่างๆ ในสิ่งติดตั้งฯ ต้องเป็นไปตามค่ามาตรฐานของสารปนเปื้อนในของเสียที่ระบุไว้ในกฎหมายที่เกี่ยวข้อง จึงจะสามารถนำสิ่งติดตั้งฯ ไปจัดการในขั้นตอนต่อไปได้

- Technical information and methods for screening heavy-metal contaminants and measurement methods using the Field Portable X-ray Fluorescent Spectrometer.
- Random sampling techniques and collecting a credible and appropriate number of samples from decommissioned installations.
- Techniques for analyzing the main contaminants in the laboratory.
- Model for predicting amounts of contaminants in existing equipment or installations.

The above guidelines were prepared to focus on measuring and validating the amounts of contaminants in the installation that need to be managed onshore after decontamination. The amount of such contaminants must meet standard limits of contaminants specified by relevant laws before concessionaires proceed to the next steps (reuse, recycle, or disposal).

Part

6

MALAYSIA - THAILAND
JOINT DEVELOPMENT AREA (MTJDA) & INTERNATIONAL COOPERATION

พื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย และความร่วมมือระหว่างประเทศ

6.1 พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ภายใต้ 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 พ.ศ. 2522 เป็นผลให้มีการจัดตั้งองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย (Malaysia-Thailand Joint Authority, MTJA) ขึ้นในปี พ.ศ. 2535 โดยมีที่ตั้งสำนักงานอยู่ ณ กรุงกัวลาลัมเปอร์ ประเทศมาเลเซีย

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

1. ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปัจจุบัน

ในปัจจุบันผู้ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เป็นดังนี้

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. (Carigali-Hess) 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 sea-bed resources in the defined areas. The Malaysia-Thailand Joint Authority (MTJA) was therefore founded in 1992 with a head office in Kuala Lumpur, Malaysia.

As a statutory body, MTJA assumes all rights and responsibilities for both 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 both countries.

1. Current PSC Contractors

The PSC contractors in the MTJDA currently consist of:

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. (Carigali-Hess) serving as the operator.

แปลง B-17&C-19 และ 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

2. การดำเนินงานในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในปี 2562

2.1 แปลง A-18

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี พ.ศ. 2562 บริษัท Carigali-Hess สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 296.21 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 2.68 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยวันละ 811.54 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 7,355.39 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติจะแบ่งเป็นสองส่วนคือ ส่วนแรกส่งเข้าท่อทรานส์ไทย-มาเลเซียขนาด 34 นิ้ว ไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดสงขลาในอัตราเฉลี่ยวันละ 551.46 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ส่งเข้าโรงไฟฟ้าจะนะและใช้เป็นเชื้อเพลิง NGV วันละ 167.46 ล้านลูกบาศก์ฟุต ส่วนก๊าซธรรมชาติจำนวนวันละ 384.00 ล้านลูกบาศก์ฟุต จะถูกส่งเข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ อ.จะนะ แล้วส่งต่อไปยังประเทศมาเลเซีย) และส่วนที่สองส่งเข้าท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองในอัตราเฉลี่ยวันละ 266.72 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี พ.ศ. 2562 บริษัท Carigali-Hess ไม่มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ: บริษัท Carigali-Hess มีการหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติทั้งหมด (Total Shutdown) เป็นระยะเวลา 14 วัน ระหว่างวันที่ 7 - 20 กรกฎาคม 2562 เพื่อซ่อมบำรุงตามแผนงานประจำปี

การเจาะหลุมปิโตรเลียม : ในปี พ.ศ. 2562 บริษัท Carigali-Hess ไม่มีการเจาะหลุมสำรวจ/หลุมประเมินผล/หลุมพัฒนา

Blocks B-17 & C-19 and B-17-01: PTTEP International Ltd. (50%) from Thailand and PC JDA Ltd. (50%) from Malaysia, with Carigali PTTEPI Operating Company Sdn. Bhd. (CPOC) serving as the operator.

2. JDA Operations in 2019

2.1 Block A-18

Output: This year Carigali-Hess delivered a total of 296.21 Bcf (an average of 811.54 MMscfd) and 2.68 million barrels (an average of 7,355.39 bpd) of condensate. The gas was split into two portions. The first was transported through a 34-inch Trans Thai-Malaysia pipeline to Songkhla at an average of 551.46 MMscfd (167.46 MMscfd to Chana Power Plant for NGV and 384.00 MMscfd to Chana GSP before further transport to Malaysia). The second (an average of 266.72 MMscfd) was transported through a 42-inch pipeline and came ashore at Rayong.

Field Development: This year there was no platform installation.

Shutdown: Carigali - Hess had a 14-day total shutdown from July 7 to 20, 2019, under planned annual maintenance.

Drilling: This year there was no exploration / appraisal / development drilling.

รูปที่ 1: แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิต แปลง A-18
Figure 1: Block A-18 Field Development Schematic

2.2 แปลง B-17&C-19 และ B-17-01

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี พ.ศ. 2562 บริษัท CPOC สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 121.85 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 3.26 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยวันละ 333.85 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 8,943.36 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จะส่งเข้าท่อขนาด 24 นิ้วที่เชื่อมต่อกับท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองเฉลี่ยวันละ 72.33 ล้านลูกบาศก์ฟุต และส่งเข้าท่อไปประเทศมาเลเซียเฉลี่ยวันละ 261.52 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี พ.ศ. 2562 บริษัท CPOC ไม่มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ : บริษัท CPOC มีการหยุดผลิตบางส่วน (Partial Shutdown) เป็นระยะเวลา 10 วัน ในระหว่างวันที่ 12 - 21 กันยายน 2562 เพื่อซ่อมบำรุงตามแผนงานประจำปี และมีการหยุดผลิตนอกแผนที่สำคัญ 2 เหตุการณ์ ได้แก่ การหยุดผลิตของแท่นผลิตอันเนื่องจากเหตุการณ์พายุปาบึก และการหยุดผลิตเนื่องจากเกิดเหตุขัดข้องของระบบสำรองไฟฟ้า (UPS) ทำให้เกิดความผิดปกติในห้องควบคุมและระบบได้ทำการหยุดผลิตแบบฉุกเฉิน (Emergency Shutdown) โดยมีก๊าซขาดส่งจากเหตุการณ์นี้ทั้งสิ้น 301 ล้านลูกบาศก์ฟุต

2.2 Block B-17 & C-19 and Block B -17-01:

Output: This year CPOC delivered a total of 121.85 Bcf (an average of 333.85 MMscfd) and 3.26 million barrels (an average of 8,943.36 bpd) of condensate. The gas was transported through a 24-inch pipeline connected to a 42-inch pipeline: 72.33 MMscfd came ashore at Rayong, and 261.52 MMscfd went on to Malaysia.

Field Development: This year there was no platform installation.

Shutdown: CPOC faced a 10-day partial shutdown during September 12 - 21, 2019, for planned annual maintenance. Two unplanned shutdowns took place: one production platform shutdown due to tropical storm Pabuk, and the other from UPS system failure which affected the control room and caused an emergency shutdown. As a result, about 301 MMscfd was not delivered.

การเจาะหลุมปิโตรเลียม : ในปี 2562 ได้ดำเนินการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในแปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 รวมทั้งสิ้น 38 หลุม ดังนี้

- ที่แท่นหลุมผลิต Tanjung-A จำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม TJA-08 และ TJA-16
- ที่แท่นหลุมผลิต Andalas-B จำนวน 13 หลุม ได้แก่ หลุม ADB-02 ADB-03 ADB-04 ADB-05 ADB-06 ADB-08 ADB-10 ADB-11 ADB-12 ADB-15 ADB-16 ADB-16ST และ ADB-16ST2
- ที่แท่นหลุมผลิต Muda-E จำนวน 6 หลุม ได้แก่ หลุม MDE-07 MDE-09 MDE-17 MDE-17ST MDE-17ST2 และ MDE-18
- ที่แท่นหลุมผลิต Tapi-A จำนวน 7 หลุม ได้แก่ หลุม TPA-01 TPA-01ST TPA-01ST2 TPA-04 TPA-05 TPA-06 และ TPA-10
- ที่แท่นหลุมผลิต Muda-D จำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม MDD-03 และ MDD-04
- ที่แท่นหลุมผลิต Muda-F จำนวน 4 หลุม ได้แก่ หลุม MDF-03 MDF-06 MDF-08 และ MDF-12
- ที่แท่นหลุมผลิต Jengka-A จำนวน 4 หลุม ได้แก่ หลุม JKA-02R JKA-04 JKA-05 และ JKA-12

Drilling: This year 38 production wells were drilled in Block B-17 & C-19, and Block B-17-01:

- Two in Tanjung - A: TJA-08 and TJA-16
- Thirteen in Andalas: ADB-02, ADB-03, ADB-04, ADB-05, ADB-06, ADB-08, ADB-10, ADB-11, ADB-12, ADB-15, ADB-16, ADB-16ST and ADB-16ST2
- Six in Muda - E: MDE-07, MDE-09, MDE-17, MDE-17ST, MDE-17ST2 and MDE-18
- Seven in Tapi - A: TPA-01, TPA-01ST, TPA-01ST2, TPA-04, TPA-05, TPA-06 and TPA-10
- Two in Muda-D: MDD-03 and MDD-04
- Four in Muda - F: MDF-03, MDF-06, MDF-08 and MDF-12
- Four in Jengka - A: JKA-02R, JKA-04, JKA-05 and JKA-12.

รูปที่ 2: แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิต แปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01

Figure 2: Block B-17&C-19 and B-17-01 Field Development Schematic

3. รายได้ของประเทศจากพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในปี พ.ศ. 2562

องค์กรร่วมไทย-มาเลเซียทำหน้าที่จัดเก็บรายได้ทั้งหมดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ และนำส่งรายได้ครึ่งหนึ่งให้กับประเทศไทยผ่านทางกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อนำส่งให้กระทรวงการคลังจัดเก็บเป็นรายได้ของแผ่นดินต่อไป โดยในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม 2562 ได้จัดส่งค่าภาคหลวงปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร และรายได้อื่นๆ จากแปลง A-18 แปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 เป็นเงินรวม 12,539.10 ล้านบาท

3. 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 & C-19 and Block B-17-01 for the calendar year amounted to Baht 12.53910 trillion.

หน่วย : ล้านบาท Unit: Baht Million	แปลง (Block) A-18	แปลง (Block) B-17&C-19	แปลง (Block) B-17-01
ค่าภาคหลวง Royalty	1,802.76	733.08	518.90
ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร Profit Petroleum	6,570.58	1,679.30	1,233.16
รายได้อื่นๆ Others	0.05	1.07	0.20
รวม Total	**8,373.39**	**2,413.45**	**1,752.26**

4. การจัดงานครบรอบ 40 ปีองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย

เนื่องในโอกาสครบรอบ 40 ปี การลงนามในบันทึกความเข้าใจระหว่างราชอาณาจักรไทยและมาเลเซียเกี่ยวกับการจัดตั้งองค์กรร่วมเพื่อแสวงประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติในพื้นดินใต้ทะเลภายในพื้นที่ดังกล่าว องค์กรร่วมไทย-มาเลเซียจึงได้จัดงานในวันที่ 20 กันยายน 2562 ที่โรงแรมสยาม เคมปินสกี้ กรุงเทพมหานคร เพื่อเป็นการฉลองความสำเร็จของความร่วมมืออันเป็นเอกลักษณ์ของประเทศไทยและมาเลเซียที่เกิดจากความสัมพันธ์อันดีที่มีมาอย่างยาวนาน การแสวงหาทางออกจากพื้นที่พิพาทอย่างสร้างสรรค์และเกิดประโยชน์ต่อประเทศอย่างยั่งยืน ทำให้สามารถจัดตั้งองค์กรร่วมฯ เพื่อเข้าดำเนินการในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียจนเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมที่สำคัญที่ช่วยสร้างความมั่นคงทางพลังงาน มีการจัดส่งรายได้จากการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ให้กับรัฐบาลทั้งสองรวมแล้วประมาณ 10,000 ล้านเหรียญสหรัฐฯ นอกจากนี้ ยังสร้างงานให้กับผู้คนได้มากกว่า 50,000 ตำแหน่ง สนับสนุนทุนวิจัยให้กับมหาวิทยาลัยทั้งในประเทศไทยและมาเลเซียจำนวน 16 โครงการมากกว่า 20 ล้านเหรียญสหรัฐฯ

4. 40th Anniversary Celebration of MTJA

On the occasion of the 40th Anniversary of the signing between both governments on the establishment of a joint authority for the exploration and exploitation of the resources of the seabed in a defined area, MTJA held an event on September 20, 2019, at Siam Kempinski Hotel Bangkok to celebrate the success of this unique collaboration of both countries with a long-standing relationship, trying to find a creative solution to a previously overclaimed area and jointly developing it for sustainable benefit of both countries. MTJA was therefore established to manage MTJDA, which has become an important producing field and ensured energy security of both countries. Other benefits included revenue from production in MTJDA remitted to respective governments of about USD 10.000 billion, employment of over 50,000 people, and the support of 16 research grants for universities in both countries with a value of over USD 20 million.

6.2 การเสริมสร้างความร่วมมือกับต่างประเทศ
International Cooperation

1. การส่งเสริมและสร้างโอกาส การลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ

1.1 สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์

ในระหว่างวันที่ 24 - 27 สิงหาคม 2562 นางเปรมฤทัย วินัยแพทย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และคณะ พร้อมด้วยผู้แทนบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัท มูบาดาลา ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด เดินทางไปประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ตามแผนการส่งเสริมและสร้างโอกาสการลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ เพื่อสร้างโอกาสการลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมกับภาครัฐและเอกชน ณ กรุงอาบูดาบี สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์

อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและคณะ ได้ร่วมประชุมหารือกับผู้บริหารระดับสูงของหน่วยงานภาครัฐและเอกชน จำนวน 3 หน่วยงาน ได้แก่ 1) บริษัท Mubadala Petroleum (MP) 2) บริษัท Mubadala Investment Company (MIC) และ 3) บริษัท Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) เพื่อเสริมสร้างความสัมพันธ์ระหว่างประเทศไทยและสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ รวมถึงส่งเสริมและสนับสนุนการดำเนินงานของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ และแลกเปลี่ยนประสบการณ์ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมระหว่างสองประเทศ

นอกจากนี้ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและคณะได้เข้าเยี่ยมคารวะนายวราวุธ ภู่อภิญญา เอกอัครราชทูตไทย ณ กรุงอาบูดาบี เพื่อหารือเรื่องการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์

1. Promotion of E&P investment opportunities abroad

1.1 United Arab Emirates (UAE)

From August 24 to 27 this year, the Director General (Ms. Premruthai Vinaiphat) and DMF group accompanied by delegates of PTTEP and Mudabala Petroleum (Thailand) visited the UAE under the plan for the promotion and enhancement of opportunities for overseas E&P investment. The purpose was to enhance E&P investment opportunities with the public and private sectors. In Abu Dhabi, UAE, the group engaged in consultation with the senior management of both sectors, namely Mudabala Petroleum (MP), Mudabala Investment Company (MIC), and Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), to promote relations between both countries, advocate the business of PTTEP in that country, and share E&P experience.

In addition, the group made a courtesy call on Mr. Warawuth Phuapinya, the Thai Ambassador to Abu Dhabi, for consultation on PTTEP's E&P operations in that country.

1.2 สาธารณรัฐอินโดนีเซีย

ในระหว่างวันที่ 29 - 31 สิงหาคม 2562 นางเปรมฤทัย วินัยแพทย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และคณะ พร้อมด้วยผู้แทน โอเฟียร์ ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด เดินทางไปสาธารณรัฐอินโดนีเซีย ตามแผนการส่งเสริมและสร้างโอกาสการลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อประสานความร่วมมือและแสวงโอกาสในการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของสองประเทศ โดยได้มีการประชุมหารือกับผู้บริหารระดับสูงของหน่วยงานภาครัฐและเอกชนของสาธารณรัฐอินโดนีเซีย จำนวน 3 หน่วยงาน ได้แก่ 1) Indonesian Petroleum Association 2) SKK Migas และ 3) บริษัท Medco เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนความร่วมมือการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงแลกเปลี่ยนประสบการณ์ด้านการบริหารจัดการปิโตรเลียมของสองประเทศ

1.2 Indonesia

From August 29 to 31, the Director General (Ms. Premruthai Vinaiphat) and delegates of Ophir Thailand (Bualuang) Ltd. visited Indonesia under the plan for the promotion and enhancement of opportunities for overseas E&P investment to coordinate cooperation and pursue E&P opportunities of both countries. Consultation was held with the senior management of the public and private sectors of that country, namely the Indonesian Petroleum Association, SKK Migas, and Medco, to advocate E&P cooperation and share E&P experience.

1.3 รัฐสุลต่านโอมาน

ในระหว่างวันที่ 24 - 27 กันยายน 2562 นายภูมี ศรีสุวรรณ รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และคณะ พร้อมด้วยผู้แทนบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) เดินทางไปรัฐสุลต่านโอมาน ตามแผนการส่งเสริมและสร้างโอกาสการลงทุนด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ โดยได้ร่วมประชุมหารือกับผู้บริหารระดับสูงของหน่วยงานภาครัฐและเอกชน ของรัฐสุลต่านโอมาน จำนวน 3 หน่วยงาน ได้แก่ 1) Ministry of Oil and Gas 2) Upstream Oman Oil and Orpic Group และ 3) Oil and Gas Exploration and Production Department เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ในรัฐสุลต่านโอมาน รวมถึงแลกเปลี่ยนประสบการณ์ด้านการบริหารจัดการปิโตรเลียมของสองประเทศ

นอกจากนี้ รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและคณะได้เข้าเยี่ยมคารวะนายสุวัฒน์ แก้วสุข เอกอัครราชทูตไทย ณ กรุงมัสกัต เพื่อหารือเรื่องการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ในรัฐสุลต่านโอมาน

2. การเข้าร่วมประชุมระหว่างประเทศ

2.1 การประชุมคณะทำงานร่วมว่าด้วยความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างรัสเซีย - ไทย ครั้งที่ 2

นายประเสริฐ สินสุขประเสริฐ ผู้ตรวจราชการกระทรวงพลังงานและคณะ เข้าร่วมประชุมคณะทำงานร่วมว่าด้วยความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างรัสเซีย - ไทย ครั้งที่ 2 ในระหว่างวันที่ 7 - 8 ธันวาคม 2561 ณ กรุงมอสโก สหพันธรัฐรัสเซีย โดยมี นายศุภลักษณ์ พาฬอนุรักษ์ ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน ผู้แทนกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเข้าร่วมการประชุมและนำเสนอข้อมูลด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

1.3 Sultanate of Oman

From September 24 to 27, the Deputy Director General (Mr. Phumee Srisuwan) and delegates of PTTEP visited Oman under the plan for the promotion and enhancement of opportunities for overseas E&P investment, to consult the senior management of the public and private sectors of that country, namely the Ministry of Oil and Gas, Upstream Oman Oil and Orpic Group, and Oil and Gas Exploration and Production Department to advocate the business of PTTEP in that country and share E&P experience.

In addition, the group made a courtesy call on Mr. Suwat Kaewsuk, the Thai Ambassador to Muscat, for consultation on PTTEP's E&P operations in that country.

2. International conferences

2.1 The 2nd Meeting of the Joint Working Group on Energy Cooperation between Russia and Thailand

From December 7 to 8, 2018, the Inspector General of the Ministry of Energy (Mr. Prasert Sinsukprasert) and his group attended the Second Meeting of the Joint Working Group on Energy Cooperation between Russia and Thailand in Moscow, Russia. The Director of the Strategy and Planning Division (Mr. Supalak Parn-anurak), representing DMF, also attended to present domestic E&P data.

2.2 การประชุม The 8th LNG Producer - Consumer Conference การประชุม The 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting 2019 และการประชุม International Conference on Carbon Recycling

นายสนธิรัตน์ สนธิจิรวงศ์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและคณะ ได้เข้าร่วมการประชุม The 8th LNG Producer - Consumer Conference การประชุม The 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting 2019 และการประชุม International Conference on Carbon Recycling ในระหว่างวันที่ 24 - 27 กันยายน 2562 ณ กรุงโตเกียว ประเทศญี่ปุ่น โดยมีนางเปรมฤทัย วินัยแพทย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและคณะ ได้มีการแลกเปลี่ยนและสร้างความร่วมมือในการพัฒนาศักยภาพรองรับความต้องการใช้ LNG ในภูมิภาคเอเชียในอนาคต รวมทั้งการพัฒนาเทคโนโลยีด้านไฮโดรเจนสำหรับอนาคต

2.2 The 8th LNG Producer-Consumer Conference, the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting 2019, and the International Conference on Carbon Recycling

From September 24 to 27, the Minister of Energy (Mr. Sontirat Sontijirawong) attended these three meetings in Tokyo, Japan, along with the DMF Director General (Ms. Premruthai Vinaiphat). The meeting shared ideas and established cooperation in capacity development to accommodate future regional LNG demand and future hydrogen technological development.

2.3 การประชุมคณะกรรมการและคณะทำงานร่วมด้านไฟฟ้าและพลังงานระหว่างไทย - เมียนมา ครั้งที่ 4 (The 4th Myanmar - Thailand Joint Working Committee on Electricity and Energy Cooperation (4th MTJWC - EEC) and the 4th Myanmar - Thailand Joint Working Group Meeting on Electricity and Energy Cooperation (4th MTJWG - EEC))

นายสราวุธ แก้วตาทิพย์ รองปลัดกระทรวงพลังงาน และคณะ ได้เข้าร่วมประชุมคณะกรรมการและคณะทำงานร่วมด้านไฟฟ้าและพลังงานระหว่างไทย - เมียนมา ครั้งที่ 4 (4th MTJWC - EEC and 4th MTJWG - EEC) ในวันที่ 10 กรกฎาคม 2562 ณ โรงแรม Horizon Lake View กรุงเนปยีดอ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา โดยมีนายวรากร พรหโมบล ผู้อำนวยการกองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ ผู้แทนกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเข้าร่วมการประชุมดังกล่าว ซึ่งได้มีการหารือในประเด็นความร่วมมือด้านไฟฟ้าและปิโตรเลียม ได้แก่ 1) โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมายตง 2) โครงการขายไฟฟ้าข้ามพรมแดนสำหรับใช้ในโครงการเศรษฐกิจพิเศษทวาย 3) ความร่วมมือด้านไฟฟ้าภายใต้กรอบ ACMECS 4) สถานะของบันทึกความเข้าใจว่าด้วยความร่วมมือด้านพลังงานไฟฟ้า 5) โครงการ Myanmar-Thailand LNG Receiving Terminal 6) Joint Study for Development of World-Scale Oil Refinery Master Plan 7) ธุรกิจคลังและค้าส่งปิโตรเลียมและธุรกิจสถานีบริการน้ำมันและค้าปลีก และ 8) การพัฒนาศักยภาพบุคลากรด้านไฟฟ้าและปิโตรเลียม

2.4 การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 37 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง

ในระหว่างวันที่ 24 - 27 มิถุนายน 2562 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นประธานการประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 37 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (37th ASEAN Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings: 37th SOME) ณ โรงแรมอนันตรา สยาม กรุงเทพฯ ภายใต้หัวข้อ "Advancing Energy Transition through Partnership and Innovation" ซึ่งมีหัวหน้า

2.3 The 4th Myanmar-Thailand Joint Working Committee on Electricity and Energy Cooperation (4th MTJWC-EEC) & The Fourth Myanmar-Thailand Joint Working Group Meeting on Electricity and Energy Cooperation (4th MTJWG-EEC)

On July 10, the Deputy Permanent Secretary, Ministry of Energy (Mr. Sarawut Kaewtathip), and his group attended these meetings at the Horizon Lake View Hotel, Naypyidaw, Myanmar. The Director of the International Petroleum Division (Mr. Warakorn Brahmopola) represented DMF at the meeting. The points of consultation on power and petroleum issues were the My Tong Hydropower Plant Project; trans-border power sale project for the Dawai Special Economic Zone; power cooperation under ACMECS; status of the power cooperation MOU; Myanmar-Thailand LNG Receiving Terminal; Joint Study for Development of World-Scale Oil Refinery Master Plan; the businesses of oil terminals/depots, wholesale, service stations and retail; and personnel capacity building in the power and petroleum sectors.

2.4 The 37th ASEAN Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings (37th SOME)

From June 24 to 27, the Permanent Secretary, Ministry of Energy (Mr. Kulit Sombatsiri), presided over the 37th SOME meeting at the Anantara Siam Hotel in Bangkok under the "Advancing Energy Transition through Partnership and Innovation" theme with the heads of ASEAN senior officials from 10 countries and those from dialogue partners and international organizations. The purpose was to focus on establishing networks of cooperation on technological and innovation development so that ASEAN may undergo energy transition from fossil fuels to future production and consumption of clean energy. DMF representatives attended this meeting to provide supporting data

เจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงานจำนวน 10 ประเทศ รวมถึงประเทศคู่เจรจาและองค์การระหว่างประเทศ เข้าร่วมประชุมหารือ โดยมีวัตถุประสงค์ในการมุ่งเน้นการสร้างเครือข่ายความร่วมมือการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม เพื่อให้ภูมิภาคอาเซียนสามารถเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลไปสู่การผลิตและการใช้พลังงานสะอาดในอนาคต โดยมีผู้แทนกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเข้าร่วมการประชุมเพื่อสนับสนุนข้อมูลการดำเนินงานด้านถ่านหินและเทคโนโลยีด้านถ่านหินสะอาดของประเทศไทย

ที่ประชุม 37th SOME ได้ติดตามความคืบหน้าของการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการด้านพลังงานอาเซียน ระยะที่ 1 พ.ศ. 2559 - 2568 (ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation: APAEC 2016 - 2025) สำหรับการส่งเสริมความร่วมมือด้านพลังงานในอาเซียน เพื่อการเชื่อมโยงพลังงานแบบบูรณาการใน 8 ด้าน ได้แก่ 1) ASEAN Power Grid (APG) 2) Trans ASEAN Gas Pipeline (TAGP) 3) Coal and Clean Coal Technology 4) Civilian Nuclear Energy 5) Renewable Energy 6) Energy Efficiency and Conservation 7) Regional Energy Policy and Planning และ 8) ASEAN Energy Regulators Network นอกจากนี้ เจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงานได้ร่วมประชุมกับคู่เจรจา (Dialogue Partners) ต่างๆ เพื่อความร่วมมือด้านวิชาการ การฝึกอบรม และการวิจัยในด้านนโยบายพลังงาน พลังงานทดแทนและการอนุรักษ์พลังงาน ไฟฟ้าถ่านหิน ปิโตรเลียมและพลังงานนิวเคลียร์ภาคพลเรือน และอื่นๆ เพื่อนำผลความก้าวหน้าของการดำเนินงานและความร่วมมือ ในด้านต่างๆ เสนอต่อที่ประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 37

on Thailand's coal operation and clean coal technology.

The meeting followed up progress on the ASEAN Plan of Action on Energy Cooperation: APAEC 2016-2025 to promote energy cooperation and integrate eight aspects of energy, namely the ASEAN Power Grid (APG), Trans-ASEAN Gas Pipeline (TAGP), Coal and Clean Coal Technology, civilian nuclear energy, renewable energy, energy efficiency and conservation, regional energy policy and planning, and ASEAN Energy Regulators Network. In addition, senior ASEAN officials met with various dialogue partners on cooperation on academic, training, and research on policies concerning energy, renewable/alternative energy, and conservation of energy, power, coal, petroleum, civil nuclear energy, and others. The updates on these and other cooperation were to be presented to the 37th ASEAN Ministers on Energy Meeting.

2.5 การประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 37 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง

ในระหว่างวันที่ 2 - 6 กันยายน 2562 นายสนธิรัตน์ สนธิจิรวงศ์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นประธานการประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 37 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (37th ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings : 37th AMEM) ณ โรงแรม ดิ แอทธีนี กรุงเทพฯ โดยมีนางเปรมฤทัย วินัยแพทย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และคณะ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมรับทราบความคืบหน้าของความร่วมมือการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการด้านพลังงานอาเซียน ระยะที่ 1 พ.ศ. 2559 - 2568 ใน 8 ด้าน ได้แก่ 1) ASEAN Power Grid (APG) 2) Trans ASEAN Gas Pipeline (TAGP) 3) Coal and Clean Coal Technology 4) Civilian Nuclear Energy 5) Renewable Energy 6) Energy Efficiency and Conservation 7) Regional Energy Policy and Planning และ 8) ASEAN Energy Regulators Network รวมถึงความร่วมมือกับองค์การระหว่างประเทศ ได้แก่ ทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) และทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศ (IRENA) รวมถึงการประชุมกับประเทศคู่เจรจา (Dialogue Partner)

2.5 The 37th ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings (37th AMEM)

From September 2 to 6, the Minister of Energy (Mr. Sontirat Sontijirawong) presided over the 37th AMEM at the Athenee Bangkok Hotel along with the DMF Director General (Ms. Premruthai Vinaiphat) and her group. The meeting acknowledged the progress of cooperation under APAEC 2016-2025 on the ASEAN Power Grid (APG), Trans-ASEAN Gas Pipeline (TAGP), Coal and Clean Coal Technology, civilian nuclear energy, renewable energy, energy efficiency and conservation, regional energy policy and planning, and ASEAN Energy Regulators Network. They also acknowledged updates on the cooperation with international organizations (IEA and IRENA) as well as meetings held with dialogue partners.

Part

7

PETROLEUM DATA AND INFORMATION MANAGEMENT

การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ

7 การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ

Petroleum Data and Information Management

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะหน่วยงานที่มีหน้าที่กำกับดูแลการดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงการบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่นๆ ได้พัฒนาระบบข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม ระบบคอมพิวเตอร์และระบบเครือข่ายอย่างต่อเนื่อง ภายใต้การดำเนินงานของศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร เพื่อยกระดับฐานข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสู่การเป็นศูนย์กลางองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทย สำหรับประชาชนและผู้สนใจและสนับสนุนการปฏิบัติงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น

1. การบริหารจัดการข้อมูล

1.1 ติดตามและบริหารจัดการข้อมูลการสำรวจปิโตรเลียมที่บริษัทผู้รับสัมปทานนำส่งให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามมาตรา 76 แห่ง พ.ร.บ. ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์การรายงานผลการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2561 ดังนี้

- ข้อมูลการสำรวจธรณีฟิสิกส์ แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L29/50 ของบริษัท โรงกลั่นน้ำมันทีพีไอ (1997) จำกัด จำนวน 2 บริเวณ ได้แก่ 1) บริเวณโครงสร้างจัตุรัส ประกอบด้วยการสำรวจวัดความโน้มถ่วง (Gravity survey) ขนาด 80 ตารางกิโลเมตร การสำรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็ก (Magnetic survey) ขนาด 80 ตารางกิโลเมตร และการสำรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้า (Time-Frequency Domain Electromagnetic survey) ขนาด 116 ตารางกิโลเมตร และ 2) บริเวณโครงสร้างด่านขุนทดประกอบด้วยการสำรวจวัดความโน้มถ่วง ขนาด 200 ตารางกิโลเมตร การสำรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็ก ขนาด 200 ตารางกิโลเมตร การสำรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กไฟฟ้าขนาด 195 ตารางกิโลเมตร และการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D Seismic survey) ขนาด 200 ตารางกิโลเมตร

As an authority in charge of supervision of petroleum exploration and production (E&P), as well as management of data and information on petroleum and other mineral fuels, DMF has initiated and kept current a petroleum information system as well as computing and networking systems under the Information and Communication Technology Center, an internal unit tasked to upgrade the DMF database to a national data center on petroleum E&P to benefit the public and interested individuals, and particularly to support work efficiency.

1. Data and Information Management

1.1 Collection, monitoring, and management of data submitted by concessionaires under Section 76 of Petroleum Act B.E. 2514 (1971) and the DMF Announcement on Rules, Procedures, and Period for the Submission of Reports on Petroleum Operations, B.E. 2561 (2018), with descriptions as follows:

- Geophysical data from two acquisition areas in Onshore Block L29/50, operated by TPI Refinery (1997) Co., Ltd., including 1) 80 square kilometers of gravity and magnetic surveys, and 116 square kilometers of time-frequency domain electromagnetic surveys over the Chatturat structure, and 2) 200 square kilometers of gravity and magnetic surveys, 195 square kilometers of time-frequency domain electromagnetic surveys, and 200 square kilometers of 3D seismic surveys over the Dan Khun Thot structure.
- 664 well data: 256 onshore and 408 offshore wells.

• ข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม จำนวน 664 หลุม ประกอบด้วย หลุมเจาะปิโตรเลียมบนบกจำนวน 256 หลุม และหลุมเจาะในทะเลจำนวน 408 หลุม

1.2 บริหารจัดการข้อมูลภูมิสารสนเทศและข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนข้อมูลสำหรับการประกอบการตัดสินใจและการวางแผนการทำงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดังนี้

• ตรวจสอบและปรับปรุงฐานข้อมูลเชิงพื้นที่อย่างต่อเนื่อง เช่น พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม พื้นที่สงวน และติดตามข้อมูลเชิงพื้นที่อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องจากหน่วยงานภายนอก เพื่อให้ข้อมูลเป็นปัจจุบัน

• เชื่อมโยงฐานข้อมูลระหว่างหน่วยงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมายังฐานข้อมูลเว็บไซต์ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการข้อมูล ลดขั้นตอนการทำงานของเจ้าหน้าที่ และเพื่อให้ข้อมูลที่เผยแพร่มีความถูกต้อง น่าเชื่อถือ ผู้ใช้งานสามารถเข้าถึงและนำข้อมูลไปใช้ได้อย่างรวดเร็ว

• จัดทำ Web Service รองรับการให้บริการเชื่อมโยงข้อมูลที่เผยแพร่บนเว็บไซต์ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติไปยังเว็บไซต์หน่วยงานอื่น ทั้งนี้ เพื่อสนับสนุนให้เกิดการเชื่อมโยงแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างหน่วยงานภาครัฐ

1.3 บริหารจัดการระบบคอมพิวเตอร์และระบบเครือข่ายอินเทอร์เน็ตและอินทราเน็ต ติดตั้ง/ซ่อมบำรุงคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ รวมถึงด้านความปลอดภัยของระบบคอมพิวเตอร์และระบบเครือข่าย เพื่อสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้ปฏิบัติหน้าที่ตามภารกิจที่ได้รับมอบหมายได้อย่างมีประสิทธิภาพ สะดวก รวดเร็ว ดังนี้

• จัดทำ Email Backup Server on Cloud

• ประสานงานและร่วมมือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการพัฒนาระบบสารสนเทศ เพื่อการบูรณาการการทำงานและเชื่อมโยงข้อมูลผ่านเทคโนโลยีดิจิทัลระหว่างหน่วยงานภาครัฐ ได้แก่

1.2 Management of geo-informatics and petroleum information systems to support and improve DMF's work efficiency to enhance internal work planning and decision-making on the following:

• Validation and keeping current of geographic areal extents of specific areas, such as production and reserved areas, and other areas designated and related to other external agencies.

• Development of a single database interconnecting all data owned and processed by individual functions within the department to enhance the efficiency of the data management system, eliminate the duplication of work, and improve the effectiveness of data sharing with accuracy, reliability, and timely accessibility.

• Establishment of a DMF Web Portal providing web services connecting data to other government agencies to support data sharing among various authorities.

1.3 Management of computer, internet, and intranet systems, including installation and maintenance of computers and accessories, together with computer system and network security, to support and increase efficiency, user-friendliness, and speed of work assigned to DMF officers.

• Setting up an email backup server on Cloud.

• Coordination and cooperation with relevant agencies on the advancement of information systems to enhance interconnection and integration of digital technology among government agencies:

- ข้อมูลทะเบียนราษฎร ข้อมูลทะเบียนบ้าน ข้อมูลบัตรประจำตัวประชาชน ข้อมูลการเปลี่ยนชื่อ-สกุล เป็นต้น เชื่อมโยงจากกรมการปกครอง กระทรวงมหาดไทย

- ข้อมูลผลการตรวจเลือกทหารกองเกินเข้ารับราชการทหารกองประจำการ (สด.43) เชื่อมโยงจากกองทัพบก กระทรวงกลาโหม

- ข้อมูลใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (ร.ง. 4) เชื่อมโยงจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม

2. การให้บริการข้อมูล

2.1 ข้อมูลการสำรวจธรณีฟิสิกส์และข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม สำหรับการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อรองรับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และเพื่อประเมินสิ่งติดตั้งที่รัฐจะรับมอบจากผู้รับสัมปทานในแปลงสัมปทานที่จะสิ้นอายุสัมปทาน

2.2 ข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม แก่นักศึกษาสาขาวิชาธรณีศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล

2.3 ตรวจสอบข้อมูลเชิงพื้นที่ให้แก่หน่วยงานกรมโยธาธิการและผังเมือง จำนวน 23 ชุมชน

2.4 เชื่อมโยงข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมในรูปแบบ Web Service แก่กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

2.5 เชื่อมโยงข้อมูลด้านพลังงานปิโตรเลียม แก่กรมการสรรพกำลังกลาโหม สำนักงานปลัดกระทรวงกลาโหม สำหรับจัดทำแผนผนึกกำลังและทรัพยากรเพื่อป้องกันประเทศ

- Providing individual private data such as civil registration, house registration, identity card information, and name changes with direct links to the database owned and operated by the Department of Provincial Administration, Ministry of Interior.

- Providing network connection with the Royal Thai Army, Ministry of Defence, on individual private data on registration of military reserves (Saw Daw 43).

- Keeping current of factory operation work permits under connection with the Department of Industrial Works, Ministry of Industry.

2. Services

2.1 Providing geophysical data and well data for the petroleum potential study and assessment in preparation for petroleum E&P licensing and assessment installed of structures to be delivered to the Staten by concessionaires whose concessions are close to expiry.

2.2 Providing well data to students of the Geoscience Department, Mahidol University.

2.3 Validation of geographic areal extent data of 23 communities for the Department of Public Works and Town & Country Planning.

2.4 Providing petroleum data to the Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy, via web servicing.

2.5 Providing petroleum energy data to the Defence Mobilisation Department, Ministry of Defence, for the development of joint forces and resource planning for national defence.

3. ด้านความร่วมมือ

เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2562 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ร่วมลงนามในบันทึกความร่วมมือว่าด้วย การเชื่อมโยงและแลกเปลี่ยนข้อมูลพลังงาน ภายใต้โครงการศึกษาการจัดทำยุทธศาสตร์และออกแบบการพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ เพื่อรองรับการใช้ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data) ในการขับเคลื่อนแผนพลังงานของประเทศไทย ระหว่าง 7 หน่วยงานสังกัดกระทรวงพลังงาน ได้แก่ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมธุรกิจพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และสำนักงานกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อประสานความร่วมมือในการรวบรวม เชื่อมโยง บูรณาการ วิเคราะห์และเผยแพร่ข้อมูลด้านพลังงาน เพื่อใช้ประโยชน์ร่วมกันทุกภาคส่วน โดยสามารถให้บริการข้อมูลและนำไปใช้เพื่อส่งเสริมยกระดับการวางแผนการกำหนดนโยบาย การพัฒนาและขับเคลื่อนแผนพัฒนาพลังงานของประเทศ

3. Cooperation

The department entered a memorandum of coordination with seven other agencies under the Ministry of Energy on December 13, 2019, for energy data networking and sharing under a feasibility study to develop strategies and architecture of the national energy information center to cope with the invasion of Big Data to drive Thailand's energy and power plans. These seven agencies consisted of the Office of the Permanent Secretary - Ministry of Energy, DMF, Department of Energy Business (DOEB), Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE), Energy Policy and Planning Office (EPPO), Office of the Energy Regulatory Commission (ERC), and Oil Fuel Fund Office (OFFO). The memorandum was initiated to coordinate and cooperate on joint data collection, connection, and network; data integration; and data analysis and sharing to benefit all sectors and enhance energy policy and planning to drive national energy development.

E-03
Elite Drilling Company Limited
HALLIBURTON

Part

8

SOCIAL ACTIVITIES
AND NETWORKING

กิจกรรมเพื่อสังคม
และการสร้างเครือข่าย

8 กิจกรรมเพื่อสังคมและการสร้างเครือข่าย
Social Activities and Networking

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการเรียนรู้เพื่อให้เกิดความเข้าใจอย่างถูกต้อง จึงได้จัดทำโครงการเพื่อเผยแพร่ความรู้ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กฎหมายปิโตรเลียม และผลประโยชน์ที่ได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม ให้แก่ประชาชนทั่วไป ตลอดจนกลุ่มผู้นำท้องถิ่นและสื่อมวลชนท้องถิ่นที่มีบทบาทสำคัญในการเผยแพร่ความรู้และข้อมูลข่าวสารสู่สาธารณชนอย่างต่อเนื่องมาโดยตลอด ประกอบด้วย

Mainly accountable for domestic E&P regulation under the Petroleum Act of 1971, DMF recognizes the value of learning leading to proper appreciation. For the past several years, it has drawn up public education projects on E&P operations, petroleum laws, and benefits derived from such operations targeting the public, local leaders, and local media corps that play a key role in the publicity of knowledge and information. Below are its activities this year.

8.1 โครงการท่องโลกปิโตรเลียม
Petroleum Camps

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดทำโครงการท่องโลกปิโตรเลียมขึ้น โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเผยแพร่ความรู้เปิดโลกทัศน์ และแนะนำอาชีพที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้กับเยาวชนในระดับมัธยมศึกษาปีที่ 4-5 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ผู้เข้าร่วมโครงการสามารถถ่ายทอดความรู้ต่อไปยังผู้ปกครอง กลุ่มเพื่อนตลอดจนคนใกล้ชิด รวมทั้งหากมีความสนใจที่จะประกอบอาชีพในวงการปิโตรเลียมก็จะเป็นแนวทางสำหรับการศึกษาในสาขาวิชาที่เกี่ยวข้องเพื่อประกอบอาชีพในธุรกิจนี้ต่อไปในอนาคตด้วย

โครงการนี้จัดขึ้นต่อเนื่องเป็นปีที่ 14 แล้ว โดยในปี พ.ศ. 2562 ดำเนินการรวม 4 ครั้ง ในพื้นที่ 4 จังหวัด คือ จังหวัดบุรีรัมย์ (วันที่ 24 - 25 มิถุนายน 2562) จังหวัดขอนแก่น (วันที่ 27 - 28 มิถุนายน 2562) จังหวัดชุมพร (วันที่ 8 - 9 กรกฎาคม 2562) และจังหวัดสงขลา (วันที่ 11 - 12 กรกฎาคม 2562) โดยโรงเรียนระดับมัธยมศึกษาในจังหวัดที่จัดโครงการจะเป็นผู้คัดเลือกนักเรียนชั้นมัธยมศึกษาปีที่ 4 - 5 เข้าร่วมโครงการครั้งละประมาณ 100 คน

DMF's Petroleum Camps publicize knowledge, enrich insights, and recommends E&P careers for youths of the final two years of formal school so that they may pass on such knowledge and insights to their parents, friends, and acquaintances. Besides, should they develop interest in these careers, the camps also guide their further study on relevant subjects for possible future careers.

Now in its 14th consecutive year, this year's edition of the Petroleum Camp is held in Buri Ram (June 24-25), Khon Kaen (June 27-28), Chumphon (July 8-9), and Songkhla (July 11-12). To this end, secondary schools in the respective provinces helped pick participants of 100 for each camp.

8.2 กิจกรรมสร้างความรู้และความเข้าใจด้านปิโตรเลียมแก่สื่อมวลชน และผู้นำท้องถิ่น

Engagement with local media and Community leaders

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดทำกิจกรรมสร้างความรู้และความเข้าใจด้านปิโตรเลียมแก่กลุ่มเป้าหมายที่เป็นสื่อมวลชน และผู้นำท้องถิ่น โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเผยแพร่ข้อมูลด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม สร้างความเข้าใจต่อภารกิจในการบริหารจัดการปิโตรเลียมอย่างถูกต้องตามมาตรฐานสากล รวมถึงเผยแพร่ข้อมูลด้านการกำกับดูแลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และการดำเนินงานของผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียมในการรักษาความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม เพื่อให้กลุ่มเป้าหมายสามารถถ่ายทอดความรู้ให้แก่ประชาชนในท้องถิ่นและสาธารณชนต่อไปได้ โดยรูปแบบการจัดกิจกรรมจะเป็นการให้ความรู้ ความเข้าใจ แก่สื่อมวลชนท้องถิ่นและผู้นำท้องถิ่น เกี่ยวกับการดำเนินงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงการศึกษาดูงานด้านพลังงาน อีกด้วย

โดยในปี พ.ศ. 2562 ได้ดำเนินกิจกรรมรวม 4 ครั้ง ประกอบด้วย ครั้งที่ 1 จัดขึ้นสำหรับคณะสื่อมวลชนท้องถิ่น/ผู้นำท้องถิ่น จังหวัดชุมพร ครั้งที่ 2 สำหรับคณะสื่อมวลชนท้องถิ่น/ผู้นำท้องถิ่น จังหวัดสงขลา ครั้งที่ 3 จัดขึ้นสำหรับคณะสื่อมวลชนท้องถิ่น/ผู้นำท้องถิ่น จังหวัดบุรีรัมย์ และครั้งที่ 4 สำหรับคณะสื่อมวลชนท้องถิ่น/ผู้นำภาคประชาชน ตำบลดูนสาด อำเภอกระนวน จังหวัดขอนแก่น

The department drew up educational activities for the media and local leader target groups to spread E&P information, foster proper appreciation of its mission of international-standard petroleum management, and publicize information on DMF's oversight and operators' businesses in safety and environmental aspects. The ideal purpose is for these target groups to convey such knowledge to local residents and the public. The activities consist generally of education on DMF's tasks concerning E&P and energy study trips.

This year four such activities were held for local media/leaders of Chumphon, Songkhla, and Buri Ram, and local media/public leaders of Doon Sat Subdistrict, Kranuan District, Khon Kaen Province.

8.3 โครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่างๆ ในพื้นที่เป้าหมาย ปีงบประมาณ 2562

Flagship Project

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เล็งเห็นความสำคัญของการสร้างเครือข่ายด้านปิโตรเลียม เพื่อเสริมสร้างการรับรู้ความเข้าใจ และความร่วมมือจากทุกภาคส่วน ในการสนับสนุนภารกิจด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม การลงพื้นที่สร้างเครือข่ายยังทำให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีข้อมูลเชิงพื้นที่เพียงพอ นำมาใช้ในการวางแผนต่อภารกิจหลักที่เพิ่มขึ้น และการตัดสินใจดำเนินการต่างๆ บนพื้นฐานของข้อมูลที่ครบถ้วน เพียงพอ ให้สามารถสร้างความร่วมมือ ความเชื่อมั่น และการยอมรับจากชุมชนในพื้นที่ได้ในระยะยาว โดยปีงบประมาณ 2562 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ตั้งเป้าหมายที่จะบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่างๆ ในภูมิภาค ได้แก่ สำนักงานพลังงานจังหวัด แกนนำท้องที่ แกนนำท้องถิ่น และชุมชนในพื้นที่เป้าหมาย โดยสร้างความต่อเนื่องในการพัฒนาบุคลากรสำนักงานพลังงานจังหวัดและแกนนำเครือข่ายปิโตรเลียมให้มีความเข้มแข็งด้านความรู้ความเข้าใจในกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมยิ่งขึ้น สำหรับพื้นที่ดำเนินโครงการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินโครงการครอบคลุมพื้นที่ที่คาดว่าจะเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ ซึ่งมีผลการดำเนินงาน ดังนี้

1) จัดอบรมความรู้เกี่ยวกับกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้กับเจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัด 9 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดอุบลราชธานี อุดรธานี กาฬสินธุ์ ยโสธร ร้อยเอ็ด มหาสารคาม สกลนคร ชัยภูมิ และมุกดาหาร ให้สามารถเป็นวิทยากรตัวคูณที่มีมาตรฐานสนับสนุนให้มีการส่งต่อข้อมูล ข่าวสาร และข้อเท็จจริงด้านปิโตรเลียมให้กับเครือข่ายที่สร้างไว้อย่างเข้มแข็ง รวมทั้งเป็นเจ้าภาพหลักขับเคลื่อนการทำงานเชิงพื้นที่แบบบูรณาการของงานด้านการสร้าง พัฒนา และรักษาเครือข่ายอย่างยั่งยืน มีผู้เข้าร่วมอบรมจำนวน 18 คน

2) จัดกิจกรรมทบทวน สื่อสาร บูรณาการสร้างความเข้าใจในองค์ความรู้ความจริงด้านปิโตรเลียมให้

Recognizing the value of petroleum network formation in enhancing the acknowledgment, mastery, and cooperation from all sectors in support of its petroleum E&P mission, DMF has visited network-forming sites, obtaining adequate areal information for planning its additional core mission and decision-making to obtain cooperation, confidence, and acceptance from local communities in the long run. This fiscal year, DMF's goal was to integrate areal work with various sectors of provincial areas, namely provincial energy offices, local leaders, and target communities. To this end, it strived for the continuity of such personnel development to firm up their mastery of petroleum E&P activities. The project areas of focus were designed to embrace areas of potential new rounds of petroleum E&P activities. Below are our highlights:

1) Petroleum E&P education: The aim was for provincial energy officers of nine provinces, namely Ubon Ratchathani, Udon Thani, Kalasin, Yasothon, Roi Et, Maha Sarakham, Sakon Nakhon, Chaiyaphum, and Mukdahan, to become standard multipliers/instructors vigorously supporting the transfer of data, information, and facts to the networks formed and to become owners in mobilizing integrated areal work of sustainably nurturing, development, and upkeep of networks. A total of 18 trainees attended.

2) Review, communication, and integration of petroleum business understanding and facts for network leaders and communities in four previous target areas, namely Udon Thani, Kalasin, Maha Sarakham, and Sakon Nakhon. Provincial energy

กับแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมและชุมชนในพื้นที่เป้าหมายเดิม 4 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดอุดรธานี กาฬสินธุ์ มหาสารคาม และสกลนคร โดยสำนักงานพลังงานจังหวัดเป็นผู้จัดทำแผนบูรณาการสื่อสารสร้างความเข้าใจแบบมีส่วนร่วมร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีการดำเนินการจัดกิจกรรมถ่ายทอดองค์ความรู้ด้านปิโตรเลียมให้กลุ่มผู้นำชุมชนรวม 11 ครั้ง เพื่ออบรมและพัฒนาแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมที่มีคุณภาพ สามารถส่งต่อองค์ความรู้ด้านปิโตรเลียมสู่ชุมชนครอบคลุมพื้นที่เป้าหมาย มีส่วนร่วมในกิจกรรมรณรงค์ และพร้อมให้ความร่วมมือสนับสนุนภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่ต่อไป มีผู้เข้าร่วมอบรมจำนวน 520 คน

3) จัดกิจกรรมเผยแพร่และสร้างความรู้ด้านพลังงานปิโตรเลียมให้กับชุมชนในพื้นที่เป้าหมายเดิม 3 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดอุบลราชธานี ยโสธร และร้อยเอ็ด โดยสำนักงานพลังงานจังหวัดได้บูรณาการการเผยแพร่ร่วมกับกิจกรรมอื่นที่มีแผนการดำเนินการอยู่แล้ว มีการจัดกิจกรรมจำนวน 10 ครั้ง

4) จัดกิจกรรมสร้างแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เป้าหมายใหม่ 2 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดชัยภูมิและมุกดาหาร ให้มีความเข้มแข็ง สามารถถ่ายทอดส่งต่อองค์ความรู้ความจริงด้านปิโตรเลียม และมีส่วนร่วมในกระบวนทำงานสร้างกิจกรรมรณรงค์สู่ชุมชนเป้าหมาย พร้อมแนวทางที่จะพัฒนาแกนนำเครือข่ายไปสู่ความเป็นปราชญ์ชุมชนด้านปิโตรเลียมต่อไป โดยมีการจัดกิจกรรมจำนวน 6 ครั้ง รวมทั้งจัดกิจกรรมติดตามประเมินผลวัดระดับการรับรู้ข้อมูลด้านปิโตรเลียมของแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียม และชุมชน ข้อกังวลใจ และข้อเสนอแนะต่าง ๆ

offices, along with DMF, mapped out an integrated plan for communicating understanding. A total of 11 activities transferred petroleum knowledge to community leaders to in turn train and develop quality network leaders to transfer such knowledge to communities embracing target areas, participate in campaign activities, and be prepared to lend support to DMF's mission in these areas in the future. A total of 520 trainees attended.

3) Publicizing and educating previous target communities in three provinces, namely Ubon Ratchathani, Yasothon, and Roi Et. Here, provincial energy offices integrated such publicity with other activities whose plans were already in place. A total of 10 activities were held.

4) Two provinces saw activities nurturing network leaders in new target areas, namely Chaiyaphum and Mukdahan, for strength, ability to transfer petroleum-related expertise and facts, and participation in work processes of campaigning on target communities. At the same time, they were equipped with approaches for developing network leaders into community "learned men/women" on petroleum matters. A total of six activities were held along with activities to monitor and assess data acknowledgment among network leaders and communities, concerns, and recommendations.

Part

9

FINANCIAL Statement/
Performance Outcomes

ผลการดำเนินงาน/งบการเงิน

9.1 งบแสดงฐานะการเงิน
Statement of Financial Position

(หน่วย : บาท)

งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2562	หมายเหตุ	2562	2561
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	5	1,595,448,739.17	1,796,558,437.32
ลูกหนี้อื่นระยะสั้น	6	796,615.24	514,299.94
วัสดุคงเหลือ		735,348.41	803,711.77
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		1,596,980,702.82	1,797,876,449.03
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
ลูกหนี้ระยะยาว	7	5,024,128.83	5,024,128.83
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	8	37,595,146.02	40,714,771.58
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	9	12,590,943.71	7,523,080.68
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		55,210,218.56	53,261,981.09
รวมสินทรัพย์		1,652,190,921.38	1,851,138,430.12
หนี้สิน			
หนี้สินหมุนเวียน			
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	10	288,740,715.01	336,483,672.99
เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	11	11,383,057.79	10,723,053.44
เงินรับฝากระยะสั้น	12	967,023,565.24	1,091,222,341.20
รวมหนี้สินหมุนเวียน		1,267,147,338.04	1,438,429,067.63
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
หนี้สินระยะยาว	13	5,024,128.83	5,024,128.83
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว	14	341,060,838.02	347,830,104.97
เงินทดรองราชการรับจากคลังระยะยาว		1,000,000.00	1,000,000.00
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		347,084,966.85	353,854,233.80
รวมหนี้สิน		1,614,232,304.89	1,792,283,301.43
สินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน			
สินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน			
ทุน		21,361,504.14	21,361,504.14
รายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	15	16,597,112.35	37,493,624.55
รวมสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน		37,958,616.49	58,855,128.69

หมายเหตุ : ประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

กราฟ แสดงฐานะการเงิน

9.2 งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน
Financial Performance Statement

(หน่วย : บาท)

งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2562	หมายเหตุ	2562	2561
รายได้			
รายได้จากงบประมาณ	16	236,894,789.21	241,530,935.83
รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	17	35,742,706.72	71,698,629.17
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		37,400.00	78,000.00
รวมรายได้		**272,674,895.93**	**313,307,565.00**
ค่าใช้จ่าย			
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	18	93,790,750.98	93,804,983.32
ค่าบำเหน็จบำนาญ	19	29,704,780.24	33,033,175.98
ค่าตอบแทน		33,000.00	50,000.00
ค่าใช้สอย	20	148,647,912.30	161,142,692.71
ค่าวัสดุ	21	2,296,374.26	1,715,687.03
ค่าสาธารณูปโภค	22	4,158,676.72	4,286,595.44
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	23	16,577,238.75	19,485,624.06
ค่าใช้จ่ายจากเงินอุดหนุนและบริจาค		1,300,000.00	-
ค่าใช้จ่ายอื่น	24	197,520.00	755,908.00
รวมค่าใช้จ่าย		**296,706,253.25**	**314,274,666.54**
รายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายก่อนต้นทุนทางการเงิน		**(24,031,357.32)**	**(967,101.54)**
ต้นทุนทางการเงิน		-	-
รายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ		**(24,031,357.32)**	**(967,101.54)**

หมายเหตุ : ประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

กราฟแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน

กราฟแสดงรายได้

กราฟแสดงค่าใช้จ่าย

- ค่าใช้จ่ายบุคลากร
- ค่าบำเหน็จบำนาญ
- ค่าตอบแทน
- ค่าใช้สอย
- ค่าวัสดุ
- ค่าสาธารณูปโภค
- ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
- ค่าใช้จ่ายจากเงินอุดหนุนและบริจาค
- ค่าใช้จ่ายอื่น

9.3 รายละเอียดประกอบงบการเงิน
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2562

หมายเหตุ	สารบัญ
1	ข้อมูลทั่วไป
2	เกณฑ์การจัดทำรายงานการเงิน
3	มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่ และมาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่ปรับปรุงใหม่
4	สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ
5	เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด
6	ลูกหนี้อื่นระยะสั้น
7	ลูกหนี้ระยะยาว
8	ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์
9	สินทรัพย์ไม่มีตัวตน
10	รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง
11	เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น
12	เงินรับฝากระยะสั้น
13	หนี้สินระยะยาว
14	รายได้รอการรับรู้ระยะยาว
15	รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสม
16	รายได้จากงบประมาณ
17	รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค
18	ค่าใช้จ่ายบุคลากร
19	ค่าบำเหน็จบำนาญ
20	ค่าใช้สอย
21	ค่าวัสดุ
22	ค่าสาธารณูปโภค
23	ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
24	ค่าใช้จ่ายอื่น

9.4 หมายเหตุประกอบงบการเงิน
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2562

หมายเหตุ 1 ข้อมูลทั่วไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นส่วนราชการในสังกัดกระทรวงพลังงาน มีหน้าที่ความรับผิดชอบหลักในการบริหารจัดการในการให้สัมปทาน การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่งการขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม กำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์ วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรอง และพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ พิจารณาสิทธิ ประสาน และอำนวยความสะดวกแก่ผู้ประกอบการให้เป็นไปตามกฎหมายและข้อผูกพันต่อรัฐ รวมทั้งจัดเก็บค่าภาคหลวงและผลประโยชน์อื่นใดนอกจากปิโตรเลียม กำหนดมาตรฐานการดำเนินงานอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วม พื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้านและประเทศอื่น บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่นๆ ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นอำนาจหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ หรือตามที่กระทรวงพลังงานหรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

หน่วยงานมีสถานที่ตั้งหลักอยู่ที่ เลขที่ 555/2 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้น 21 - 22 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ซึ่งไม่มีหน่วยงานในสังกัดในส่วนภูมิภาค

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

ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2562 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับการจัดสรรงบประมาณรายจ่ายประจำปี จำนวน 211,308,841.31 บาท (ปีงบประมาณ พ.ศ. 2561 จำนวน 197,935,000.00 บาท) ประกอบด้วย งบบุคลากร จำนวน 82,536,235.31 บาท งบดำเนินงาน จำนวน 72,731,151.00 บาท งบลงทุน จำนวน 16,195,755.00 บาท และงบรายจ่ายอื่น จำนวน 39,845,700.00 บาท เพื่อใช้จ่ายในแผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน แผนงานบุคลากรภาครัฐ (ด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ) และแผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน่วยเบิกจ่าย จำนวน 1 หน่วยเบิกจ่าย ซึ่งรับผิดชอบบริหารจัดการเงินงบประมาณและเงินนอกงบประมาณที่ได้รับการจัดสรร และมีศูนย์ต้นทุนภายใต้หน่วยเบิกจ่ายดังกล่าว จำนวน 11 ศูนย์ต้นทุน ดังนี้

	ศูนย์ต้นทุน
1. ราชการบริหารส่วนกลาง	1200300000
2. สำนักงานเลขานุการกรม	1200300001
3. กองบริหารสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม	1200300002
4. กองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ	1200300003
5. กองยุทธศาสตร์และแผนงาน	1200300004
6. กองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ	1200300005
7. ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร	1200300006
8. กองเทคโนโลยีการประกอบกิจการปิโตรเลียม	1200300007
9. กลุ่มพัฒนาระบบบริหาร	1200300008
10. กลุ่มตรวจสอบภายใน	1200300009
11. กองความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	1200300010

หมายเหตุ 2 เกณฑ์การจัดทำรายงานการเงิน

รายงานการเงินนี้ได้จัดทำขึ้นตามมาตรฐานการบัญชีภาครัฐและนโยบายการบัญชีภาครัฐ พ.ศ. 2561 ที่กระทรวงการคลังกำหนด และหลักเกณฑ์และวิธีการจัดทำรายงานการเงินประจำปี ตามหนังสือกระทรวงการคลัง ด่วนที่สุด ที่ กค 0410.2/ว 67 ลงวันที่ 23 กรกฎาคม 2561 โดยการจัดทำรายการในรายงานการเงินเป็นไปตามรูปแบบการนำเสนอรายงานการเงินของหน่วยงานภาครัฐ ตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ด่วนที่สุด ที่ กค 0410.3/ว 357 ลงวันที่ 15 สิงหาคม 2561 ภายใต้พระราชบัญญัติวินัยการเงินการคลังของรัฐ พ.ศ. 2561

รายงานการเงินของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งถือเป็นหน่วยงานที่เสนอรายงานตามมาตรฐานการบัญชีภาครัฐ รายการที่ปรากฏในรายงานการเงิน รวมถึงสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของรัฐบาล และอยู่ภายใต้การควบคุมของรัฐบาลในภาพรวม แต่ให้หน่วยงานเป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลรักษา และบริหารจัดการให้แก่รัฐบาล ภายในขอบเขตอำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย และรวมถึงองค์ประกอบของรายงานการเงินซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมของหน่วยงานที่ใช้เพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานเอง

หมายเหตุ 3 มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่ และมาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่ปรับปรุงใหม่

กระทรวงการคลังได้ประกาศใช้มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่และฉบับปรับปรุงใหม่ ดังนี้

- มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับปรับปรุงใหม่ที่มีผลบังคับใช้สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีปัจจุบันที่เริ่มในหรือหลังวันที่ 1 ตุลาคม 2561

  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 1
  เรื่อง การนำเสนอรายงานการเงิน
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 3
  เรื่อง นโยบายการบัญชี การเปลี่ยนแปลงประมาณการทางบัญชีและข้อผิดพลาด
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 5
  เรื่อง ต้นทุนการกู้ยืม
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 12
  เรื่อง สินค้าคงเหลือ
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 13
  เรื่อง สัญญาเช่า
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 14
  เรื่อง เหตุการณ์ภายหลังวันที่ในรายงาน
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 16
  เรื่อง อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 17
  เรื่อง ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 31
  เรื่อง สินทรัพย์ไม่มีตัวตน
  นโยบายการบัญชีภาครัฐ เรื่อง เงินลงทุน

- มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่ที่จะมีผลบังคับใช้ในอนาคต

  มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่มีผลบังคับใช้วันที่ 1 ตุลาคม 2562
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 9
  เรื่อง รายได้จากรายการแลกเปลี่ยน
  มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่มีผลบังคับใช้วันที่ 1 ตุลาคม 2563
  มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 23
  เรื่อง รายได้จากรายการไม่แลกเปลี่ยน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเชื่อว่ามาตรฐานการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่ที่จะบังคับใช้ในอนาคต จะไม่มีผลกระทบอย่างเป็นสาระสำคัญต่อรายงานการเงินในงวดที่นำมาถือปฏิบัติ

หมายเหตุ 4 สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

4.1 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

- เงินทดรองราชการ เป็นเงินที่หน่วยงานได้รับจากรัฐบาลเพื่อทดรองจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายปลีกย่อยในการดำเนินงานของหน่วยงานตามวงเงินที่ได้รับอนุมัติ และต้องคืนให้รัฐบาลเมื่อหมดความจำเป็นในการใช้เงิน แสดงไว้เป็นเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดซึ่งมียอดตรงกันข้ามกับรายการเงินทดรองราชการรับจากคลังภายใต้หัวข้อหนี้สินไม่หมุนเวียน

- รายการเทียบเท่าเงินสด ได้แก่ เงินฝากสถาบันการเงิน เงินฝากประจำที่มีกำหนดจ่ายคืนไม่เกิน 3 เดือน และเงินฝากคลัง แสดงไว้เป็นรายการเทียบเท่าเงินสด

4.2 **ลูกหนี้**

ลูกหนี้ แสดงด้วยมูลค่าสุทธิที่จะได้รับคืนตามสัญญาการยืมเงิน

4.3 **วัสดุคงเหลือ**

วัสดุคงเหลือ หมายถึง ของใช้สิ้นเปลือง ที่มีมูลค่าไม่สูงและไม่มีลักษณะคงทนถาวร แสดงตามราคาทุน และตีราคาวัสดุคงเหลือโดยวิธีเข้าก่อนออกก่อน

4.4 **ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์**

- ที่ดิน หน่วยงานมีที่ดินซึ่งเป็นที่ดินราชพัสดุที่หน่วยงานครอบครองและใช้ประโยชน์แต่ไม่ได้เป็นผู้ถือกรรมสิทธิ์จะแสดงข้อมูลเพิ่มเติมไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงิน

- อาคารและสิ่งปลูกสร้าง รวมทั้งส่วนปรับปรุงอาคาร ทั้งอาคารและสิ่งปลูกสร้างที่หน่วยงานมีกรรมสิทธิ์และไม่มีกรรมสิทธิ์ แต่หน่วยงานได้ครอบครองและนำมาใช้ประโยชน์ในการดำเนินงาน แสดงมูลค่าสุทธิตามบัญชีที่เกิดจากราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม อาคารที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างแสดงตามราคาทุน

- อุปกรณ์ ได้แก่ ครุภัณฑ์ประเภทต่าง ๆ รับรู้เป็นสินทรัพย์เฉพาะรายการที่มีมูลค่าต่อหน่วยตั้งแต่ 5,000.00 บาท ขึ้นไป แสดงมูลค่าตามมูลค่าสุทธิตามบัญชีที่เกิดจากราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม

- ราคาทุนของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงรายจ่ายที่เกี่ยวข้องโดยตรงเพื่อให้สินทรัพย์อยู่ในสถานที่และสภาพที่พร้อมใช้งาน ต้นทุนในการต่อเติมหรือปรับปรุงซึ่งทำให้หน่วยงานได้รับประโยชน์ตลอดอายุการให้ประโยชน์ของสินทรัพย์เพิ่มขึ้นจากมาตรฐานเดิมถือเป็นราคาทุนของสินทรัพย์ ค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซมถือเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน

- ค่าเสื่อมราคา บันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน คำนวณโดยวิธีเส้นตรงตามอายุการให้ประโยชน์ที่กำหนดไว้ในหลักการและนโยบายบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 2 และที่แก้ไขเพิ่มเติมโดยกรมบัญชีกลาง ดังนี้

	อายุการให้ประโยชน์
อาคารเพื่อประโยชน์อื่น	15 - 40 ปี
ครุภัณฑ์สำนักงาน	3 ปี
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	5 ปี
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	5 ปี
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	5 ปี
ครุภัณฑ์เกษตร	5 ปี
ครุภัณฑ์สำรวจ	8 ปี
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์	5 ปี
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	3 ปี
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	2 ปี
อาคารไม่ระบุรายละเอียด	37 ปี

- ไม่มีการคิดค่าเสื่อมราคาสำหรับที่ดินและสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้าง

4.5 สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

- สินทรัพย์ไม่มีตัวตน แสดงมูลค่าด้วยมูลค่าสุทธิตามบัญชี

- ค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ไม่มีตัวตนบันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน โดยวิธีเส้นตรงตามอายุการให้ประโยชน์โดยประมาณ ดังนี้

โปรแกรมคอมพิวเตอร์ อายุการให้ประโยชน์ 1 - 5 ปี

4.6 สัญญาเช่าดำเนินงาน

สัญญาเช่าระยะยาวเพื่อเช่าสินทรัพย์โดยที่ความเสี่ยงและผลตอบแทนของความเป็นเจ้าของส่วนใหญ่ไม่ได้โอนมาให้หน่วยงานในฐานะผู้เช่าถือเป็นสัญญาเช่าดำเนินงาน จำนวนเงินที่จ่ายตามสัญญาเช่าดำเนินงานรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงินตามวิธีเส้นตรงตลอดอายุของสัญญาเช่า

4.7 รายได้รอการรับรู้ระยะยาว

รายได้รอการรับรู้ระยะยาว เป็นสินทรัพย์ที่หน่วยงานได้รับความช่วยเหลือจากบุคคลใด หรือหน่วยงาน เพื่อสนับสนุนการดำเนินงานของหน่วยงานให้บรรลุวัตถุประสงค์ และสินทรัพย์รับบริจาค โดยมีผู้มอบให้หน่วยงานไว้ใช้ในการดำเนินงาน ซึ่งหน่วยงานยังไม่อาจรับรู้รายได้

รายได้รอการรับรู้จะถูกทยอยตัดบัญชีเพื่อรับรู้รายได้ตามเกณฑ์ที่เป็นระบบและสมเหตุสมผลตลอดระยะเวลาที่จำเป็นเพื่อจับคู่รายได้กับค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง เช่น ทยอยรับรู้รายได้ตามเกณฑ์สัดส่วนของค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ที่ได้รับความช่วยเหลือหรือรับบริจาค

4.8 ประมาณการหนี้สิน

ประมาณการหนี้สิน หมายถึง หนี้สินที่มีความไม่แน่นอนเกี่ยวกับจังหวะเวลา หรือจำนวนที่ต้องจ่ายชำระ แต่เป็นภาระผูกพันในปัจจุบันตามกฎหมายหรือข้อตกลงที่จัดทำไว้ อันเป็นผลสืบเนื่องจากเหตุการณ์ในอดีต ซึ่งมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนที่หน่วยงานจะต้องจ่ายชำระภาระผูกพันนั้นในอนาคต และสามารถประมาณมูลค่าภาระผูกพันนั้นได้อย่างน่าเชื่อถือ หน่วยงานจะรับรู้ประมาณการหนี้สินด้วยจำนวนประมาณการที่ดีที่สุดของรายจ่ายที่จะต้องจ่ายชำระภาระผูกพันในปัจจุบัน ณ วันที่จัดทำรายงาน

4.9 รายได้จากเงินงบประมาณ

รายได้จากเงินงบประมาณรับรู้ตามเกณฑ์ดังนี้

1) เมื่อยื่นคำขอเบิกเงินจากกรมบัญชีกลางในกรณีเป็นการรับเงินเข้าบัญชีหน่วยงาน

2) เมื่ออนุมัติจ่ายเงินให้กับผู้มีสิทธิได้รับเงินแล้วในกรณีเป็นการจ่ายเงินให้กับผู้มีสิทธิรับเงิน

3) เมื่อยื่นคำขอเบิกเงินจากกรมบัญชีกลางในกรณีที่เป็นการเบิกหักผลักส่งไม่รับตัวเงิน

หน่วยงานแสดงรายได้จากเงินงบประมาณในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงินตามจำนวนเงินงบประมาณที่ขอเบิกสุทธิจากเงินประมาณเบิกเกินส่งคืน

4.10 รายได้แผ่นดิน

รายได้แผ่นดิน เป็นรายได้ที่หน่วยงานไม่สามารถนำมาใช้จ่ายในการดำเนินงาน รับรู้เมื่อเกิดรายได้ด้วยยอดสุทธิหลังจากหักส่วนที่จัดสรรเป็นเงินนอกงบประมาณตามที่ได้รับการยกเว้น รายได้แผ่นดิน และรายได้แผ่นดินนำส่งคลังไม่ต้องแสดงเป็นรายได้และค่าใช้จ่ายของหน่วยงาน แต่แสดงไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นรายงานแยกต่างหาก

4.11 รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

รายได้จากเงินโอนและเงินบริจาคจากบุคคลอื่นนอกจากหน่วยงานภาครัฐ รับรู้เมื่อได้รับเงินยกเว้นในกรณีที่ได้รับความช่วยเหลือและบริจาคเป็นสินทรัพย์ที่ให้ประโยชน์แก่หน่วยงานเกินหนึ่งปี จะทยอยรับรู้เป็นรายได้ตามสัดส่วนของค่าใช้จ่ายเพื่อการนั้นเกิดขึ้น หรือเกณฑ์การคำนวณค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ที่ได้รับตลอดอายุของสินทรัพย์นั้น

หมายเหตุ 5 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
เงินสดในมือ	341,136,440.08	373,467,460.83
เงินทดรองราชการ	1,000,000.00	1,000,000.00
เงินฝากสถาบันการเงิน		
เงินฝากกระแสรายวัน		
- เงินในงบประมาณ	130,159.90	186,224.31
- เงินนอกงบประมาณ	-	997,183.85
เงินฝากออมทรัพย์	86,645,993.87	44,405,055.56
รวมเงินฝากสถาบันการเงิน	86,776,153.77	45,588,463.72
เงินฝากไม่มีรายตัว	-	12,420,294.23
เงินฝากคลัง	1,166,536,145.32	1,364,082,218.54
รวมเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	**1,595,448,739.17**	**1,796,558,437.32**

เงินสดในมือ เป็นเงินสดและเช็คธนาคาร นอกจากส่วนที่หน่วยงานถือไว้เพื่อใช้จ่ายสำหรับการดำเนินงานตามปกติตามวัตถุประสงค์ของหน่วยงานแล้ว ยังรวมถึงส่วนที่หน่วยงานได้รับไว้เพื่อรอนำส่งคลังเป็นรายได้แผ่นดินตามกฎหมาย ซึ่งไม่สามารถนำไปใช้เพื่อประโยชน์ของหน่วยงานได้

เงินสดในมือ จำนวน 341,136,440.08 บาท ประกอบด้วย เงินรายได้ค่าภาคหลวงรอนำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน จำนวน 288,740,715.01 บาท และเงินรายได้ค่าภาคหลวงที่จัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 52,395,725.07 บาท

เงินทดรองราชการ เป็นเงินสดที่หน่วยงานมีไว้เพื่อใช้จ่ายเป็นค่าใช้จ่ายปลีกย่อยในสำนักงานตามวงเงินที่ได้รับอนุมัติจากกระทรวงการคลัง ตามระเบียบกระทรวงการคลังว่าด้วยเงินทดรองราชการ พ.ศ. 2562 บทเฉพาะกาล ข้อ 32 ซึ่งต้องส่งคืนคลังเมื่อหมดความจำเป็นในการใช้จ่ายเงิน ยอดคงเหลือสิ้นปีงบประมาณประกอบด้วย เงินฝากธนาคาร และใบสำคัญที่เบิกจากเงินทดรองราชการแล้วรอเบิกชดเชย

เงินฝากออมทรัพย์ ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) จำนวน 86,645,993.87 บาท ส่วนใหญ่เป็นเงินรับฝากอื่น ซึ่งได้รับจากเงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม เพื่อสนับสนุนการฝึกอบรมและให้ทุนการศึกษาและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามโครงการสัมปทานปิโตรเลียม รวมทั้งการจัดซื้อตำราข้อมูลและเครื่องมือหรืออุปกรณ์ทางเทคนิค

ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2562 มีเงินโอนเข้าธนาคาร จำนวน 428,400.00 บาท โดยยังไม่ได้บันทึกบัญชีเนื่องจากยังไม่มีหลักฐานแจ้งการโอนเงินเข้าบัญชีและไม่มีเอกสารจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาเบิกเงิน ทำให้บัญชีเงินฝากออมทรัพย์แสดงยอดต่ำไป จำนวน 428,240.00 บาท

เงินฝากคลัง เป็นเงินที่หน่วยงานฝากไว้กับกระทรวงการคลังภายใต้ข้อกำหนดตามกฎหมาย โดยไม่มีดอกเบี้ย ซึ่งสามารถเบิกถอนได้เมื่อต้องการใช้จ่ายตามรายการที่กำหนดไว้ในระเบียบที่ระบุข้อจำกัดในการใช้จ่าย

เงินฝากคลัง จำนวน 1,166,536,145.32 บาท เป็นเงินนอกงบประมาณที่มีข้อจำกัดในการใช้จ่าย เพื่อจ่ายต่อไปให้บุคคล หรือหน่วยงานอื่นตามวัตถุประสงค์ที่ระบุไว้ในกฎหมายอันเป็นที่มาของเงินฝากคลังนั้น หน่วยงานไม่สามารถนำไปใช้จ่ายเพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานตามปกติได้ แต่มีหน้าที่ถือไว้เพื่อจ่ายตามวัตถุประสงค์ของเงินฝากคลัง ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม (00911)	32,140,917.07	32,480,749.07
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม (00912)	306,503,148.68	312,932,582.63
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล (00913)	2,416,773.27	2,416,773.27
เงินรับฝากค่าภาคหลวงรอจัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (00914)	629,862,883.86	681,515,800.53
เงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901) ประกอบด้วย		
- ค่าสงวนพื้นที่	193,363,100.00	324,109,000.00
- เงินประกันสัญญา	2,249,322.44	1,856,313.04
- เงินโอนขายบิล จากสำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน	-	8,771,000.00
รวมเงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901)	**195,612,422.44**	**334,736,313.04**
รวมเงินฝากคลัง	**1,166,536,145.32**	**1,364,082,218.54**

หมายเหตุ 6 ลูกหนี้อื่นระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ	486,406.00	229,531.00
รายได้ค้างรับ	310,209.24	284,768.94
รวมลูกหนี้อื่นระยะสั้น	**796,615.24**	**514,299.94**

ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ แยกตามอายุหนี้ ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	ยังไม่ถึงกำหนดชำระและการส่งใช้ใบสำคัญ	ถึงกำหนดชำระและการส่งใช้ใบสำคัญ	เกินกำหนดชำระและการส่งใช้ใบสำคัญ	รวม
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ				
ปี 2562	486,406.00	-	-	486,406.00
ปี 2561	229,195.00	-	336.00	229,531.00

หมายเหตุ 7 ลูกหนี้ระยะยาว

เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาลาศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ จำนวน 5,024,128.83 บาท อยู่ระหว่างฟ้องคดีที่ศาลปกครองเพื่อให้ชดใช้ทุนและค่าปรับ จึงได้ตั้งคู่กับบัญชีหนี้สินระยะยาวตามหมายเหตุ 13 ซึ่งเมื่อวันที่ 22 มีนาคม 2550 ศาลปกครองสูงสุดมีความเห็นไม่รับคำฟ้องไว้พิจารณา และให้จำหน่ายคดีออกจากสารบบความ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ดำเนินการแต่งตั้งคณะกรรมการสอบข้อเท็จจริงความรับผิดทางละเมิด (เป็นการแต่งตั้งร่วมกันระหว่าง 3 หน่วยงาน คือ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน และสำนักงานอัยการสูงสุด) พิจารณาแล้วเห็นว่าเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องได้ปฏิบัติหน้าที่ราชการโดยชอบแล้ว ไม่ได้จงใจหรือประมาทเลินเล่ออย่างร้ายแรง จึงไม่ต้องรับผิดชดใช้ค่าสินไหมทดแทนให้แก่ทางราชการ และคณะกรรมการฯ ได้เสนอรายงานผลการสอบข้อเท็จจริงต่อผู้แต่งตั้ง เพื่อวินิจฉัยสั่งการตามอำนาจหน้าที่ของผู้แต่งตั้ง เสร็จสิ้น เมื่อวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2555 (ต้องจัดส่งสำนวนให้กระทรวงการคลังภายใน 7 วัน นับแต่วันสั่งการ) กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จึงจัดส่งสำนวนการสอบข้อเท็จจริงความรับผิดทางละเมิดของเจ้าหน้าที่ให้แก่กรมบัญชีกลาง กระทรวงการคลัง เพื่อพิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้อง ตามหนังสือกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ด่วนที่สุด ที่ พน 0301/716 ลงวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2555

ต่อมากรมบัญชีกลางแจ้งผลการพิจารณาความรับผิดทางละเมิด ตามหนังสือที่ กค 0410.3/32424 ลงวันที่ 15 สิงหาคม 2555 เห็นว่า พนักงานอัยการผู้รับผิดชอบสำนวนมิได้ใช้ความระมัดระวังยื่นฟ้องคดีเป็นเหตุให้การฟ้องคดีเมื่อพ้นกำหนดระยะเวลาตามกฎหมาย และอธิบดีอัยการในฐานะผู้บังคับบัญชา มีหน้าที่ดำเนินการเกี่ยวกับการฟ้องและว่าต่างคดีปกครองให้หน่วยงานของรัฐ รวมทั้งควบคุม ดูแลพนักงานอัยการในการฟ้องและว่าต่างคดีปกครองให้หน่วยงานของรัฐโดยจะต้องใช้ความระมัดระวังฟ้องคดีภายในอายุความ และในกรณีที่ยังไม่มีความชัดเจนข้อกฎหมายในเรื่องใดโดยเฉพาะการโต้แย้งเกี่ยวกับวันที่เริ่มนับอายุความซึ่งมีทุนทรัพย์จำนวนมากแล้ว จะต้องใช้ความระมัดระวังเริ่มนับอายุความในทางที่จะเป็นการป้องกันมิให้คดีขาดอายุความมากที่สุด พฤติการณ์ถือได้ว่ากระทำด้วยความประมาทเลินเล่ออย่างร้ายแรง เป็นเหตุให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับความเสียหาย จึงให้รับผิดชดใช้ค่าสินไหมทดแทนในอัตราร้อยละ 50 คิดเป็นเงินจำนวน 2,512,064.42 บาท ตามนัยมาตรา 10 ประกอบมาตรา 8 แห่งพระราชบัญญัติความรับผิดทางละเมิดของเจ้าหน้าที่ พ.ศ. 2539 ซึ่งเป็นผู้ต้องรับผิดชอบชดใช้ค่าเสียหาย ให้ชดใช้ค่าเสียหายให้แก่ทางราชการโดยด่วน เมื่อได้รับชำระและนำส่งเข้าบัญชีที่เกี่ยวข้องแล้วให้ส่งเอกสารหลักฐานให้กรมบัญชีกลางทราบต่อไป หากผู้ต้องรับผิดปฏิเสธบิดพลิ้ว หรือประวิงเวลาชำระหนี้ ขอให้รีบดำเนินการตามกฎหมายต่อไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้นำคดีฟ้องต่อศาลปกครองกลาง ตามคดีหมายเลขดำที่ 2129/2556 เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2555 เนื่องจากผู้ต้องรับผิดชอบยังเพิกเฉยไม่ชดใช้ค่าสินไหมทดแทน โดยขอให้ศาลพิจารณาให้ผู้ต้องรับผิดชอบชดใช้ค่าสินไหมทดแทนพร้อมดอกเบี้ยในอัตราร้อยละ 7.5 ต่อปี นับแต่วันครบ 60 วัน ที่ผู้ถูกฟ้องคดีทราบคำสั่งให้ใช้เงินจนถึงวันฟ้องแก่ผู้ฟ้องคดี และชำระดอกเบี้ยร้อยละ 7.5 ต่อปีของเงินต้น นับแต่วันฟ้องจนกว่าจะชำระเสร็จแก่ผู้ฟ้องคดี และผู้ถูกฟ้องคดีได้ยื่นคำสั่งเรียกให้ทำคำคัดค้านให้การยื่นต่อศาลปกครองกลางเมื่อวันที่ 8 พฤษภาคม 2557 และขอให้ศาลพิจารณายกฟ้องของผู้ฟ้องคดี และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีหนังสือ ด่วนที่สุด ที่ พน 0301/2466 ลงวันที่ 13 มิถุนายน 2557 ถึงสำนักงานคดีปกครอง สำนักงานอัยการสูงสุด เพื่อชี้แจงคำคัดค้านแล้ว และขอให้อัยการเจ้าของสำนวนพิจารณาและดำเนินการต่อไป ต่อมาสำนักงานคดีปกครอง สำนักงานอัยการสูงสุดได้มีหนังสือที่ อส 0027.4/630 ลงวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2558 เรื่อง แจ้งกำหนดวันนั่งพิจารณาคดีครั้งแรก โดยศาลปกครองกลางได้กำหนดนั่งพิจารณาคดีครั้งแรกในวันที่ 24 มีนาคม 2558 และศาลปกครองกลางได้มีคำพิพากษาตามคดีหมายเลขดำที่ 549/2556 คดีหมายเลขแดงที่ 1598/2558 เมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2558 ให้เพิกถอนคำสั่งของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติตามคำสั่งที่ 172/2555 ลงวันที่ 17 ตุลาคม 2555 ต่อมากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ยื่นอุทธรณ์ต่อศาลปกครองสูงสุด เป็นคดีหมายเลขดำที่ อ 1625/2559 ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาของศาลปกครองสูงสุด

หมายเหตุ 8 ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์

ที่ดิน ประกอบด้วย

- ที่ดิน ซึ่งเป็นที่ตั้งของอาคารเก็บตัวอย่างถ่านหิน จังหวัดสระบุรี เป็นที่ราชพัสดุ โดยให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใช้ประโยชน์
- ที่ดิน ที่เป็นสาธารณประโยชน์ของกระทรวงมหาดไทย ตั้งอยู่หมู่ที่ 3 ถนนสุขุมวิท ตำบลแกลง อำเภอเมือง จังหวัดระยอง จำนวน 4 ไร่ 6 งาน 8 ตารางวา เพื่อการจัดสร้างอาคารเก็บตัวอย่างหิน

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง		
อาคารเพื่อประโยชน์อื่น	24,065,485.12	24,065,485.12
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(13,854,686.59)	(12,250,320.92)
อาคารเพื่อประโยชน์อื่น - สุทธิ	10,210,798.53	11,815,164.20
อาคารและสิ่งปลูกสร้างไม่ระบุรายละเอียด	13,549,990.00	13,549,990.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(7,054,988.00)	(6,730,238.00)
อาคารและสิ่งปลูกสร้างไม่ระบุรายละเอียด - สุทธิ	6,495,002.00	6,819,752.00
สิ่งปลูกสร้าง - สุทธิ	3.00	3.00
รวมอาคารและสิ่งปลูกสร้าง - สุทธิ	**16,705,803.53**	**18,634,919.20**
อุปกรณ์		
ครุภัณฑ์สำนักงาน	21,799,017.20	21,625,720.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(18,504,396.78)	(17,071,192.15)
ครุภัณฑ์สำนักงาน - สุทธิ	3,294,620.42	4,554,527.85
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	14,088,158.00	14,088,158.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(13,251,809.04)	(12,971,384.04)
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง - สุทธิ	836,348.96	1,116,773.96
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	10,862,949.48	10,862,949.48
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(9,451,892.82)	(8,418,857.25)
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ - สุทธิ	1,411,056.66	2,444,092.23
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	3,732,153.36	3,642,808.36
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(2,944,398.28)	(2,599,971.21)
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่ - สุทธิ	787,755.08	1,042,837.15
ครุภัณฑ์เกษตร	160,500.00	160,500.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(160,499.00)	(160,499.00)
ครุภัณฑ์เกษตร - สุทธิ	1.00	1.00
ครุภัณฑ์สำรวจ	820,400.00	820,400.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(788,298.27)	(766,307.88)
ครุภัณฑ์สำรวจ - สุทธิ	32,101.73	54,092.12

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์	1,025,100.00	527,550.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(262,325.87)	(88,113.05)
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์ - สุทธิ	762,774.13	439,436.95
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	75,856,434.79	68,122,154.69
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(62,091,847.28)	(55,705,379.37)
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ - สุทธิ	13,764,587.51	12,416,775.32
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	130,369.33	130,369.33
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(130,363.33)	(119,144.53)
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว - สุทธิ	6.00	11,224.80
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
รวมอุปกรณ์ - สุทธิ	**20,889,342.49**	**22,079,852.38**
รวมที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ - สุทธิ	**37,595,146.02**	**40,714,771.58**

หมายเหตุ 9 สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	89,692,034.09	78,686,524.09
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	(77,101,101.38)	(71,163,454.41)
โปรแกรมคอมพิวเตอร์ - สุทธิ	12,590,932.71	7,523,069.68
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนไม่ระบุรายละเอียด	4,615,083.60	4,615,083.60
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	(4,615,072.60)	(4,615,072.60)
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนไม่ระบุรายละเอียด - สุทธิ	11.00	11.00
รวมสินทรัพย์ไม่มีตัวตน - สุทธิ	**12,590,943.71**	**7,523,080.68**

หมายเหตุ 10 รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง

รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง จำนวน 288,740,715.01 บาท กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดเก็บรายได้แผ่นดินในปีงบประมาณ 2562 แต่นำส่งคลังไม่ทันภายในปีงบประมาณที่รับเงินรายได้แผ่นดิน ได้ปรับปรุงรายการบัญชีเพื่อรับรู้หนี้สินในบัญชีรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง ณ วันสิ้นปีงบประมาณ จำนวน 288,740,715.01 บาท เมื่อกรมบัญชีกลางผ่านรายการเอกสารจะบันทึกรายการบัญชีคู่กับบัญชีค่าใช้จ่ายระหว่างหน่วยงาน - รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง (รหัสบัญชี 5210010112) ด้วยจำนวนเดียวกันและเมื่อขึ้นปีงบประมาณใหม่ กรมบัญชีกลางจะกลับรายการทางบัญชีให้ส่วนราชการ

หมายเหตุ 11 เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
เจ้าหนี้การค้า	10,777,678.51	9,114,288.57
เจ้าหนี้อื่น	4,864.00	27,123.50
ค่าสาธารณูปโภคค้างจ่าย	330,340.28	348,510.42
ใบสำคัญค้างจ่าย	256,845.00	1,203,752.85
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายอื่น	13,330.00	29,378.10
รวมเจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	**11,383,057.79**	**10,723,053.44**

หมายเหตุ 12 เงินรับฝากระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
เงินจัดสรรค่าภาคหลวง	682,258,608.93	718,499,588.37
เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานปิโตรเลียม	86,645,993.87	44,405,055.56
เงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน	-	45,294.23
เงินประกันผลงาน	2,506,540.00	2,307,090.00
เงินประกันอื่น	195,612,422.44	325,965,313.04
รวมเงินรับฝากระยะสั้น	**967,023,565.24**	**1,091,222,341.20**

เงินจัดสรรค่าภาคหลวง จำนวนทั้งสิ้น 3,339,618,793.08 บาท จัดสรรให้กับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 2,657,360,184.15 บาท คงเหลือ 682,258,608.93 บาท

เงินประกันอื่น ประกอบด้วย เงินประกันสัญญา จำนวน 2,249,322.44 บาท และเงินค่าสงวนพื้นที่ จำนวน 193,363,100.00 บาท รวมทั้งสิ้น 195,612,422.44 บาท

หมายเหตุ 13 หนี้สินระยะยาว

จำนวน 5,024,128.83 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาการศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ ได้ตั้งคู่กับบัญชีลูกหนี้ระยะยาวตามหมายเหตุ 7

หมายเหตุ 14 รายได้รอการรับรู้ระยะยาว

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม	32,140,917.07	32,480,749.07
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม	306,503,147.68	312,932,582.63
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล	2,416,773.27	2,416,773.27
รวมรายได้รอการรับรู้ระยะยาว	**341,060,838.02**	**347,830,104.97**

หมายเหตุ 15 รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสม

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสมต้นงวด	37,493,624.55	38,460,726.09
ผลสะสมจากการแก้ไขข้อผิดพลาดปีก่อน	3,134,845.12	-
บวก รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	(24,031,357.32)	(967,101.54)
รวมรายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสม	**16,597,112.35**	**37,493,624.55**

หมายเหตุ 16 รายได้จากงบประมาณ

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
รายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน		
รายได้จากงบบุคลากร	81,964,282.38	79,649,707.33
รายได้จากงบดำเนินงาน	61,573,408.44	65,456,232.40
รายได้จากงบลงทุน	12,473,458.00	3,761,711.55
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	28,949,000.60	33,730,915.40
รายได้จากงบกลาง	39,831,650.38	45,568,215.39
หัก เบิกเกินส่งคืนงบประมาณ	(440,105.37)	(524,975.02)
รวมรายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน - สุทธิ	**224,351,694.43**	**227,641,807.05**
รายได้จากงบประมาณปีก่อนๆ และเงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี เบิกจ่ายปีปัจจุบัน		
รายได้จากงบดำเนินงาน	6,041,745.68	8,358,862.28
รายได้จากงบลงทุน	-	245,026.50
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	6,474,225.60	5,285,240.00
รายได้จากงบกลาง	27,123.50	-
รวมรายได้จากงบประมาณปีก่อนๆ	**12,543,094.78**	**13,889,128.78**
รวมรายได้จากงบประมาณ	**236,894,789.21**	**241,530,935.83**

หมายเหตุ 17 รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
รายได้จากการอุดหนุนหน่วยงานภาครัฐ	13,000,000.00	19,088,000.00
รายได้ของหน่วยงานรับเงินจากหน่วยงานอื่น	-	12,530,000.00
รายได้จากการบริจาค	22,742,706.72	40,080,629.71
รวมรายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	**35,742,706.72**	**71,698,629.17**

หมายเหตุ 18 ค่าใช้จ่ายบุคลากร

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
เงินเดือน	68,573,529.77	66,709,505.04
ค่าล่วงเวลา	112,370.00	108,090.00
เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ	9,521,530.74	9,265,469.13
ค่าจ้าง	4,463,568.00	4,228,546.39
ค่ารักษาพยาบาล	6,362,905.99	8,852,827.61
เงินช่วยการศึกษาบุตร	460,900.00	379,121.75
เงินช่วยเหลือพิเศษกรณีเสียชีวิต	-	118,800.00
เงินชดเชยสมาชิก กบข.	1,158,559.57	1,129,186.00
เงินสมทบ กบข.	1,737,839.38	1,693,778.99
เงินสมทบ กสจ.	133,279.20	125,814.55
เงินสมทบกองทุนประกันสังคม	324,634.00	324,201.00
เงินสมทบกองทุนทดแทน	13,495.00	-
ค่าตอบแทนเหมาจ่ายแทนการจัดหารถประจำตำแหน่ง	928,139.33	869,642.86
รวมค่าใช้จ่ายบุคลากร	**93,790,750.98**	**93,804,983.32**

หมายเหตุ 19 ค่าบำเหน็จบำนาญ

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
บำนาญปกติ	22,820,179.32	21,387,848.72
เงินช่วยค่าครองชีพผู้รับเบี้ยหวัดบำนาญ	1,059,758.68	1,060,503.41
บำเหน็จรายเดือนสำหรับการเบิกเงินบำเหน็จลูกจ้าง	569,073.37	2,944,058.00
บำเหน็จตกทอด	352,815.00	2,336,392.20
บำเหน็จดำรงชีพ	1,688,965.05	1,316,146.45
ค่ารักษาพยาบาล	3,159,288.82	3,819,267.40
เงินช่วยการศึกษาบุตร	54,700.00	76,000.00
เงินช่วยพิเศษกรณีผู้รับบำนาญตาย	-	92,959.80
รวมค่าบำเหน็จบำนาญ	**29,704,780.24**	**33,033,175.98**

หมายเหตุ 20 ค่าใช้สอย

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
ค่าใช้จ่ายฝึกอบรม	13,046,118.47	17,710,989.99
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	2,893,066.20	4,948,409.07
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	290,483.49	43,644.39
ค่าแก๊สและน้ำมันเชื้อเพลิง	160,710.10	217,296.89
ค่าจ้างเหมาบริการ	101,841,555.72	97,241,840.80
ค่าธรรมเนียม	193,509.60	192,338.30
ค่าจ้างที่ปรึกษา	7,431,998.80	28,291,800.00
ค่าใช้จ่ายในการประชุม	1,734,260.00	1,641,860.00
ค่าเช่าอสังหาริมทรัพย์	19,384,978.14	9,193,343.70
ค่าครุภัณฑ์มูลค่าต่ำกว่าเกณฑ์	265,702.40	96,148.95
ค่าเช่าเบ็ดเตล็ด	925,153.87	912,172.92
ค่าใช้จ่ายผลักส่งเป็นรายได้แผ่นดิน	42,663.00	188,477.60
ค่าใช้สอยอื่น ๆ	437,712.51	464,370.10
รวมค่าใช้สอย	**148,647,912.30**	**161,142,692.71**

หมายเหตุ 21 ค่าวัสดุ

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
ค่าวัสดุ	2,296,374.26	1,715,687.03
รวมค่าวัสดุ	**2,296,374.26**	**1,715,687.03**

หมายเหตุ 22 ค่าสาธารณูปโภค

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
ค่าบริการไปรษณีย์โทรเลขและขนส่ง	42,869.00	67,562.00
ค่าไฟฟ้า	3,184,735.77	3,283,560.27
ค่าประปา	7,550.34	7,873.07
ค่าโทรศัพท์	923,521.61	927,600.10
รวมค่าสาธารณูปโภค	**4,158,676.72**	**4,286,595.44**

หมายเหตุ 23 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	1,929,115.67	1,993,114.68
อุปกรณ์	8,710,476.11	9,766,918.50
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	5,937,646.97	7,725,590.88
รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	**16,577,238.75**	**19,485,624.06**

หมายเหตุ 24 ค่าใช้จ่ายอื่น

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
ขาดทุนสุทธิจากการจำหน่ายสินทรัพย์	-	68.00
ค่าใช้จ่ายอื่น	197,520.00	755,840.00
รวมค่าใช้จ่ายอื่น	**197,520.00**	**755,908.00**

บัญชีค่าใช้จ่ายอื่น จำนวน 197,520.00 บาท เป็นผลต่างจากการบันทึกบัญชีอัตโนมัติในระบบ GFMIS ของบัญชี TR - หน่วยงานรับเงินนอกงบประมาณจากกรมบัญชีกลาง จำนวน (5,109,025,866.49) บาท และบัญชี TE - ปรับเงินฝากคลัง จำนวน 5,109,223,386.49 บาท เป็นเงินประกันผลงานจากเงินนอกงบประมาณ

9.5 รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ปีปัจจุบัน และปีก่อน

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2562

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
โครงการ การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านประกอบกิจการปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	39,845,700.00	-	4,916,223.07	34,308,624.60	620,852.33
รวม	**39,845,700.00**	**-**	**4,916,223.07**	**34,308,624.60**	**620,852.33**
แผนงานบุคลากรภาครัฐ (ด้านการสร้างความเข้าใจในการแข่งขันของประเทศ)					
ผลผลิตที่ 1 : รายการค่าใช้จ่ายบุคลากร					
งบบุคลากร	82,536,235.31	-	-	82,536,235.31	-
งบดำเนินงาน	1,452,106.00	-	-	1,271,261.53	180,844.47
รวม	**83,988,341.31**	**-**	**-**	**83,807,496.84**	**180,844.47**
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ					
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริม และการบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบดำเนินงาน	71,279,045.00	-	5,917,568.95	62,100,208.98	3,261,267.07
งบลงทุน	16,195,755.00	-	873,312.60	15,321,798.00	644.40
รวม	**87,474,800.00**	**-**	**6,790,881.55**	**77,422,006.98**	**3,261,911.47**
รวมทั้งสิ้น	**211,308,841.31**	**-**	**11,707,104.62**	**195,538,128.42**	**4,063,608.27**

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายจากเงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี ก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2562

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีงบประมาณ พ.ศ. 2561			
แผนงานพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน			
ผลผลิต : การส่งเสริมและบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
งบดำเนินงาน	3,832,356.96	3,832,356.96	-
งบรายจ่ายอื่น	3,400,000.00	3,400,000.00	-
รวม	**7,232,356.96**	**7,232,356.96**	**-**

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีงบประมาณ พ.ศ. 2561

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบูรณาการพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม					
โครงการพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานแบบบูรณาการ					
งบรายจ่ายอื่น	34,821,800.00	-	3,400,000.00	31,421,736.00	64.00
รวม	**34,821,800.00**	**-**	**3,400,000.00**	**31,421,736.00**	**64.00**
แผนงานบุคลากรภาครัฐ (ด้านการจัดการน้ำและสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน)					
ผลผลิตที่ 1 : ค่าใช้จ่ายบุคลากรภาครัฐ พัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม					
งบบุคลากร	81,041,857.00	-	-	80,172,320.56	869,536.44
งบดำเนินงาน	1,220,643.00	-	-	1,193,843.86	26,799.14
รวม	**82,262,500.00**	**-**	**-**	**81,366,164.42**	**896,335.58**
แผนงานพื้นฐานด้านการจัดการน้ำและสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน					
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริม และการบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบดำเนินงาน	71,225,988.45	-	3,832,356.96	65,961,679.55	1,431,951.94
งบลงทุน	9,624,711.55	-	-	9,384,492.77	240,218.78
รวม	**80,850,700.00**	**-**	**3,832,356.96**	**75,346,172.32**	**1,672,170.72**
รวมทั้งสิ้น	**197,935,000.00**	**-**	**7,232,356.96**	**188,134,072.74**	**2,568,570.30**

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายจากเงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี ก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2561

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายปีงบประมาณ พ.ศ. 2560			
แผนงานพัฒนาและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน			
ผลผลิต : การส่งเสริมและบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
งบดำเนินงาน	2,686,205.38	2,686,205.38	-
งบรายจ่ายอื่น	3,963,240.00	3,963,240.00	-
รวม	**6,649,445.38**	**6,649,445.38**	**-**

9.6 รายงานรายได้แผ่นดิน
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2562

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ		
รายได้แผ่นดิน - ภาษี	46,010,620,095.26	43,851,546,154.19
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	13,364,877,795.37	9,780,523,203.11
รวมรายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ	**59,375,497,890.63**	**53,632,069,357.30**
หัก รายได้แผ่นดินถอนคืนจากคลัง	-	-
รายได้แผ่นดินจัดสรรตามกฎหมาย	-	-
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บสุทธิ	**59,375,497,890.63**	**53,632,069,357.30**
รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	59,423,240,848.61	53,686,186,645.94
รายได้แผ่นดินนำส่งคลังสูงกว่ารายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ	**(47,742,957.98)**	**(54,117,288.64)**
ปรับ รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	336,483,672.99	390,600,961.63
รายการรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลังสุทธิ	**288,740,715.01**	**336,483,672.99**

รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง จำนวน 59,423,240,848.61 บาท ประกอบด้วย รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บในปีงบประมาณ 2562 จำนวน 59,086,757,175.62 บาท และรายได้แผ่นดินรอนำส่งของปีงบประมาณ 2561 จำนวน 336,483,672.99 บาท

รายได้แผ่นดินรอนำส่ง จำนวน (47,742,957.98) บาท เป็นผลต่างของรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลังปีงบประมาณ 2561 จำนวน 336,483,672.99 บาท และปีงบประมาณ 2562 จำนวน 288,740,715.01 บาท เป็นการปรับปรุงรายการบัญชี ณ วันสิ้นปีงบประมาณ ตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ด่วนที่สุด ที่ กค 0423.3/ว 224 ลงวันที่ 29 สิงหาคม 2557

(หน่วย : บาท)

	2562	2561
รายได้แผ่นดิน - ภาษี		
รายได้ภาษีอื่น		
ภาษีทรัพยากรธรรมชาติ รายได้ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม	46,010,620,095.26	43,851,546,154.19
รวมรายได้ภาษีอื่น	**46,010,620,095.26**	**43,851,546,154.19**
รวมรายได้แผ่นดิน - ภาษี	**46,010,620,095.26**	**43,851,546,154.19**
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี		
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		
รายได้ค่าธรรมเนียมปิโตรเลียม	34,631,499.86	20,529,661.32
รายได้ค่าธรรมเนียมสัมปทาน	240,540.00	449,870.00
รายได้ค่าธรรมเนียมการบริการอื่น	9,034.50	8,173.00
รายได้ค่าขายหนังสือราชการ	5,300.00	70,014,550.00
รายได้ค่าขายของเบ็ดเตล็ด	-	200,000.00
รวมรายได้จากการขายสินค้าและบริการ	**34,886,374.36**	**91,202,254.32**
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก		
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝากที่สถาบันการเงิน	2,403,322.89	2,406,650.70
รวมรายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก	**2,403,322.89**	**2,406,650.70**
รายได้อื่น		
รายได้จากค่าปรับอื่น	464,258,798.04	707,093.22
เงินเหลือจ่ายปีเก่า	302,366.94	223,060.09
รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น	12,863,026,933.14	9,685,984,144.78
รวมรายได้อื่น	**13,327,588,098.12**	**9,686,914,298.09**
รวมรายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	**13,364,877,795.37**	**9,780,523,203.11**

รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น จำนวน 12,863,026,933.14 บาท ส่วนใหญ่เป็นเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษที่ผู้รับสัมปทานจ่ายให้แก่รัฐบาลตามผลกำไรปิโตรเลียมประจำปี

9.7 แบบรายงานผลการดำเนินงานตัวชี้วัดระดับกรม
ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2562

องค์ประกอบการประเมิน	ประเด็นการประเมิน	เป้าหมาย			ผลการดำเนินงาน	คะแนน	คะแนนองค์ประกอบ
		ขั้นต่ำ (50)	มาตรฐาน (75)	ขั้นสูง (100)			
1. ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจพื้นฐาน (Functional Based)	1. สัดส่วนการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศลดลง (Energy Intensity)	8.39 (ktoe/Billion Baht)	8.23 (ktoe/Billion Baht)	8.16 (ktoe/Billion Baht)	8.38 (ktoe/Billion Baht)	51.56	
	2. ความสำเร็จในการบริหารจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ					75.00	
	2.1 ความสำเร็จในการบริหารจัดการการจัดหา LNG	33.33 (ร้อยละ)	66.66 (ร้อยละ)	100.00 (ร้อยละ)	100.00 (ร้อยละ)	100.00	63.28
	2.2 ความสำเร็จของการจัดทำกฎหมายเกี่ยวกับการประกอบกิจการปิโตรเลียม	50.00 (ร้อยละ)	75.00 (ร้อยละ)	100.00 (ร้อยละ)	50.00 (ร้อยละ)	50.00	
2. ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจยุทธศาสตร์ที่ได้รับมอบหมายเป็นพิเศษ (Agenda Based)	1. ความสำเร็จของการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลง G1/61 และ G2/61	33.33 (คะแนน)	66.66 (คะแนน)	100.00 (คะแนน)	100.00 (คะแนน)	100.00	100.00
	2. การชี้แจงประเด็นสำคัญที่ทันต่อสถานการณ์ (ถ้ามี)	100.00 (คะแนน)					
3. ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจพื้นที่หรือการบูรณการการดำเนินงานหลายพื้นที่หรือหลายหน่วยงาน (Area Based)	ไม่มีประเมินองค์ประกอบนี้	-	-	-	-	-	-
4. ประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและพัฒนานวัตกรรมและการให้บริการประชาชนหรือหน่วยงานของรัฐ (Innovation Based)	1. ข้อเสนอการพัฒนานวัตกรรม	100.00 (คะแนน)			100.00 (คะแนน)	100.00	100.00
5. ศักยภาพในการเป็นส่วนราชการที่มีความสำคัญเชิงยุทธศาสตร์เพื่อการพัฒนาประเทศ (Potential Based)	1. การดำเนินการตามแผนปฏิรูปองค์กรของส่วนราชการประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2562	100.00 (คะแนน)			100.00 (คะแนน)	100.00	100.00

Part

10

APPENDICES

ภาคผนวก

10.1 5 - Year Look Back
สถิติย้อนหลัง 5 ปี

กิจกรรม Activity	2558 2015	2559 2016	2560 2017	2561 2018	2562 2019
การสำรวจธรณีฟิสิกส์ **Geophysical Surveys**					
การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 2 มิติ (กม.) 2D seismic surveys (km.)	-	-	-	-	-
การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (ตร.กม.) 3D Seismic surveys (sq.km.)	475	886	456	30	170
การเจาะ **Drilling**					
หลุมสำรวจ (หลุม)[1] Exploratory wells[1]	49	16	33	18	22
หลุมพัฒนา (หลุม) Development wells	855	767	591	581	500
ปริมาณการขายและรายได้ของรัฐ **Sale Volume & Govt. Revenue**					
ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Bcf)	1,088	1,103	1,062	1,112	1,053
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	34.5	35.5	35.5	34.7	33.6
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	55.8	60.6	52.6	49.5	48.6
มูลค่าปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Value (billion baht)	393.7	342.3	344.2	378.4	375.5
ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Royalty (billion baht)	47.6	41.3	41.2	45.1	45.1
ผลประโยชน์ตอบแทบพิเศษ (SRB) (พันล้านบาท)[2] SRB (billion baht)[2]	2.5	1.1	0.065	0.465	1.1
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (พันล้านบาท)[2] Petroleum Income tax (billion baht)[2]	81.7	46.1	38.4	66.8	84.1

[1] รวมหลุมประเมินผล / Including appraisal wells

[2] จัดเก็บในเดือนพฤษภาคมถึงสิงหาคมของปีถัดไป / Collected in May to August of the following year

กิจกรรม Activity	2558 2015	2559 2016	2560 2017	2561 2018	2562 2019
การจัดสรรค่าภาคหลวง (ล้านบาท) **Royalty Allocation (Million Bath)**					
ให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม TAOs in producing areas	865.70	686.10	543.10	852.64	842.99
ให้ อบต. และเทศบาลทั่วประเทศ TAOs and other municipalities nationwide	865.70	686.10	543.10	852.64	842.99
ให้องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) PAOs in producing areas	865.70	686.10	543.10	852.64	842.99
สัมปทานปิโตรเลียม **Petroleum Concessions**					
จำนวนสัมปทาน Concessions	43	40	39	39	38
จำนวนแปลงสำรวจ Exploration Blocks	53	50	49	49	48
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ 31 ธันวาคม[3] **Proved Reserves at December 31[3]**					
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Tcf)	7.30	6.83	6.41	6.05	4.88
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	177.57	171.08	166.10	155.72	127.21
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	218.79	178.33	156.40	136.88	125.54

[3] รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

[3] Including half of MTJDA

10.2 ปริมาณ มูลค่าปิโตรเลียม และค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (รายปี)

Sales Volume, Value and Royalty (Annual)

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	TOTAL
Erawan													
Sales (MMCF)	614,049.61	995,249.96	960,353.57	83,849.75	89,913.52	69,466.97	79,201.12	68,161.81	72,903.28	66,143.68	53,057.31	57,549.79	3,209,900.37
Value (MMBaht)	34,280.72	59,180.99	111,686.21	13,290.46	17,813.40	15,610.86	17,419.65	14,380.90	12,808.29	10,979.17	9,632.16	10,555.72	327,638.52
Royalty (MMBaht)	4,303.03	7,397.61	13,960.77	1,661.31	2,226.68	1,951.36	2,177.46	1,797.61	1,601.04	1,372.40	1,204.02	1,319.46	40,972.73
Baanpot + South Satun + S Baanpot													
Sales (MMCF)	76,693.50	239,899.98	213,285.24	28,171.85	29,721.36	24,056.60	25,588.68	26,770.84	23,063.60	25,693.23	26,440.88	29,237.09	768,622.84
Value (MMBaht)	4,439.66	16,545.39	27,432.14	5,545.15	6,330.60	5,326.94	5,618.97	6,084.92	4,278.40	4,400.42	4,927.03	5,659.54	96,589.16
Royalty (MMBaht)	554.95	2,068.14	3,429.02	693.14	791.33	665.87	702.37	760.62	534.80	550.05	615.88	707.44	12,073.60
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	54,477.60	75,973.69	70,828.67	119,403.26	112,758.09	121,267.96	109,267.07	108,460.11	108,276.06	2,626,507.50
Value (MMBaht)	19,128.17	52,599.29	81,759.86	10,292.63	17,618.10	16,855.61	27,953.48	26,175.65	23,424.65	18,769.04	19,216.22	21,354.39	335,147.09
Royalty (MMBaht)	2,391.02	6,574.96	10,220.11	1,286.58	2,202.26	2,106.95	3,494.19	3,271.96	2,928.08	2,346.13	2,402.03	2,669.30	41,893.56
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	55,245.34	123,015.86	117,286.25	124,882.95	135,035.80	125,491.57	124,501.98	115,360.70	122,616.11	1,846,363.16
Value (MMBaht)	9,160.55	18,860.54	42,306.50	9,841.90	25,693.11	24,479.72	26,610.35	27,892.21	21,596.99	19,494.43	19,161.16	21,224.27	266,321.74
Royalty (MMBaht)	1,145.07	2,357.18	5,288.31	1,230.24	3,211.64	3,059.97	3,326.29	3,486.53	2,699.62	2,436.80	2,395.15	2,653.03	33,289.83
Funan + Jakrawan + West Jakrawan + Gomin + Dara + S Gomin													
Sales (MMCF)		669,706.46	930,856.38	91,093.92	86,524.62	101,565.86	80,310.74	80,730.44	86,408.84	96,435.74	96,825.27	97,026.96	2,417,485.22
Value (MMBaht)		47,703.06	114,118.41	17,148.81	19,305.40	22,969.80	17,988.16	18,284.51	16,205.81	16,507.54	17,380.23	18,590.80	326,202.53
Royalty (MMBaht)		5,962.84	14,264.80	2,143.60	2,413.18	2,871.22	2,248.52	2,285.56	2,025.73	2,063.44	2,172.53	2,323.85	40,775.28
Pailin + Morakot+North Pailin + North West Moragot + South Pailin													
Sales (MMCF)		81,689.02	1,212,690.63	133,825.51	140,874.17	137,316.85	136,366.95	111,448.07	119,757.24	126,766.58	148,658.50	149,283.84	2,498,677.36
Value (MMBaht)		7,329.23	189,198.51	24,761.15	29,910.58	35,813.85	38,151.98	30,855.05	30,335.57	21,961.01	23,039.91	26,869.60	458,226.45
Royalty (MMBaht)		916.15	23,649.81	3,095.14	3,738.82	4,476.73	4,769.00	3,856.88	3,791.95	2,745.13	2,879.99	3,358.70	57,278.31
Yala 10A + Yala U2 + Yala U3													
Sales (MMCF)			182,606.64	22,811.98	33,331.49	28,976.57	21,415.34	24,083.14	15,452.65	12,724.91	15,242.02	15,846.25	372,491.00
Value (MMBaht)			23,118.51	4,001.24	6,819.21	6,020.79	4,508.66	4,943.16	2,647.08	1,994.85	2,502.44	2,688.19	59,244.13
Royalty (MMBaht)			2,889.81	500.16	852.40	752.60	563.58	617.89	330.89	249.36	312.81	336.02	7,405.52
Bongkot + Bongkot South													
Sales (MMCF)		981,419.17	2,065,079.60	215,549.06	282,296.90	324,506.28	317,757.84	330,447.49	324,546.86	312,592.20	359,867.74	292,329.58	5,806,392.72
Value (MMBaht)		76,698.06	326,174.82	45,281.47	70,706.88	80,620.92	79,736.02	73,566.77	59,278.07	62,353.94	63,375.67	68,263.49	1,006,056.12
Royalty (MMBaht)		9,587.25	40,771.85	5,660.18	8,838.36	10,077.61	9,967.00	9,195.85	7,409.76	7,794.24	7,921.96	8,532.94	125,757.01
Arthit													
Sales (MMCF)			371,206.41	128,177.80	86,919.07	81,448.42	79,644.42	77,803.54	80,285.14	79,197.33	78,397.95	82,421.87	1,145,501.95
Value (MMBaht)			55,187.03	19,127.57	19,595.10	19,202.26	18,921.67	18,428.89	16,485.00	14,339.55	15,394.30	17,167.71	213,849.07
Royalty (MMBaht)			6,898.38	2,390.95	2,449.39	2,400.28	2,365.21	2,303.61	2,060.62	1,792.44	1,924.29	2,145.96	26,731.13
Sirikit + Sirikit West + Pru Krathiam													
Sales (MMCF)	52,656.31	136,727.29	124,185.67	6,593.40	7,886.11	9,541.05	10,336.74	9,370.63	8,126.02	7,650.43	5,795.67	3,560.77	382,430.10
Value (MMBaht)	1,838.35	7,115.32	7,570.40	349.42	442.71	474.72	519.59	513.75	608.33	1,021.57	755.32	634.04	21,843.50
Royalty (MMBaht)	229.79	898.40	946.30	43.68	55.34	59.34	64.95	64.22	76.04	127.70	94.42	79.25	2,739.42
Nam Phong													
Sales (MMCF)	26.46	249,578.55	127,857.75	5,669.24	5,169.58	4,854.87	4,334.41	4,391.06	4,047.59	3,331.08	3,045.42	3,014.13	415,320.15
Value (MMBaht)	0.86	14,502.04	17,180.29	1,300.67	1,249.11	1,081.19	939.75	582.74	463.50	476.74	520.45	442.55	38,739.89
Royalty (MMBaht)	0.11	1,812.75	2,147.54	162.58	156.14	135.15	117.47	72.84	57.94	59.59	65.06	55.32	4,842.48

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	TOTAL
Tantawan													
Sales (MMCF)		71,808.51	144,858.85	7,676.69	2,784.70	2,105.86	2,379.29	4,700.70	11,716.50	2,178.52			250,209.63
Value (MMBaht)		7,094.31	15,824.22	1,238.76	537.21	365.77	412.02	631.49	1,444.00	286.48			27,834.26
Royalty (MMBaht)		718.10	2,153.12	158.82	68.84	45.78	51.13	77.55	182.81	35.70			3,491.85
Benchamas+Benchamas North+ Maliwan + Jarmjuree													
Sales (MMCF)		43,367.56	522,980.56	43,983.84	39,163.27	36,092.18	30,567.18	29,999.47	31,921.84	28,696.46	23,608.05	23,131.15	853,511.56
Value (MMBaht)		3,957.16	68,152.04	7,841.54	7,918.30	6,746.42	5,765.95	4,567.44	4,145.93	4,001.98	3,589.43	3,673.28	120,359.47
Royalty (MMBaht)		494.55	9,202.07	1,008.60	1,015.31	849.18	721.08	564.46	524.00	491.20	408.84	425.93	15,705.21
Rajpruek													
Sales (MMCF)			13,354.02	2,285.24	373.81	115.26	283.68	210.38	294.99	108.38			17,025.76
Value (MMBaht)			1,728.58	385.11	72.29	18.56	47.21	29.98	35.99	14.41			2,332.14
Royalty (MMBaht)			216.07	48.14	9.04	2.32	5.90	3.75	4.50	1.80			291.52
Sinphuhorm													
Sales (MMCF)			126,634.77	30,345.26	34,026.33	31,970.07	38,393.29	44,044.10	43,327.56	28,365.09	28,657.39	30,817.95	436,581.80
Value (MMBaht)			27,172.40	8,144.08	9,506.35	7,888.58	9,627.93	7,276.92	5,183.63	4,252.98	5,122.27	5,052.44	89,227.57
Royalty (MMBaht)			3,396.55	1,018.01	1,188.29	986.07	1,203.49	909.61	647.95	531.62	640.28	631.56	11,153.45
Lanta + Surin													
Sales (MMCF)			3,778.96	1,061.08	443.48	634.00	8,844.19	785.16	653.41	787.41	526.52	573.46	18,087.66
Value (MMBaht)			652.20	185.51	90.03	118.17	239.58	121.14	82.99	109.75	79.76	90.40	1,769.54
Royalty (MMBaht)			50.30	12.10	6.38	7.25	16.88	8.58	5.48	7.32	4.57	4.95	123.81
Yungthong													
Sales (MMCF)			1,672.96	4,170.51	3,349.21	3,005.49	3,415.52	1,857.97	2,398.60	1,979.85	2,104.13	1,166.52	25,120.75
Value (MMBaht)			230.44	689.62	674.46	622.26	713.16	378.21	413.65	305.62	340.54	195.98	4,563.94
Royalty (MMBaht)			12.15	39.54	37.09	33.36	37.75	19.58	21.62	16.01	17.82	9.80	244.72
Chaba													
Sales (MMCF)			3,381.07	2,078.14	2,902.54	1,524.89	746.39	892.98	2,490.55	3,177.68	2,459.83	2,215.28	21,869.35
Value (MMBaht)			464.09	318.48	499.90	242.02	110.37	115.04	273.26	386.88	320.20	301.07	3,031.31
Royalty (MMBaht)			61.91	40.88	64.15	30.36	13.88	14.27	34.54	47.48	35.97	35.25	378.70
Pakarang + Pakarang South													
Sales (MMCF)				6,295.00	24,436.51	25,645.56	14,872.39	25,331.34	28,876.81	32,548.77	43,541.37	37,173.87	238,721.62
Value (MMBaht)				1,248.38	5,122.94	5,595.12	3,450.90	5,561.30	5,226.67	5,335.22	7,681.39	7,012.84	46,234.76
Royalty (MMBaht)				156.05	640.37	699.39	431.36	695.16	653.33	666.90	960.17	876.61	5,779.35
Burapa													
Sales (MMCF)							96.44	115.67	125.08	28.64	15.49	22.83	404.16
Value (MMBaht)							4.18	5.47	6.00	1.37	0.73	1.01	18.75
Royalty (MMBaht)							0.21	0.27	0.30	0.07	0.04	0.05	0.94
G8/50													
Sales (MMCF)									73.70	358.41	224.08	68.88	725.07
Value (MMBaht)									12.78	63.20	42.78	14.57	133.34
Royalty (MMBaht)									0.64	3.16	2.14	0.73	6.67
G12/48													
Sales (MMCF)											43.17	3,459.14	3,502.31
Value (MMBaht)											12.24	932.03	944.27
Royalty (MMBaht)											0.61	46.96	47.57
Na sanun East													
Sales (MMCF)											6.10	14.50	20.60
Value (MMBaht)											0.39	0.95	1.34
Royalty (MMBaht)											0.02	0.05	0.07
TOTAL NATURAL GAS													
Sales (MMCF)	1,232,100.08	4,515,940.16	8,018,336.78	923,361.21	1,069,106.22	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	23,355,472.62
Value (MMBaht)	68,848.31	311,585.38	1,109,956.66	170,991.95	239,905.70	250,053.55	258,739.59	240,395.53	204,956.59	187,056.17	193,094.63	210,724.86	3,446,308.92
Royalty (MMBaht)	8,623.97	38,787.94	139,558.87	21,349.71	29,964.99	31,210.78	32,277.71	30,006.81	25,591.65	23,338.55	24,058.57	26,213.17	430,982.71

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
Erawan													
Sales (MBBL)	22,101.94	33,243.95	35,198.46	3,813.46	3,284.30	2,196.06	2,471.06	1,938.51	2,279.77	2,338.27	2,153.14	1,841.29	90,758.26
Value (MMBaht)	12,257.33	18,677.07	66,274.84	11,880.78	10,660.12	6,836.80	7,512.69	3,289.20	3,397.72	4,124.32	4,711.13	3,453.87	140,818.53
Royalty (MMBaht)	1,517.01	2,334.62	8,284.36	1,485.10	1,332.51	854.60	939.09	411.15	424.71	515.54	588.89	431.73	17,602.30
Baanpot + S Baanpot													
Sales (MBBL)	3,111.72	1,691.26	5,633.72	1,049.17	860.25	726.84	945.26	1,018.50	892.31	967.95	903.78	1,230.95	15,919.98
Value (MMBaht)	1,613.91	1,058.88	12,874.87	3,264.81	2,807.97	2,260.94	2,864.35	1,726.80	1,309.15	1,674.03	1,959.34	2,309.84	34110.97867
Royalty (MMBaht)	199.92	132.35	1,609.36	408.10	351.00	282.62	358.04	215.85	163.64	209.25	244.92	288.73	4,263.86
Satun + South Satun													
Sales (MBBL)	10,286.84	28,642.68	14,296.33	977.20	1,476.96	931.52	1,391.12	2,109.30	1,844.95	1,658.46	1,830.93	1,203.24	56,362.68
Value (MMBaht)	4,924.60	15,728.47	25,828.23	3,059.84	4,789.17	2,886.58	4,156.89	3,659.29	2,804.15	2,913.23	4,025.59	2,249.58	72,101.01
Royalty (MMBaht)	643.49	1,966.02	3,228.53	382.48	598.65	360.82	519.61	457.41	350.52	364.15	503.20	281.20	9,012.59
Platong + Kaphong + SW. Platong + South Platong + SW. Platong U2 + Platong U3 + Dara													
Sales (MBBL)	8,409.88	11,980.88	737.40	249.82	2,595.04	2,406.35	2,477.50	4,797.41	4,882.91	5,028.67	3,837.00	3,153.22	42,146.19
Value (MMBaht)	4,031.58	6,980.73	796.69	795.00	8,414.55	7,550.75	7,377.98	8,244.47	7,133.15	8,797.40	8,296.65	5,884.08	70,271.46
Royalty (MMBaht)	496.95	872.56	99.59	99.38	1,051.82	943.84	922.25	1,030.56	891.64	1,099.68	1,037.08	735.51	8,783.90
Funan													
Sales (MBBL)		17,218.76	17,036.36	1,463.77	1,581.29	1,145.80	973.61	1,288.32	1,279.61	1,104.32	1,295.56	723.76	45,111.14
Value (MMBaht)		9,519.40	32,569.72	4,545.28	5,135.92	3,546.81	2,748.22	2,151.84	1,919.73	1,979.82	2,876.10	1,353.88	68,346.73
Royalty (MMBaht)		1,189.90	4,071.22	568.16	641.99	443.35	343.53	268.98	239.97	247.48	359.51	169.24	8,543.32
Jakrawan + West Jakrawan													
Sales (MBBL)		3,758.65	7,344.75	438.22	482.12	1,261.84	759.36	814.27	749.51	1,245.76	963.23	769.14	18,586.85
Value (MMBaht)		2,560.27	14,924.61	1,355.31	1,573.71	3,914.28	2,290.49	1,409.62	1,103.56	2,160.84	2,088.64	1,426.54	34,807.86
Royalty (MMBaht)		320.01	1,865.58	169.41	196.71	489.28	286.31	176.20	137.94	270.11	261.08	178.32	4,350.96
Surat													
Sales (MBBL)		1,600.38											1,600.38
Value (MMBaht)		776.81											776.81
Royalty (MMBaht)		97.36											97.36
Gomin + S Gomin													
Sales (MBBL)		3,393.68	6,270.21	1,594.02	1,231.33	983.74	1,058.14	922.75	1,303.90	1,390.89	1,684.75	2,788.93	22,622.34
Value (MMBaht)		2,085.75	10,721.51	5,018.85	3,939.81	3,086.24	3,328.80	1,602.25	1,943.52	2,413.13	3,656.86	5,263.80	43,060.52
Royalty (MMBaht)		260.69	1,339.03	627.36	492.48	385.78	416.10	200.28	242.94	301.64	457.11	657.97	5,381.38
Pladang + Trat + Pladang_PLCPP2 + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + South Trat + Trat 11A + Trat U3													
Sales (MBBL)		2,430.88	9,619.17	488.49	994.17	1,484.27	2,533.49	1,575.45	2,401.30	2,058.81	1,592.10	2,607.59	27,785.73
Value (MMBaht)		2,068.41	16,834.41	1,516.28	3,132.21	4,723.68	7,837.63	2,576.55	3,564.86	3,658.00	3,398.40	4,918.85	54,229.27
Royalty (MMBaht)		258.53	2,104.30	189.53	391.53	590.46	979.70	322.07	445.61	457.25	424.80	614.86	6,778.64
Plamuk													
Sales (MBBL)		146.36	0.90									0.46	147.73
Value (MMBaht)		119.60	0.93									0.86	121.39
Royalty (MMBaht)		14.94	0.12									0.11	15.16
Pailin + Morakot + North Pailin + North West Moragot + South Pailin													
Sales (MBBL)		5,290.09	53,958.13	5,672.10	5,441.81	5,784.45	6,356.34	5,187.79	5,548.97	5,755.59	6,371.07	6,404.25	111,770.59
Value (MMBaht)		4,879.21	107,337.55	17,742.70	17,779.44	18,137.97	19,320.06	8,707.97	8,260.37	10,173.34	13,920.25	12,032.84	238,291.70
Royalty (MMBaht)		609.51	13,417.19	2,217.84	2,222.43	2,267.25	2,415.01	1,088.50	1,032.55	1,271.67	1,740.03	1,504.10	29,786.07
Arthit													
Sales (MBBL)			17,395.54	5,799.22	3,868.73	3,382.33	3,428.20	3,438.94	3,417.65	3,547.12	3,783.46	3,903.53	51,964.72
Value (MMBaht)			42,412.51	18,546.99	12,891.84	10,841.64	10,474.01	5,769.68	5,077.93	6,232.58	8,294.92	7,414.54	127,956.64
Royalty (MMBaht)			5,301.56	2,318.37	1,611.48	1,355.21	1,309.25	721.21	634.74	779.07	1,036.87	926.82	15,994.58

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
Bongkot + Bongkot South													
Sales (MBBL)		23,803.66	64,439.47	7,451.04	10,196.19	11,859.97	10,530.39	10,102.61	9,749.62	9,529.89	9,016.53	8,284.06	174,963.43
Value (MMBaht)		15,768.02	121,455.44	23,100.34	32,453.30	36,504.58	31,291.30	16,768.22	13,855.13	16,419.62	19,325.73	15,374.53	342,316.20
Royalty (MMBaht)		1,970.98	15,181.93	2,887.54	4,056.66	4,563.07	3,911.41	2,096.03	1,731.89	2,052.45	2,415.72	1,921.82	42,789.50
Sinphuhorm													
Sales (MBBL)			660.75	138.77	156.34	139.39	151.32	168.07	159.22	91.43	89.62	99.49	1,854.40
Value (MMBaht)			1,502.86	424.42	485.12	410.71	452.38	280.69	236.97	161.79	189.74	172.82	4,317.52
Royalty (MMBaht)			187.86	53.05	60.64	51.34	56.55	35.09	29.62	20.22	23.72	21.60	539.69
Pakarang + Pakarang South													
Sales (MBBL)				201.90	1,080.66	1,083.47	1,160.24	1,223.51	1,039.85	849.42	1,172.95	1,053.42	8,865.41
Value (MMBaht)				641.94	3,528.65	3,422.08	3,630.23	2,136.91	1,574.83	1,540.04	2,558.68	1,969.60	21,002.94
Royalty (MMBaht)				80.24	441.08	427.76	453.78	267.11	196.85	192.50	319.83	246.20	2,625.37
G12/48													
Sales (MBBL)												40.02	40.02
Value (MMBaht)												70.64	70.64
Royalty (MMBaht)												3.76	3.76
G8/50													
Sales (MBBL)										18.00	10.00	3.07	31.07
Value (MMBaht)										29.37	23.31	6.47	59.15
Royalty (MMBaht)										1.47	1.17	0.32	2.96
TOTAL CONDENSATE													
Sales (MBBL)	43,910.39	133,201.24	232,591.19	29,337.17	33,249.18	33,386.03	34,236.02	34,585.41	35,549.57	35,584.58	34,704.12	34,106.41	714,441.30
Value (MMBaht)	22,827.42	80,222.62	453,534.16	91,892.54	107,591.82	104,123.04	103,285.03	58,323.50	52,181.06	62,277.52	75,325.35	63,902.73	1,275,486.77
Royalty (MMBaht)	2,857.37	10,027.47	56,690.61	11,486.57	13,448.98	13,015.38	12,910.63	7,290.44	6,522.63	7,782.49	9,413.92	7,982.28	159,428.77

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	TOTAL
Sirikit (LPG)													
Sales (MMKG) *	41.10	1,018.18	946.74	86.29	92.73	97.68	93.50	96.53	96.73	88.98	74.29	72.98	2,805.75
Value (MMBaht)	251.51	6,856.25	9,831.40	801.43	882.98	914.42	927.05	1,275.96	1,338.80	1,230.52	1,026.46	1,008.33	26,345.11
Royalty (MMBaht)	31.44	857.02	1,228.93	100.18	110.37	114.30	115.88	159.50	167.35	153.82	128.31	126.04	3,293.12
Platong + Platong U3 + South Platong													
Sales (MBBL)			4,086.90	27.98	7.93	9.89	70.71	332.21	290.48	657.11	1,152.19	1,924.64	8,560.03
Value (MMBaht)			6,551.73	91.66	27.46	32.97	193.46	547.41	412.70	1,190.92	2,726.06	3,958.17	15,732.55
Royalty (MMBaht)			818.97	11.46	3.43	4.12	24.18	68.43	51.59	148.87	340.76	494.77	1,966.57
Kaphong + Kaphong 10A + Kaphong U3													
Sales (MBBL)			8,590.03	1,985.39	897.36	887.80	718.90	1,910.50	3,092.99	2,618.17	2,535.39	2,825.40	26,061.93
Value (MMBaht)			20,067.58	6,481.87	3,119.04	2,939.68	2,366.72	3,079.01	4,459.84	4,829.33	5,918.80	5,795.46	59,057.33
Royalty (MMBaht)			2,508.45	810.23	389.88	367.46	295.84	384.88	557.48	603.67	739.85	724.43	7,382.17
Plamuk													
Sales (MBBL)			48,122.25	4,684.75	6,339.68	7,161.39	5,484.01	4,209.56	3,790.77	3,680.12	2,759.72	3,148.59	89,380.83
Value (MMBaht)			107,806.51	15,260.55	22,027.03	23,875.41	17,754.13	7,392.28	5,651.74	6,720.50	6,364.01	6,414.25	219,266.41
Royalty (MMBaht)			13,475.81	1,907.57	2,753.38	2,984.43	2,219.27	924.04	706.47	840.06	795.50	801.78	27,408.30
Surat													
Sales (MBBL)			6,779.13	1,724.14	984.59	570.47	1,133.41	643.58	294.56	193.46	494.57	481.28	13,299.18
Value (MMBaht)			15,238.54	5,744.81	3,403.49	1,911.59	3,594.60	1,139.75	436.56	358.33	1,180.05	979.48	33,987.19
Royalty (MMBaht)			1,904.82	718.10	425.44	238.95	449.33	142.47	54.57	44.79	147.51	122.43	4,248.40
Yala + Yala 10A + Yala U2 + Yala U3													
Sales (MBBL)			28,544.08	3,353.23	1,924.11	1,927.79	1,261.31	2,050.61	2,085.97	1,547.87	2,366.48	2,315.63	47,377.07
Value (MMBaht)			66,627.53	11,055.82	6,726.98	6,385.38	3,865.45	3,532.86	3,155.12	2,863.51	5,425.03	4,694.77	114,332.45
Royalty (MMBaht)			8,328.44	1,381.98	840.87	798.17	483.18	441.61	394.39	357.94	678.13	586.85	14,291.56
Pladang + Trat + Satun + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + Pladang_PLCPP2													
Sales (MBBL)			210.73		1.31		19.72	30.81	93.76	73.33	338.06	299.45	1,067.15
Value (MMBaht)			499.72		4.40		52.31	53.30	148.51	137.43	807.05	630.76	2,333.49
Royalty (MMBaht)			62.47		0.55		6.54	6.66	18.56	17.18	100.88	78.85	291.69
Jasmine													
Sales (MBBL)			33,150.69	6,220.76	5,100.15	4,830.23	5,085.87	4,524.47	4,870.65	4,429.34	4,902.03	4,024.35	77,138.54
Value (MMBaht)			77,055.89	19,571.81	17,124.91	15,574.08	16,112.45	7,946.68	6,974.69	7,968.79	9,485.43	8,052.28	185,867.01
Royalty (MMBaht)			9,631.99	2,446.48	2,140.61	1,946.76	2,014.06	993.34	871.84	996.10	1,185.68	1,006.53	23,233.38
Sirikit et al.													
Sales (MBBL)	50,191.72	77,141.28	72,352.20	8,324.88	10,249.52	11,953.53	10,162.57	10,592.81	10,020.90	9,460.38	9,848.34	11,172.89	241,279.30
Value (MMBaht)	24,559.24	40,821.30	129,679.21	25,468.74	32,634.91	35,757.07	29,220.38	16,733.37	13,645.05	15,687.83	20,223.86	20,423.20	380,294.91
Royalty (MMBaht)	3,069.90	5,102.71	16,209.90	3,183.59	4,079.36	4,469.63	3,652.55	2,091.67	1,705.63	1,960.98	2,527.98	2,552.90	47,536.91
Nang Nuan													
Sales (MBBL)	475.75	4,030.71	1,124.11										5,154.82
Value (MMBaht)	156.14	1,897.89	2,553.78										4,451.67
Royalty (MMBaht)	19.52	237.22	319.22										556.44
Kamphang Saen + U-Thong + Sangkrajai													
Sales (MBBL)		3,097.05	1,915.24	142.70	136.14	120.19	97.35	140.98	134.48	92.49	92.06	83.19	6,051.87
Value (MMBaht)		1,320.56	3,155.16	438.20	440.84	362.68	284.35	226.16	173.38	155.39	195.92	153.60	6,906.25
Royalty (MMBaht)		65.54	157.75	21.91	22.04	18.13	14.22	11.31	8.67	7.77	9.80	7.68	344.82
Bung Ya + Bung Muang + Nong Sa													
Sales (MBBL)		1,247.72	4,128.91	493.99	596.57	625.12	550.14	520.71	526.00	415.34	440.05	448.44	9,992.98
Value (MMBaht)		659.69	7,890.72	1,532.34	1,936.25	1,895.19	1,616.83	851.52	694.55	714.26	948.17	824.95	19,564.46
Royalty (MMBaht)		32.96	394.54	76.62	96.81	94.76	80.84	42.58	34.73	35.71	47.41	41.25	978.20

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	TOTAL
Wichian Buri + Nasanun + WBEXT-3 + POE Na sanun East + Borang North													
Sales (MBBL)		444.41	8,992.08	875.05	541.98	458.42	1,303.50	1,781.74	1,315.51	578.77	403.99	265.25	16,960.70
Value (MMBaht)		215.18	19,322.10	2,612.56	1,726.42	1,331.63	3,544.94	2,822.30	1,628.80	956.13	838.80	470.22	35,469.07
Royalty (MMBaht)		10.57	1,273.01	133.63	86.33	66.58	197.33	168.80	89.90	48.76	41.94	23.51	2,140.36
Tantawan													
Sales (MBBL)		8,482.93	19,539.55	1,242.24	1,202.58	1,032.79	575.78	772.92	1,125.11	510.34	142.23		34,626.45
Value (MMBaht)		6,977.77	37,445.60	4,256.75	4,205.75	3,542.99	1,856.10	1,348.11	1,668.32	918.15	278.95		62,498.49
Royalty (MMBaht)		872.84	5,087.72	552.02	545.50	451.02	235.51	165.21	212.73	114.46	34.33		8,271.36
Benchamas + Maliwan + Jarmjuree + Benchamas North + Jarmjuree North													
Sales (MBBL)		9,576.23	141,791.08	8,809.53	9,501.20	8,660.13	8,984.70	8,239.93	7,837.70	7,769.00	5,921.64	6,424.26	223,515.39
Value (MMBaht)		11,419.23	280,003.69	29,182.51	33,272.35	29,034.14	29,611.90	14,448.81	11,254.98	13,997.49	13,323.43	13,129.51	478,678.03
Royalty (MMBaht)		1,490.29	38,033.79	3,771.08	4,277.51	3,652.97	3,703.12	1,782.71	1,426.16	1,722.97	1,521.47	1,528.68	62,910.74
Rajapruek + Lanta + Surin													
Sales (MBBL)			14,332.96	2,756.32	2,793.59	1,922.68	2,524.84	2,617.77	2,378.88	2,295.66	1,380.00	1,151.52	34,154.23
Value (MMBaht)			35,254.35	9,174.44	9,835.91	6,478.74	7,999.52	4,580.97	3,418.90	4,155.70	3,088.59	2,318.65	86,305.78
Royalty (MMBaht)			3,428.03	736.18	745.02	444.55	581.04	335.67	244.15	286.83	184.85	127.59	7,113.91
Bauluang													
Sales (MBBL)			7,152.53	2,522.84	2,963.80	4,361.89	4,454.82	4,216.12	2,836.29	3,324.90	2,959.67	2,427.19	37,220.04
Value (MMBaht)			13,923.21	8,033.67	9,673.48	13,945.16	13,423.88	7,272.27	3,772.41	5,826.93	6,480.13	4,745.78	87,096.93
Royalty (MMBaht)			1,168.01	660.61	791.84	1,237.37	1,207.28	655.43	300.93	469.31	479.72	348.73	7,319.23
Songkhla													
Sales (MBBL)			4,487.75	3,430.06	6,588.26	7,971.45	5,035.97	4,699.14	4,644.74	3,306.22	2,401.76	2,121.23	44,686.58
Value (MMBaht)			9,258.02	10,609.24	21,664.61	25,301.71	15,687.44	7,841.17	6,104.86	6,082.30	5,482.03	4,244.05	112,275.42
Royalty (MMBaht)			716.86	890.63	2,301.47	2,761.00	1,460.58	729.26	567.48	467.70	373.35	309.61	10,577.92
Yungthong													
Sales (MBBL)			629.05	931.41	821.29	646.67	631.25	357.99	578.13	482.84	557.40	245.13	5,881.17
Value (MMBaht)			1,563.66	3,211.25	2,879.24	2,124.77	2,084.84	646.98	940.03	905.41	1,325.36	504.30	16,185.85
Royalty (MMBaht)			83.51	199.43	168.42	126.60	117.51	37.42	52.19	51.54	70.20	25.22	932.03
Chaba													
Sales (MBBL)			3,115.29	814.45	643.06	376.02	493.57	336.94	974.05	937.62	682.27	1,132.37	9,505.63
Value (MMBaht)			7,518.19	2,780.71	2,278.78	1,242.27	1,608.14	608.41	1,523.03	1,776.55	1,585.88	2,352.84	23,274.80
Royalty (MMBaht)			1,007.83	361.30	294.77	156.64	203.43	76.31	193.10	217.56	181.68	275.61	2,968.23
North Kung													
Sales (MBBL)			228.77	492.42	467.00	216.40	191.53	242.56	345.94	69.13	22.23		2,275.98
Value (MMBaht)			568.72	1,588.55	1,597.41	716.08	622.36	368.17	473.73	124.24	52.66		6,111.93
Royalty (MMBaht)			71.09	198.57	199.68	89.51	77.80	46.02	59.22	15.53	6.58		763.99
Arunothai													
Sales (MBBL)			8.39	13.83									22.22
Value (MMBaht)			20.14	42.94									63.08
Royalty (MMBaht)			1.01	2.15									3.15
Burapa													
Sales (MBBL)			86.88		221.87	218.24	210.09	189.11	200.13	49.51	33.57	54.42	1,263.82
Value (MMBaht)			197.50		704.81	662.30	632.53	312.71	270.84	87.63	77.81	102.69	3,048.82
Royalty (MMBaht)			9.87		35.24	33.12	31.63	15.64	13.54	4.38	3.89	5.13	152.44
L53A + L53D + L53G													
Sales (MBBL)			28.68	165.71	342.98	323.68	239.45	221.50	189.06	185.12	182.16	773.68	2,652.01
Value (MMBaht)			61.67	498.84	1,093.41	950.14	687.44	342.11	243.30	308.93	379.08	1,330.89	5,895.80
Royalty (MMBaht)			3.08	24.94	54.67	47.51	34.37	17.11	12.16	15.45	18.95	70.45	298.69

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	TOTAL
Bung Krathiam													
Sales (MBBL)			0.70	1.10	1.13	1.02	0.65		0.70	0.16	0.21	5.76	11.43
Value (MMBaht)			1.63	3.39	3.71	3.09	1.74		0.93	0.28	0.50	10.84	26.11
Royalty (MMBaht)			0.08	0.17	0.19	0.15	0.09		0.05	0.01	0.02	0.54	1.31
L33													
Sales (MBBL)			41.73	83.58	26.40	17.31	16.32	14.58	11.73	67.14	126.74	23.66	429.17
Value (MMBaht)			96.62	244.19	82.47	50.02	45.47	22.64	14.87	117.47	262.57	43.16	979.48
Royalty (MMBaht)			4.83	12.21	4.12	2.50	2.27	1.13	0.74	5.87	13.13	2.16	48.97
Nong Phak Chi													
Sales (MBBL)				1.04	4.49	65.37	44.19	108.36	193.69	229.18	380.00	603.62	1,629.95
Value (MMBaht)				3.24	13.73	198.73	130.66	171.20	265.92	386.79	807.59	1,115.73	3,093.59
Royalty (MMBaht)				0.16	0.69	9.94	6.53	8.56	13.30	19.34	40.38	56.14	155.04
SW. Platong + SW Platong_U2													
Sales (MBBL)				12.02			0.44	172.65	174.79	179.77	382.38	295.10	1,217.14
Value (MMBaht)				39.76			0.92	302.53	275.97	325.37	899.11	596.37	2,440.03
Royalty (MMBaht)				4.97			0.12	37.82	34.50	40.67	112.39	74.55	305.00
Pakarang													
Sales (MBBL)				4.09			11.62	578.25	1,955.67	2,208.12	2,257.86	1,018.61	8,034.22
Value (MMBaht)				13.48			34.24	952.92	2,943.22	4,071.67	5,269.53	2,096.11	15,381.18
Royalty (MMBaht)				1.69			4.28	119.11	367.90	508.96	658.69	262.01	1,922.65
Manora													
Sales (MBBL)							103.83	5,144.16	3,982.12	2,554.71	2,275.61	2,110.01	16,170.43
Value (MMBaht)							202.03	8,587.87	5,441.49	4,701.87	5,221.25	4,332.89	28,487.41
Royalty (MMBaht)							11.17	798.84	462.83	352.87	390.42	327.87	2,344.00
Wang Phai Sung													
Sales (MBBL)								18.35	75.10	51.29	7.86		152.60
Value (MMBaht)								26.00	110.16	89.06	16.31		241.52
Royalty (MMBaht)								1.30	5.51	4.45	0.82		12.08
Wassana													
Sales (MBBL)								288.40	2,907.14	1,520.38	1,533.17	1,649.37	7,898.47
Value (MMBaht)								317.74	2,647.60	2,286.23	3,253.59	3,018.16	11,523.33
Royalty (MMBaht)								24.75	206.33	171.13	233.72	231.95	867.87
Nong Yao													
Sales (MBBL)								846.04	3,639.43	3,186.74	2,998.34	2,712.63	13,383.18
Value (MMBaht)								1,242.93	5,120.81	5,869.54	7,047.39	5,791.85	25,072.52
Royalty (MMBaht)								82.54	428.14	467.33	531.77	443.61	1,953.38
TOTAL CRUDE OIL													
Sales (MBBL)**	50,667.47	104,020.34	409,439.68	49,113.50	52,356.99	54,358.47	49,406.54	55,802.75	60,566.45	52,674.17	49,577.96	49,737.68	1,037,721.99
Value (MMBaht)	24,966.89	70,167.87	852,192.86	158,742.75	177,360.36	175,230.24	154,161.87	94,994.15	85,211.13	94,844.56	109,991.40	99,139.30	2,097,003.39
Royalty (MMBaht)	3,120.86	8,669.15	105,930.00	18,207.85	20,368.19	20,116.17	17,229.92	10,370.09	9,262.13	10,152.00	11,600.10	10,656.86	245,683.33
GRAND TOTAL													
TOTAL VALUE (MMBaht)	116,642.62	461,975.87	2,415,683.68	421,627.24	524,857.87	529,406.84	516,186.48	393,713.18	342,348.79	344,178.24	378,411.38	373,766.89	6,818,799.08
TOTAL ROYALTY (MMBaht)	14,602.20	57,484.56	302,179.48	51,044.13	63,782.16	64,342.34	62,418.26	47,667.33	41,376.41	41,273.03	45,072.59	44,852.31	836,094.80

หมายเหตุ - G12/48 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนตุลาคม 2561

- Na sanun East เริ่มมีการขายก๊าซธรรมชาติในเดือนพฤศจิกายน 2561

** ปริมาณขายเฉพาะ Crude ไม่รวม LPG

Average Daily Production of Natural Gas / in the Year 2012-2019

Average Daily Production of Condensate / in the Year 2012 - 2019

Average Daily Production of Crude Oil/ in the Year 2012 - 2019

10.3 ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2562 (รายเดือน)

2019 Production (Monthly)

Monthly Production of Natural Gas in 2019 (MMSCF)

Operator	Block	Field	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19
CTEP	10-13 10A 11A U1235	Erawan Group	39,097.48	35,411.08	41,629.63	38,527.26	39,034.79	42,542.36
CTEP	B12/27	Pailin	12,267.75	12,317.03	13,718.25	13,027.79	13,135.93	13,006.43
Chevron Pattani	G4/48	Yung Thong	106.78	21.69	-	-	232.05	111.64
PTTEP	15-16	Bongkot	17,778.93	15,264.38	17,237.64	16,182.92	16,048.52	15,906.71
PTTEP	16-17	Bongkot South	138.21	7,108.31	12,742.91	11,191.80	12,103.59	11,419.80
PTTEP	14A-16A	Arthit	9,154.31	7,408.10	8,064.95	8,019.70	7,946.24	5,970.46
PTTEP Inter	G8/50	G8/50	23.29	35.88	2.96	-	-	-
PTTEP	G12/48	G12/48	0.05	0.71	50.59	222.75	483.71	442.38
COTL	B8/32	Tantawan Group, Benchamas	2,311.06	2,474.26	2,801.82	2,419.74	2,879.66	2,732.26
COTL	G4/43	Lanta, Surin	48.04	43.51	65.81	55.23	51.23	38.90
Total Offshore			**80,925.90**	**80,084.93**	**96,314.56**	**89,647.18**	**91,915.72**	**92,170.94**
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	930.31	825.72	949.70	991.17	1,009.85	960.42
EMEPKI	E5	Nam Phong	269.34	238.14	263.64	255.21	262.48	254.21
PTTEP SP	EU1, E5	Sinphuhorm	3,164.71	2,107.83	3,320.55	3,015.31	3,334.28	1,042.00
ECOR	L44/43	Nasanun East, Borang North	11.68	9.88	12.42	12.94	9.29	9.25
Siam Moeco	L11/43	Burapa	0.41	10.41	11.52	2.73	4.60	5.34
Total Onshore			**4,376.45**	**3,191.98**	**4,557.83**	**4,277.35**	**4,620.49**	**2,271.22**
Grand Total			**85,302.34**	**83,276.91**	**100,872.39**	**93,924.53**	**96,536.21**	**94,442.16**

หมายเหตุ : แหล่งบงกชใต้ หยุดผลิตเดือนมกราคมและกุมภาพันธ์ 2562
แหล่งปลาทอง หยุดผลิตในเดือนกุมภาพันธ์ 2562
แหล่งอาทิตย์ หยุดผลิตในเดือนมิถุนายน 2562
แหล่งบงกช หยุดผลิตเดือนสิงหาคม 2562

Monthly Production of Natural Gas in 2019 (MMSCF)

Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	Avg. MMSCF/ Month	Avg., MMSCFD
40,920.16	42,955.52	38,913.70	43,304.32	41,416.59	37,907.64	481,660.53	84,001,596.78	40,138.38	1,319.62
13,841.01	12,524.36	12,928.06	12,851.31	12,653.49	13,487.25	155,758.65	27,164,308.73	12,979.89	426.74
88.88	72.95	55.23	44.61	2.02	1.09	736.94	128,521.64	61.41	2.02
16,370.20	13,612.91	12,350.45	17,193.95	17,762.95	18,255.51	193,965.07	33,827,508.37	16,163.76	531.41
12,840.87	12,671.64	11,246.71	12,086.02	12,773.58	13,026.08	129,349.51	22,558,555.32	10,779.13	354.38
7,949.88	7,893.49	6,644.25	7,912.74	7,834.63	8,151.50	92,950.23	16,210,519.94	7,745.85	254.66
-	-	-	-	-	-	62.13	10,835.47	6.90	0.23
438.98	619.56	485.28	377.66	356.35	641.77	4,119.80	718,493.99	2,059.90	68.66
2,858.97	2,739.25	2,654.77	2,033.08	1,936.11	2,013.45	29,854.43	5,206,612.42	2,487.87	81.79
48.19	34.59	34.42	52.87	84.24	69.55	626.57	109,273.63	52.21	1.72
95,357.11	**93,124.27**	**85,312.88**	**95,856.57**	**94,819.96**	**93,553.85**	**1,089,083.87**	**189,936,226.30**	**90,756.99**	**2,983.79**
975.36	949.56	922.69	946.25	974.98	941.81	11,377.82	1,984,291.49	948.15	31.17
262.73	262.29	171.70	264.41	252.25	260.45	3,016.82	526,133.20	251.40	8.27
2,394.79	2,871.90	929.95	2,528.80	3,060.93	3,148.16	30,919.22	5,392,311.63	2,576.60	84.71
7.96	8.00	7.63	10.32	19.72	7.75	126.84	22,121.53	63.42	2.08
6.31	4.35	1.04	4.39	8.13	2.94	62.19	10,845.82	15.55	0.51
3,647.15	**4,096.10**	**2,033.01**	**3,754.17**	**4,316.00**	**4,361.11**	**45,502.89**	**7,935,703.67**	**3,791.91**	**124.67**
99,004.27	**97,220.37**	**87,345.89**	**99,610.75**	**99,135.97**	**97,914.96**	**1,134,586.75**	**197,871,929.97**	**94,548.90**	**3,108.46**

Monthly Production of Condensate in 2019 (BBL)

Operator	Block	Field	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group U1235	1,459,355	1,493,987	1,670,944	1,665,003	1,541,648	1,617,515
CTEP	B12/27	Pailin	511,279	503,799	581,151	551,781	529,156	494,835
PTTEP	15-16	Bongkot	452,074	349,481	449,823	419,118	417,607	397,830
PTTEP	16-17	Bongkot South	6,502	236,285	336,573	321,869	327,537	320,899
PTTEP	14A-16A	Arthit	369,755	324,704	347,004	333,790	319,683	271,932
PTTEP Inter	G8/50	G8/50	380	570	116	-	-	-
PTTEP	G12/48	G12/48	0	29	777	3,244	8,367	8,504
Total Offshore			**2,799,344**	**2,908,855**	**3,386,388**	**3,294,805**	**3,143,997**	**3,111,515**
PTTEP SP	EU1, E5	Sinphuhorm	10,824	6,842	10,877	9,885	10,730	1,328
Total Onshore			**10,824**	**6,842**	**10,877**	**9,885**	**10,730**	**1,328**
Grand Total			**2,810,168**	**2,915,697**	**3,397,265**	**3,304,690**	**3,154,728**	**3,112,843**

Monthly Production of Condensate in 2019 (BBL)

Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	Avg. BBL/ Month	Avg., BBLD
1,639,918	1,584,866	1,458,180	1,600,695	1,466,853	1,255,682	18,454,646	16,786,346	1,537,887	50,561
564,571	526,102	522,051	547,798	510,752	506,957	6,350,232	5,776,171	529,186	17,398
401,038	328,378	319,263	433,967	462,061	465,774	4,896,414	4,453,778	408,034	13,415
359,199	327,470	278,956	316,227	326,602	325,863	3,483,981	3,169,029	290,332	9,545
355,783	348,772	325,681	333,333	347,470	317,731	3,995,638	3,634,432	332,970	10,947
-	-	-	-	-	-	1,066	970	118.44	3.95
8,315	9,876	8,748	7,367	5,574	8,586	69,385	63,112	34,692.30	1,156.41
3,328,824	**3,125,464**	**2,912,879**	**3,239,387**	**3,119,312**	**2,880,593**	**37,251,362**	**33,883,839**	**3,104,280**	**102,058.53**
9,705	8,982	1,355	9,602	9,717	9,361	99,210	90,241	8,267	272
9,705	**8,982**	**1,355**	**9,602**	**9,717**	**9,361**	**99,210**	**90,241**	**8,267**	**272**
3,338,529	**3,134,446**	**2,914,235**	**3,248,990**	**3,129,028**	**2,889,954**	**37,350,572**	**33,974,080**	**3,112,548**	**102,330**

Monthly Production of Crude Oil in 2019 (BBL)

Operator	Block	Field	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group U1235	742,492	283,087	862,463	789,619	874,232	891,054
Chevron Pattani	G4/48	Yung Thong	27,282	10,896	0	0	118,169	88,757
COTL	B8/32	Tantawan Group, Benchamas	672,665	626,624	794,443	760,916	708,528	631,745
COTL	G4/43	Lanta, Surin	64,528	60,367	80,462	74,777	77,442	108,176
MP B5	B5/27	Jasmine, Ban Yen	321,237	292,024	328,274	347,041	275,734	321,366
MP G1	G1/48	Manora	157,722	170,548	169,234	160,177	161,613	158,971
MP G11	G11/48	Nong Yao	184,766	224,507	223,108	210,449	220,883	216,827
KrisEnergy	G10/48	Wassana	100,597	115,813	150,442	149,581	154,427	144,669
OPHIR	B8/38	Bualuang	233,591	236,220	246,617	230,676	217,022	212,488
CEC	G5/43	Songkhla	146,350	176,506	194,040	184,626	190,710	177,823
Total Offshore			**2,651,230**	**2,196,591**	**3,049,083**	**2,907,862**	**2,998,761**	**2,951,875**
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	842,379	765,479	925,609	949,235	962,576	915,702
PTTEP Inter	PTTEP 1	Kamphaeng Saen, U-Thong, Sang Krajai	7,641	6,690	6,787	7,274	8,003	6,790
PTTEP Inter	L22/43	Wang Phai Sung	0	0	0	0	0	0
PTTEP Inter	L53/43	Bung Krathiam	36	168	167	180	152	16
PTTEP Inter	L54/43	Nong Phak Chi	19,817	21,197	19,282	20,510	9,925	8,085
SINO US.	NC	Bung Ya, Bung Muang	15,364	13,877	16,144	15,326	15,677	14,934
CNPCHK	L21/43	Bung Ya West, Nong Sa, Bung Mung West	23,398	21,134	25,550	25,074	21,845	18,490
ECOE	SW1	Wichianburi, Na Sanun, Si thep	2,275	2,003	2,333	2,262	2,373	2,337
ECOR	L33/43	L33	1,143	663	613	525	523	493
ECOR	L44/43	Nasanun East, Bo Rang North	29,347	22,751	25,947	21,246	21,126	21,396
POS	L53/48	L53	42,140	36,836	13,902	16,018	68,366	93,373
Siam Moeco	L11/43	Burapa	181	11,328	12,542	2,916	4,965	5,998
Total Onshore			**983,721**	**902,126**	**1,048,875**	**1,060,565**	**1,115,531**	**1,087,613**
Grand Total			**3,634,951**	**3,098,718**	**4,097,958**	**3,968,427**	**4,114,291**	**4,039,488**
		Fang	22,692	20,447	22,766	22,266	23,130	22,417
		Sirikit (LPG, Ton)	5,998	5,512	3,561	5,779	6,282	6,279

หมายเหตุ : แหล่งปลาทอง หยุดผลิตในเดือนกุมภาพันธ์ 2562
แหล่งบัวหลวง หยุดผลิตในเดือนสิงหาคม 2562
แหล่งสงขาลาดี หยุดผลิตถาวรในเดือนพฤศจิกายน 2562
แหล่ง L53 มีการเจาะหลุมเพิ่มและเริ่มผลิตในเดือนมิถุนายน 2562

Monthly Production of Crude Oil in 2019 (BBL)

Jul-19	Aug-19	Sep-19	Oct-19	Nov-19	Dec-19	TOTAL	Avg.BBL/ Month	Avg., BBLD
884,244	920,647	846,779	947,016	878,274	813,028	9,732,935	811,078	26,666
66,244	16,368	6,242	4,992	2,449	2,081	343,480	28,623	941
595,681	507,194	533,799	595,888	576,046	578,508	7,582,037	631,836	20,773
113,023	104,876	115,785	123,986	102,893	98,888	1,125,203	93,767	3,083
338,558	325,506	313,578	344,967	371,993	364,702	3,944,981	328,748	10,808
146,219	170,769	156,345	176,964	167,105	154,280	1,949,947	162,496	5,342
242,002	229,101	213,171	209,866	208,773	190,555	2,574,008	214,501	7,052
129,529	129,416	125,168	148,232	130,995	116,241	1,595,110	132,926	4,370
209,816	51,978	171,194	199,335	176,970	323,841	2,509,748	209,146	6,876
185,180	180,550	171,780	175,730	160,820	101,940	2,046,055	170,505	5,606
2,910,497	**2,636,405**	**2,653,842**	**2,926,976**	**2,776,318**	**2,744,064**	**33,403,504**	**2,783,625**	**91,516**
924,530	922,327	912,643	946,272	1,007,909	939,443	11,014,105	917,842	30,176
7,085	6,847	6,340	6,008	5,393	5,474	80,331	6,694.24	220
0	0	0	0	0	0	-	-	-
23	15	13	13	12	16	813	406	14
8,955	8,837	16,017	12,849	9,337	10,022	164,832	13,736	452
16,320	14,819	13,400	13,131	11,232	11,881	172,104	14,342	472
23,443	23,747	26,865	29,823	24,352	26,310	290,030	24,169.19	795
2,421	2,507	2,401	2,610	2,589	2,590	28,701	2,392	79
475	489	461	508	481	510	6,885	574	19
21,096	21,767	20,561	19,385	18,347	19,951	262,921	21,910	720
97,752	87,837	84,898	81,475	78,930	76,300	777,828	64,819	2,131
7,043	**5,054**	**1,079**	**5,066**	**9,154**	**3,623**	**68,948**	**17,237.02**	**565.15**
1,109,144	**1,094,246**	**1,084,678**	**1,117,141**	**1,167,736**	**1,096,121**	**12,867,497**	**1,072,291**	**35,253**
4,019,640	**3,730,651**	**3,738,520**	**4,044,117**	**3,944,053**	**3,840,186**	**46,271,001**	**3,855,917**	**126,770**
23,322	23,270	22,245	22,697	21,904	22,828	269,984	22,499	740
6,179	6,305	5,998	6,554	6,168	5,950	70,565	5,880	

10.4 บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย
Petroleum Concessionaires in Thailand

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	(Petroleum Concessionaires in Thailand)
1. **บริษัท อพิโก แอลแอลซี**	1. **Apico LLC**
2. **บริษัท อพิโก้ (โคราช) จำกัด** ชั้น 14 อาคารเอ็มไพร์ ทาวเวอร์ ห้อง 14-08 195 ถนนสาทรใต้ แขวงยานนาวา เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2659-5805 โทรสาร : 0-2659-5810	2. **Apico (Khorat) Limited** 14th Floor, Empire Tower Building, Suite 14-08 195 South Sathorn Road, Kwang Yannawa Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2659-5805 Fax : 0-2659-5810
3. **บริษัท บีจี เอเชีย อิงค์**	3. **BG Asia Inc. Ltd.**
4. **บริษัท ปิโตรเลียม รีซอสเซส (ไทยแลนด์) พีทีวาย ลิมิเต็ด** 10 ถนนสุนทรโกษา เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2262-6000 โทรสาร : 0-2249-8337	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**	5. **Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.**
6. **บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด**	6. **Chevron Offshore (Thailand) Ltd.**
7. **บริษัท เชฟรอน ปัตตานี จำกัด**	7. **Chevron Pattani, Ltd.**
8. **บริษัท เชฟรอน บล็อก บี 8 32 (ประเทศไทย) จำกัด**	8. **Chevron Block B8 32 (Thailand) Ltd.**
9. **บริษัท เชฟรอน ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด**	9. **Chevron Petroleum (Thailand) Ltd.**
10. **บริษัท Chevron Blocks 5 & 6 Ltd.**	10. **Chevron Blocks 5 & 6 Ltd.**
11. **บริษัท Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd.**	11. **Chevron Overseas Petroleum Thailand Ltd.**
12. **บริษัท B8/32 Partners Ltd.** อาคาร 3 ไทยพาณิชย์ปาร์คพลาซ่า 19 ถนนรัชดาภิเษก เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2545-5555 โทรสาร : 0-2545-5554, 0-2545-5352	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 Floor, 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. **บริษัท คริสเอ็นเนอร์ยี่ (กัลฟ์ ออฟ ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด**	14. **KrisEnergy (Gulf of Thailand) Ltd.**
15. **บริษัท คริสเอ็นเนอร์ยี่ จี10 (ประเทศไทย) จำกัด**	15. **KrisEnergy G10 (Thailand) Limited**
16. **บริษัท นงเยาว์ จี11 (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด** ชั้น 7 แอทธินี ทาวเวอร์ 63 ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 โทรศัพท์ : 0-2309-5799 โทรสาร : 0-2309- 5798	16 **Nong Yao G11 (Thailand) Limited** 7th Floor, Athenee Tower 63 Wireless Road Lumpini, Pathumwan Bangkok 10330 Tel : 0-2309-5799 Fax : 0-2309- 5798
17. **มิตซุย ออยล์ เอ็กซ์โปลเรชั่น คัมปะนี ลิมิเต็ด**	17. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.**
18. **บริษัท โมเอโกะ ไทยแลนด์ จำกัด**	18. **Moeco Thailand Co., Ltd.**
19. **บริษัท โมเอโกะ ไทย ออยล์ ดิเวลล็อปเมนท์ จำกัด**	19. **MOECO Thai Oil Development Co., Ltd.**
20. **บริษัท สยาม โมเอโกะ จำกัด** ชั้น 31 อาคารคิวเฮ้าส์ ลุมพินี 1 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2677-7520 โทรสาร : 0-2677-7527	20. **Siam Moeco Co., Ltd.** 31st Floor, Q House Lumpini Building 1 South Sathorn Road, Kwang Thungmahamek Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2677-7520 Fax : 0-2677-7527

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	(Petroleum Concessionaires in Thailand)
21. เซปซ่า เอ็นเนอร์ยี่ คอมพานี อินเตอร์เนชั่นแนล เอส.แอล.ยู. ชั้น 39 อาคารเอ็กเซน ทาวเวอร์ ห้อง 3901-3904 388 ถนนสุขุมวิท แขวงคลองเตย เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2610-0555 โทรสาร : 0-2610-0541	**21. CEPSA Energy Company International, S.L.U.** 39th Floor, Exchange Tower, Unit 3901-3904 388 Sukhumvit Road Kwang Klongtoey, Khet Klongtoey, Bangkok 10110 Tel : 0-2610-0555 Fax : 0-2610-0541
22. บริษัท นอร์ธเทิร์น กัลฟ์ ปิโตรเลียม พีทีอี จำกัด	**22. Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.**
23. Tap Energy (Thailand) Pty Ltd. ชั้น 2 อาคารซันทาวเวอร์ส บี, ห้อง บี 205 123 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจอมพล เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2617-6107 โทรสาร : 0-2617-6104	**23. Tap Energy (Thailand) Pty Ltd.** 2nd Floor, Suntowers Building B, Unit B205 123 Vibhavadi-Rangsit Road, Kwang Chomphon Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2617-6107 Fax : 0-2617-6104
24. บริษัท ออเร้นจ์ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2537-4000, 0-2537-4376 โทรสาร : 0-2537-4308	**24. Orange Energy Limited** 555/1 Energy complex, Building A, 6th, 19th-36th Floor, Vibhavadi Rangsit Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2537-4000, 0-2537-4376 Fax : 0-2537-4308
25. บริษัท อีโค่ โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด	**25. Eco Orient Energy (Thailand) Limited**
26. บริษัท อีโค่ โอเรียนท์ รีซอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด อาคารรสาทาวเวอร์ 2 ชั้น12 ห้อง 1203 555 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพ 10900 โทรศัพท์ : 0-2937-1126-9 โทรสาร : 0-2937-1130	**26. Eco Orient Resources (Thailand) Limited** 12th Floor, Rasa Tower II, Unit No.1203, 555 Phaholyothin Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2937-1126-9 Fax : 0-2937-1130
27. บริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด อาคารรสาทาวเวอร์ 2 ชั้น17 ห้อง 1702 555 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพ 10900 โทรศัพท์ : 0-2937-1138-40 โทรสาร : 0-2937-0841	**27. Pan Orient Energy (Siam) Limited** 17th Floor, Rasa Tower II, Unit No.1702, 555 Phaholyothin Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2937-1138-40 Fax : 0-2937-0841
28. บริษัท เอ็มพี บี5 (ประเทศไทย) จำกัด	**28. MP B5 (Thailand) Limited**
29. บริษัท เอ็มพี จี1 (ประเทศไทย) จำกัด	**29. MP G1 (Thailand) Limited**
30. บริษัท เอ็มพี จี6 (ประเทศไทย) จำกัด	**30. MP G6 (Thailand) Limited**
31. บริษัท เอ็มพี จี11 (ประเทศไทย) จำกัด ชั้น 31 อาคารชินวัตรทาวเวอร์ 3 1010 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2792-9777 โทรสาร : 0-2792-9742, 02-792-9741	**31. MP G11 (Thailand) Limited** 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
32. บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	**32. PTT Exploration and Production Public Company Limited**
33. บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	**33. PTTEP International Limited**
34. บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	**34. PTTEP Siam Ltd.**
35. บริษัท พีทีทีอีพี เอสพี ลิมิเต็ด 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2537-4000 โทรสาร : 0-2537-4333, 0-2537-4444	**35. PTTEP SP Limited** 555/1 Energy complex, Building A, 6th, 19th-36th Floor, Vibhavadi Rangsit Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2537-4000 Fax : 0-2537-4333, 0-2537-4444

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	(Petroleum Concessionaires in Thailand)
36. บริษัท พลังโสภณ จำกัด ชั้น 21 อาคารกรุงเทพประกันภัย/ไว.ดับยู.ซี.เอ. 25 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2677-4177 โทรสาร : 0-2677-4176	**36. 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
37. บริษัท เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (อีแอนด์พี) ลิมิเต็ด **38. บริษัท เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด** ชั้น 28 ห้อง 2802 อาคารคิวเฮ้าส์ ลุมพินี 1 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาท กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2620-0800 โทรสาร : 0-2620-0820	**37. Medco Energi Thailand (E&P) Limited** **38. 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
39. บริษัท ซีโน-ยู เอส ปิโตรเลียม อิงค์ **40. บริษัท Central Place Company Ltd.** **41. บริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด** **42. บริษัท ไทย ออฟชอร์ ปิโตรเลียม จำกัด** **43. บริษัท Sino-Thai Energy Ltd.** ชั้น 22 เลครัชดาออฟฟิศ คอมเพล็กซ์ 193/94 ถนนรัชดาภิเษก แขวงคลองเตย เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2260-6181-3 โทรสาร : 0-2258-9926	**39. Sino-U.S. Petroleum Inc.** **40. Central Place Company Ltd.** **41. CNPCHK (Thailand) Limited** **42. Thai Offshore Petroleum Ltd.** **43. Sino-Thai Energy Ltd.** 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
44. บริษัท โททาล อี แอนด์ พี ไทยแลนด์ ชั้น 12 อาคารเอเชียเซ็นเตอร์ 173/5 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2036-6688 โทรสาร : 0-2163-6372	**44. Total E and P Thailand** 12nd Floor, Asia Center Building 173/5 South Sathorn Road, Kwang Tungmahamek, Khet Sathorn Bangkok 10120 Tel : 0-2036-6688 Fax : 0-2163-6372
45. บริษัท โรงกลั่นน้ำมันทีพีไอ (1997) จำกัด 26/56 ถนนจันทน์ตัดใหม่ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2213-1039, 0-2285-5090 โทรสาร : 0-2213-1035, 0-2213-1038	**45. TPI Refinery (1997) Company Limited** 26/56 Chan Tat Mai Road Kwang Tungmahamek, Khet Sathorn Bangkok 10120 Tel : 0-2213-1039, 0-2285-5090 Fax : 0-2213-1035, 0-2213-1038

Department of Mineral Fuels
MINISTRY OF ENERGY

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
กระทรวงพลังงาน
ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้นที่ 21-22
เลขที่ 555/2 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กทม. 10900
โทร. 0-2794-3000 โทรสาร. 0-2794-3061

PRINTED WITH SOY INK
รายงานฉบับนี้จัดพิมพ์ด้วยหมึกและกระดาษที่ช่วยรักษาสิ่งแวดล้อม
Carbon Emissions 3.658Kg.Co2eq/เล่ม
EN 71
RoHS