

DMF ANNUAL REPORT 2020

พลังงานร่วมใจ
รวมไทยสร้างชาติ



DMF
ANNUAL
REPORT
2020





DMF ANNUAL REPORT 2020

พลังงานร่วมใจ
รวมไทยสร้างชาติ







VISION วิสัยทัศน์

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

MISSION พันธกิจ

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

ORGANIZATION CULTURE วัฒนธรรมองค์กร

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

CONTENTS

สารบัญ

1	DMF OVERVIEW ภาพรวมกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ PAGE 24
2	PETROLEUM OVERVIEW สถานการณ์ปิโตรเลียม PAGE 44
3	CONCESSIONS AND STATE REVENUE สัมปทานปิโตรเลียม และรายได้รัฐ PAGE 50
4	EXPLORATION AND PRODUCTION INVESTMENT การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม PAGE 64
5	SAFETY AND ENVIRONMENTAL OVERSIGHT การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม PAGE 96
6	MALAYSIA - THAILAND JOINT DEVELOPMENT AREA (MTJDA) & INTERNATIONAL COOPERATION พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และความร่วมมือระหว่างประเทศ PAGE 108
7	PRODUCTION SHARING CONTRACT MANAGEMENT การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต PAGE 118
8	PETROLEUM DATA AND INFORMATION MANAGEMENT การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ PAGE 122
9	SOCIAL ACTIVITIES AND NETWORKING กิจกรรมเพื่อสังคม และการสร้างเครือข่าย PAGE 128
10	FINANCIAL STATEMENT / PERFORMANCE OUTCOME ผลการดำเนินงาน / งบการเงิน PAGE 134
11	APPENDICES ภาคผนวก PAGE 164





ส.ค.ค.

SARAWUT KAEWTATHIP
สราวุธ แก้วตาทิพย์

Director General
อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

MESSAGE FROM THE DIRECTOR GENERAL

สารจากอธิบดี

ปี 2563 ทั่วโลกต้องเผชิญกับสถานการณ์วิกฤตครั้งใหญ่จากการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโคโรนา (COVID-19) เป็นครั้งแรก ซึ่งสร้างผลกระทบทางสุขภาพ เศรษฐกิจและสังคม ทำให้ประชาชนทุกคน ทุกเพศ ทุกวัย ไม่ว่าจะอยู่ที่ใดในโลก ก็ต้องปรับพฤติกรรมดำรงชีวิต เพื่อป้องกันการติดเชื้อ และลดการแพร่ระบาดของโรค หรือที่เรียกกันว่า New Normal ในแต่ละประเทศก็ได้ออกมาตราการการป้องกันการแพร่ระบาดของโรค เช่น การปิดเมือง (Lockdown) การขอความร่วมมืองดการเดินทางทั้งในประเทศและต่างประเทศ การปรับเปลี่ยนให้ทำงานจากที่บ้าน (Work from home) เป็นต้น ความกังวลและการแพร่ระบาดของโรคดังกล่าว ยังส่งผลกระทบต่อหลายภาคส่วน อาทิ การบิน การขนส่ง การท่องเที่ยว การบริโภคภาคธุรกิจ ภาคอุตสาหกรรม เป็นต้น ทำให้เศรษฐกิจชะลอตัวลง และยังส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ ขึ้นต้นทั่วโลกที่ลดลงประมาณร้อยละ 4 และความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้นของประเทศไทยก็ลดลงคิดเป็นร้อยละ 6.9 เช่นกัน โดยเฉพาะผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจากน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ

แม้การใช้พลังงานจะลดลง แต่ประเทศไทยก็ยังคงพึ่งพาเชื้อเพลิงปิโตรเลียมเป็นหลัก โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ก๊าซธรรมชาติ โดยมีสัดส่วนร้อยละ 43 ของการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขึ้นต้น โดยเป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ได้จากแหล่งในประเทศ เป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 69 ซึ่งในปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสามารถจัดหาปิโตรเลียมจากแหล่งในประเทศทั้งบนบกในทะเล และจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย รวมเฉลี่ย 728,134 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน คิดเป็นสัดส่วนก๊าซธรรมชาติร้อยละ 70 โดยในภาพรวมการจัดหาปิโตรเลียมลดลงจากปีก่อนคิดเป็นร้อยละ 10 สืบเนื่องมาจากการดำเนินงานในแหล่งเอราวัณที่ใกล้จะสิ้นอายุสัมปทานในปี 2565 ที่มีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมลดลง อีกทั้งความต้องการใช้พลังงานและราคาน้ำมันดิบตกต่ำจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของ COVID-19 ยังส่งผลกระทบต่อรายได้ของภาครัฐในส่วนค่าภาคหลวงภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ และรายได้อื่น ๆ ที่จัดเก็บได้จำนวน 126,189 ล้านบาท ลดลงจากปีก่อนรวมประมาณร้อยละ 16

การลดลงของการจัดหาปิโตรเลียมภายในประเทศ นับเป็นความท้าทายของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในการบริหารจัดการแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติให้เกิดประโยชน์ต่อประเทศและ

It was in 2020 that the world was first confronted with the full COVID-19 pandemic and its devastating havoc on the health, economy, and society on people of all ages worldwide. New Normal ways of life have been ushered in to curb the deadly infection. Each country issued its mandates, including lockdowns, domestic and international travel bans, and work from home (WFH). These concerns and infection have in turn stunted sectors, including aviation, transport, travel, consumption, business, and industrial, thus inhibiting the economy and depressing global primary commercial energy consumption by roughly 4%, and 6.9% for Thailand-notably petroleum products derived from crude oil and natural gas.

As behavior changes and energy consumption plunges, Thailand still relies primarily on natural gas, which accounts for 43% of its primary commercial energy, 69% of which comes from indigenous gas sources. In 2020 the Department of Mineral Fuels supplied an average 728,134 barrels of oil equivalent per day petroleum from indigenous sources (onshore, offshore, and the Malaysia-Thailand Joint Development Area), of which natural gas accounted for 70%. Thailand's petroleum supply, meanwhile, fell 10% from last year, as operations in the Erawan group of fields neared the concession end in 2022 and saw tapering production activities. Equally important, depressed demand and prices of energy and crude oil in particular due to COVID-19 contributed to a lower government take (royalty, petroleum income tax, special remuneratory benefits, and others), with Baht 126.189 billion collected this year, some 16% down from last year.

Dwindling indigenous supply poses grave challenges to the department, which is charged with optimizing benefits to the country and its people through mineral fuel management. To this end, the department has recommended to the Cabinet approval of the

ประชาชนอย่างสูงสุด โดยการดำเนินงานที่ผ่านมารวมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เสนอให้คณะรัฐมนตรีพิจารณาอนุมัติการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันดิบลานกระบือ หรือ ‘แหล่งน้ำมันดิบสิริกิติ์’ แปลงสำรวจหมายเลข S1 ซึ่งคณะรัฐมนตรีได้พิจารณาอนุมัติการต่อระยะเวลาให้แปลงสำรวจดังกล่าว ทำให้เกิดการนำเอาทรัพยากรปิโตรเลียมในแปลงสำรวจหมายเลข S1 มาใช้อย่างต่อเนื่องได้อีก 10 ปี และในส่วนการดำเนินงานในแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 และ G2/61 (แหล่งเอราวัณและบงกช) ได้มีการประสานงานกับผู้รับสัญญาอย่างใกล้ชิด เพื่อร่วมกันเตรียมความพร้อมและแก้ไขปัญหาการดำเนินงานที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เช่น การพิจารณาแผนการดำเนินงานประจำปี การเจรจาข้อตกลงต่าง ๆ ที่จะทำให้เกิดความต่อเนื่องในการจัดหาปิโตรเลียมให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศ นอกจากนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติยังดำเนินกิจกรรมที่สร้างการมีส่วนร่วมกับภาคประชาชน และผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอย่างต่อเนื่อง เพื่อสร้างความสัมพันธ์อันดีและถ่ายทอดองค์ความรู้ด้านปิโตรเลียม ตลอดจนบูรณาการการทำงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมร่วมกันในพื้นที่กับหลายภาคส่วน และจัดกิจกรรมเพื่อสังคมเพิ่มเติม เพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบและความเดือดร้อนของประชาชนจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของ COVID-19 ในพื้นที่ที่ได้จัดทำโครงการสร้างเครือข่ายปิโตรเลียมอีกด้วย

จะเห็นได้ว่าในยุคปัจจุบัน จากสถานการณ์วิกฤตและความท้าทายดังกล่าว พลังงานยังคงเป็นสิ่งจำเป็นในการดำรงชีวิตที่ขาดไม่ได้ และการประกอบกิจการการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศก็เป็นส่วนสำคัญที่สามารถช่วยเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน เป็นรากฐานในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจและเป็นส่วนช่วยให้ประเทศไทยก้าวข้ามผ่านวิกฤตการณ์นี้ไปด้วยกัน

ตลอดระยะเวลาการดำเนินงานที่ผ่านมา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ตระหนักถึงผลประโยชน์ของประเทศชาติและประชาชนไทยอย่างสูงสุด และในโอกาสนี้ ในนามของคณะผู้บริหาร ข้าราชการ เจ้าหน้าที่ทุกคนของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ขอขอบคุณผู้เกี่ยวข้องทุกภาคส่วน ทั้งหน่วยงานภาครัฐ ภาคเอกชน ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย ประชาชนในทุกพื้นที่ ที่ได้มีส่วนร่วมในการดำเนินงานและให้ความร่วมมือ ทำให้การดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมประสบความสำเร็จมาโดยตลอด และหวังเป็นอย่างยิ่งว่าจะได้รับความร่วมมือเป็นอย่างดีเช่นที่ผ่านมา เพื่อให้ประเทศไทยได้มีความมั่นคงทางพลังงาน และร่วมกันสร้างพื้นฐานทางเศรษฐกิจของไทยให้ยั่งยืน ดังนโยบายของกระทรวงพลังงานที่ว่า ‘พลังงานร่วมใจ รวมไทยสร้างชาติ’

Lan Krabue (Sirikit) crude oil deposits (S1 Block). The Cabinet approval has enabled petroleum resource exploitation here for another 10 years. As for operations in G1/61 and G2/61 (Erawan and Bongkot), close coordination has enabled the contractors to jointly prepare problem-shooting measures for the likes of annual operating plan deliberation and negotiation on various agreements to pave the way for uninterrupted petroleum supply to meet domestic demand. The department has also continually conducted engagement activities for the people sector and stakeholders to establish cordial relations, transfer petroleum knowledge, and integrate E&P work on site with several other sectors. Its other social activities have also eased the impact and hardship of the public resulting from COVID-19 in areas where petroleum network projects had been launched.

The crisis and challenges of today prove that energy still remains life's indispensable element. Domestic E&P businesses play a key role in enhancing energy security, representing a foundation for economic mobilization and contributing to Thailand's victory over this crisis.

Through the years, the Department of Mineral Fuels has recognized the optimum benefits to Thailand and its people. On behalf of the management, government officials, and all officers, I would like to take this opportunity to thank all related parties (public and private sectors, stakeholders, and people of all areas) for their contribution to our efforts and E&P successes all along. I remain confident in continuing excellent cooperation to deliver to Thailand energy security and sustainable economic fundamentals, fitting the Ministry of Energy's policy: 'Energy Unites Thais and Strengthens the Nation'.



AT A GLANCE 2020

ข้อมูลน่ารู้ 2563

GAS PLAN

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ



Promotion of natural gas consumption in various economic sector

ส่งเสริมการใช้
ก๊าซธรรมชาติ



Acceleration of natural gas E&P

เร่งรัดการสำรวจ
และผลิตก๊าซธรรมชาติ



Development of natural gas infrastructure

พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน
ก๊าซธรรมชาติ



Promote competition in the gas business

ส่งเสริมการแข่งขัน
ก๊าซธรรมชาติ

PETROLEUM CONCESSIONS

สัมปทานปิโตรเลียม

38 PETROLEUM CONCESSIONS
จำนวนสัมปทาน

2 NEW PRODUCTION AREAS
พื้นที่ผลิตใหม่
Total 71.17 sq.km. / รวม 71.17 ตร.กม.



19

Onshore Concessions
แปลงสำรวจบนบก

29

Offshore Concessions
แปลงสำรวจในทะเล

DRILLING การเจาะหลุม



EXPLORATORY WELL DRILLING

หลุมสำรวจ

9 หลุม

■ Offshore
ในทะเล

1 หลุม

(1 successful)
(พบปิโตรเลียม 1 หลุม)

■ Onshore
บนบก

8 หลุม

(3 successful)
(พบปิโตรเลียม 3 หลุม)

PRODUCTION WELL DRILLING

หลุมผลิตปิโตรเลียม

342 หลุม

■ Offshore
ในทะเล

200 หลุม

■ Onshore
บนบก

142 หลุม

RESERVES ปริมาณสำรอง

CRUDE OIL

น้ำมันดิบ

92.44

MMbbl
ล้านบาร์เรล

CONDENSATE

ก๊าซธรรมชาติเหลว

102.65

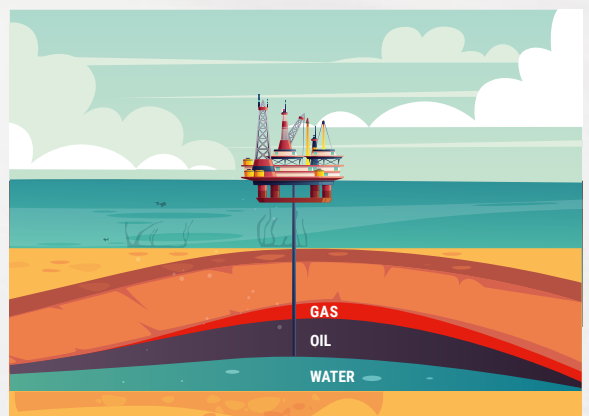
MMbbl
ล้านบาร์เรล

NATURAL GAS

ก๊าซธรรมชาติ

3.94

Tcf
ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต



AT A GLANCE 2020

ข้อมูลน่ารู้ 2563

PRODUCTION

การผลิต



CRUDE OIL
น้ำมันดิบ

42.92

MMbbl/y
ล้านบาร์เรล/ปี



CONDENSATE
ก๊าซธรรมชาติเหลว

31.08

MMbbl/y
ล้านบาร์เรล/ปี



NATURAL GAS
ก๊าซธรรมชาติ

1,050

Bcf/y
พันล้านลูกบาศก์ฟุต/ปี

GOVERNMENT REVENUE

รายได้รัฐ

70,958

**PETROLEUM
INCOME TAX**

ภาษีเงินได้
ปิโตรเลียม

33,050

ROYALTY

ค่าภาคหลวง

Unit : Million baht
หน่วย : ล้านบาท

11,912.15

MTJA REVENUE

รายได้ของรัฐจากพื้นที่
พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

7,057

**PRODUCTION PERIOD
RENEWAL BENEFITS**

ค่าตอบแทน
การต่อระยะเวลาผลิต

39

SRB

เงินผลประโยชน์
ตอบแทนพิเศษ

ROYALTY ALLOCATION การจัดสรรค่าภาคหลวง



518.42

518.42

518.42

Million baht
ล้านบาท

TAOs IN PRODUCING AREAS

อบต. ในพื้นที่ผลิต
ปิโตรเลียม

PAOs IN PRODUCING AREAS

อบจ. ในพื้นที่ผลิต
ปิโตรเลียม

TAOs AND OTHER MUNICIPALITIES NATIONWIDE

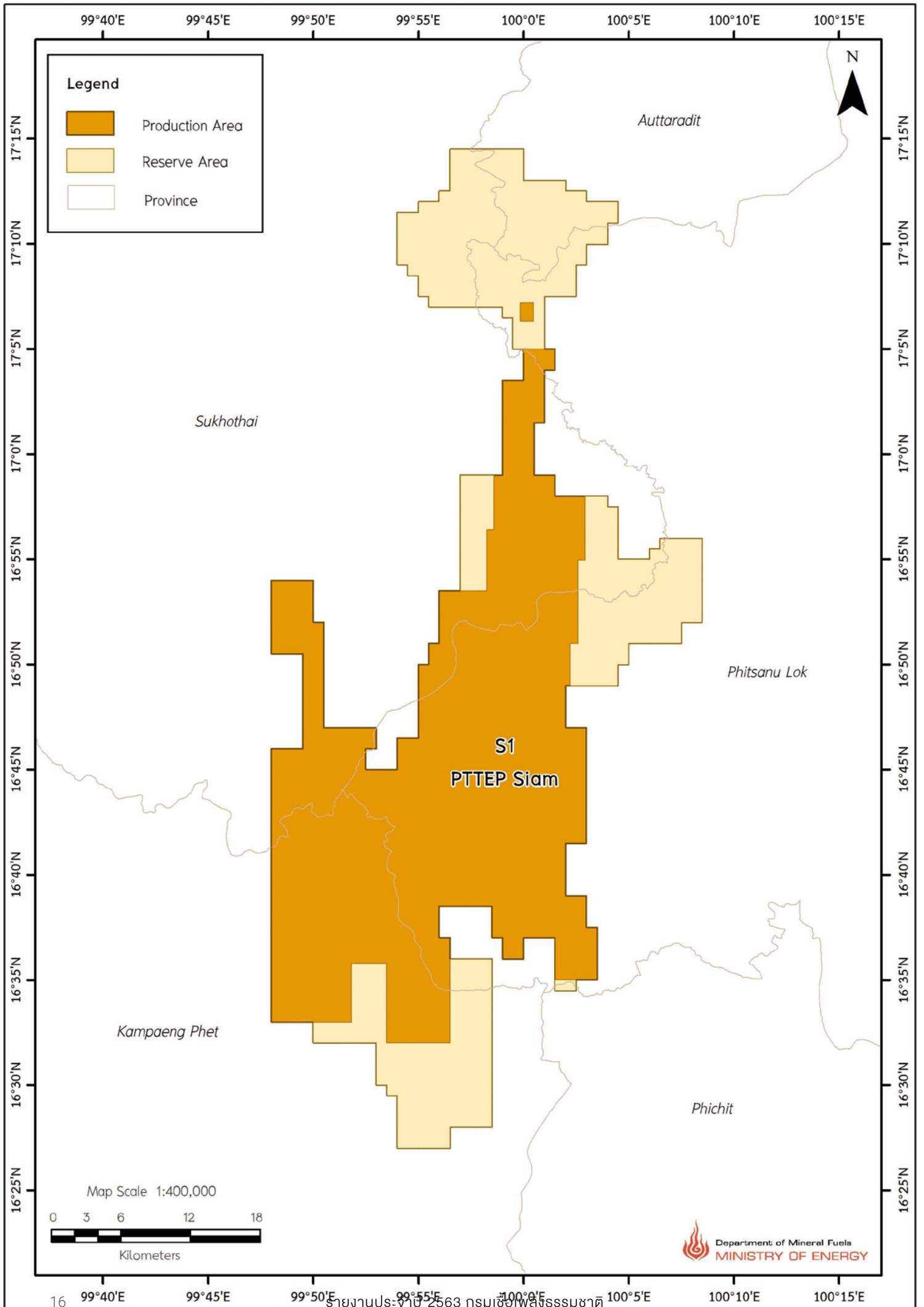
อบต. ทั่วประเทศ
และเทศบาลต่าง ๆ

ENVIRONMENT สิ่งแวดล้อม

- Safety and environmental oversight
- Environmental monitoring in the Gulf of Thailand
- Project to study the conversion of offshore platforms to artificial reefs
- Code of Practice (CoP) for onshore E&P continuation by new concessionaires after concession expiry
- การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
- การตรวจเฝ้าระวังผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย
- การศึกษาการนำแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมไปจัดทำปะการังเทียม
- ประมวลหลักการปฏิบัติสำหรับผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบนบกที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมซึ่งยังผลิตได้อย่างต่อเนื่องหลังสิ้นสุดอายุสัมปทาน พ.ศ.2563

CSR กิจกรรมเพื่อสังคม

- Project to bolster confidence, trust, and greater engagement of the people to accommodate E&P project development through a tripartite taskforce on network upkeeping
- Project to bolster confidence, trust, and greater engagement of the people to accommodate E&P project development through coordinated collaboration and multiplication of petroleum network outcomes
- Flagship Project
- โครงการการสร้างเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในกิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี
- โครงการการสร้างเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในกิจกรรมประสานความร่วมมือและขยายผลการดำเนินงานของเครือข่ายด้านปิโตรเลียม
- โครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย



S1 ONSHORE BLOCK PRODUCTION PERIOD EXTENSION

การต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมของแปลงสัมปทานบนบกหมายเลข S1

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีภารกิจในการส่งเสริมให้ผู้รับสัมปทานดำเนินการสำรวจเพื่อการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง ในปี 2563 คณะกรรมการปิโตรเลียมได้อนุมัติต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม ของแปลงสัมปทานบนบกหมายเลข S1 ออกไปอีก 10 ปี ครอบคลุมพื้นที่ 870.5149 ตารางกิโลเมตร (พื้นที่จังหวัดสุโขทัย พิษณุโลก และกำแพงเพชร) นับตั้งแต่วันที่ 15 มีนาคม 2564 ถึงวันที่ 14 มีนาคม 2574 โดยอาศัยความตามมาตรา 26 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 (Thailand I) โดยนายสุพัฒนพงษ์ พันธ์มีเชาว์ รองนายกรัฐมนตรี และรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน ได้ลงนามสัมปทานปิโตรเลียม เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2563 กับบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ซึ่งเป็นผู้รับสัมปทาน และผู้ดำเนินงานตามสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 1/2522/16 สำหรับการต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมของแปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 ออกไปอีก 10 ปี

Since it is DMF's mission to promote concessionaires' ongoing exploration for petroleum deposits, this year the Petroleum Committee approved the extension of the S1 onshore block petroleum production period of 10 years (March 15, 2021-March 14, 2031). The 870.5149-sq.km. block straddles the provinces of Sukhothai, Phitsanulok, and Kamphaeng Phet. The approval came under Section 26 of the Petroleum Act B.E. 2514 (1971), amended by the same act No. 4 B.E. 2532 (1989) (Thailand I). The concession was countersigned by Mr. Supattanapong Punmeechaow, Deputy Prime Minister and Minister of Energy, on November 24, 2020, with PTT Siam Co., Ltd., the concessionaire and operator of onshore concession No. 1/2522/16, formalizing the 10-year production period extension.



ซึ่งรัฐพิจารณาแล้วเห็นว่าแปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 มีความเหมาะสมและมีสมรรถภาพเชิงพาณิชย์ การอนุมัติให้ต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมของแปลงสัมปทานดังกล่าว จะช่วยให้เกิดการลงทุนอย่างต่อเนื่อง เพื่อเป็นการรักษาปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของประเทศ และเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ เกิดการพัฒนาและใช้ทรัพยากรที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุด ส่งเสริมการสร้างงานในประเทศและการถ่ายทอด เทคโนโลยี รวมทั้งสร้างรายได้เพิ่มให้แก่ภาครัฐ ในรูปของค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียม โดยบริษัทฯ ต้องดำเนินการตามข้อผูกพันการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและผลประโยชน์พิเศษ ซึ่งผลประโยชน์ที่รัฐได้ คือการเร่งรัดให้มีการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โบนัสการลงนาม โบนัสจากการขายปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ ของรายรับ และการฝึกอบรม

แปลงสัมปทานบนบกหมายเลข S1 (แหล่งน้ำมันดิบสิริกิติ์) เป็นแหล่งน้ำมันดิบบนบกขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศ เริ่มทำการผลิตเป็นครั้งแรกเมื่อเดือนธันวาคม 2525 สามารถผลิตน้ำมันได้สูงสุดถึง 35,176 บาร์เรลต่อวัน (21 ธันวาคม 2555) ในช่วงการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม 10 ปี (ปี 2564 - 2574) คาดว่าจะมีปริมาณการผลิต น้ำมันดิบ 76 ล้านบาร์เรล ก๊าซธรรมชาติ 7 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และ LPG 149,000 เมตริกตัน โดยรัฐจะได้รับรายได้ จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม คิดเป็นมูลค่า 3,045 ล้านดอลลาร์สหรัฐ (ณ ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ย 43 ดอลลาร์ สหรัฐต่อบาร์เรล) ทั้งนี้ คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบซึ่งเป็นผลจากปัจจัยภายนอก เช่น สถานการณ์การแพร่ระบาดของ ไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) และภาวะราคาน้ำมันดิบตกต่ำ



The government's approval was based on the block's suitability and commerciality, so such extension would promote ongoing investment to maintain national crude oil output, enhance national energy security, lead to optimum resource development, promote generation of domestic jobs and technology transfer, and add State revenue from royalty and petroleum income tax. To this end, the company must honor E&P obligations along with those for special benefits. In return, the State benefits from E&P acceleration, signature bonus, petroleum sales bonus as a percentage of revenue, and personnel training.

On stream since December 1982 and posting a peak output of 35,176 bpd on December 21, 2012, S1 is also known as Sirikit, Thailand's most prolific onshore oil field. During the ten-year extension (2021-2031), a total of 76 MMbbl of production is projected together with 7 Bcf of natural gas and 149,000 metric tons of LPG. The State is projected to derive US\$3.045 billion in income (based on the average oil price of US\$43 per barrel). The oil price projection was based on external factors, including the COVID-19 situation and depressed oil prices.



EXECUTIVES

คณะผู้บริหาร



SUPPAWICH CHAINGAM
ศุภวิชญ์ ใจงาม

Director of Petroleum Technology and
Operations Supervision Division
ผู้อำนวยการกองเทคโนโลยีการประกอบกิจการปิโตรเลียม

SUPALAK PARN-ANURAK
ศุภลักษณ์ พาพอนุรักษ์

Director of Mineral Fuels
Management Division
ผู้อำนวยการกองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ

PHUMEE SRISUWON
ภูมิ ศรีสุวรรณ

Deputy Director General
รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ



SARAWUT KAEWTATHIP
สรารุท แก้วตาทิพย์

Director General
อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

SOMBOON VACHALACHAISULAPON
สมบุญ วัชรชัยสุพล

Deputy Director General
รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

ONANONG NANTAEKKAPONG
อรอนงค์ นันทเอกพงษ์

Director of Petroleum Concession
and Contract Management Division
ผู้อำนวยการกองบริหารสัญญา
และสัมปทานปิโตรเลียม



SUPPAMAS LAOSAKUL
ศุภมาส เล้าสกุล

Director of International Petroleum
Management Division
ผู้อำนวยการกองบริหารกิจการปิโตรเลียม
ระหว่างประเทศ

WARAKORN BRAHMOPALA
วรากร พรหมอบ

Director of Strategy and
Planning Division
ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน

PIPAT JIRAPONGPIPAT
พิพัฒน์ จิรพงศ์พิพัฒน์

Acting Director, Contract
Management Division
ปฏิบัติหน้าที่
ผู้อำนวยการกองบริหารสัญญา



KANITTA DANUDOM
ณิชชฎา ด้านอุดม

Director of Information and
 Communication Technology Center
 ผู้อำนวยการศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศ
 และการสื่อสาร

WITSARUT TUNGSUNTHORKHAN
วิศรุต ตั้งสุนทรบัณฑิต

Director of Safety and
 Environment Division
 ผู้อำนวยการกองความปลอดภัย
 และสิ่งแวดล้อมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

PATCHAREE JONGRAK
พัชรี จงรักษ์

Secretariat of the Department
 เลขานุการกรม

SIRIORN NGAMSOMPARK
สิริอร งามสมภาค

Chief of Public Section
 Development Group
 หัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบบริหาร

PART 1 DMF OVERVIEW

ภาพรวม
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ



1.1

LEGAL AUTHORITY

อำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย

กฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2562 กำหนดให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีภารกิจเกี่ยวกับการส่งเสริม สนับสนุน และเร่งรัดการจัดหา พลังงาน โดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนา แหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ จัดทำแผนการจัดหา เชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas) ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติ ทางเลือก ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามา เพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล และ ส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิง ธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้าน และประเทศอื่น โดยให้มีหน้าที่ และอำนาจดังต่อไปนี้

1. บริหารจัดการการให้สัญญาหรือสัมปทานปิโตรเลียม การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่ง การขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม รวมถึงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ ในกิจการปิโตรเลียม
2. กำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการ แหล่งปิโตรเลียม
3. วิเคราะห์วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรอง และพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ
4. ศึกษาและเสนอแนะแนวทางการนำเข้าและการซื้อขาย ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas)
5. ศึกษาและส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก และศึกษาและส่งเสริมการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิต พลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล
6. กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานการดำเนินงานอาชีพ อนามัย ความปลอดภัย และ สิ่งแวดล้อมเกี่ยวกับงานเชื้อเพลิง ธรรมชาติ
7. พิจารณาสีทธิ ประสาน และอำนวยความสะดวก แก่ผู้ประกอบการให้เป็นไปตามกฎหมาย และข้อผูกพันต่อรัฐ รวมทั้งจัดเก็บค่าภาคหลวงและผลประโยชน์อื่นใดจาก ปิโตรเลียม
8. ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนาแหล่ง เชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วม พื้นที่ทับซ้อนกับประเทศ เพื่อนบ้านและประเทศอื่น
9. บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิง ธรรมชาติอื่น ๆ
10. ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นหน้าที่

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
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.

และอำนาจของกรมหรือตามที่รัฐมนตรี หรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

ให้มีการแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดังต่อไปนี้

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

ให้มีกลุ่มตรวจสอบภายใน และกลุ่มพัฒนาระบบบริหาร ซึ่งรับผิดชอบงานขึ้นตรงต่ออธิบดี นอกจากนี้ ได้มีการจัดตั้งกองภายในคือ กองบริหารสัญญา เพื่อดำเนินการกำกับดูแลการบริหารสัญญาตามระบบบริหารจัดการปิโตรเลียมรูปแบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)

To achieve its objectives, DMF is made up of:

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

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



1.2

ENERGY POLICY AND STRATEGIES

นโยบายและยุทธศาสตร์ด้านพลังงาน

นโยบายด้านพลังงานตามคำแถลงนโยบายของคณะรัฐมนตรีพลเอกประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี ที่แถลงต่อรัฐสภาเมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2562 ในข้อ 5 การพัฒนาเศรษฐกิจและความสามารถในการแข่งขันของไทย ในเรื่องของการพัฒนาสาธารณูปโภคพื้นฐาน (5.6.3) เสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้สามารถพึ่งพาตนเองได้ โดยกระจายชนิดของเชื้อเพลิงทั้งจากฟอสซิลและจากพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนตามศักยภาพของแหล่งเชื้อเพลิงในพื้นที่ เปิดโอกาสให้ชุมชนและประชาชนมีส่วนร่วมในการผลิตและบริหารจัดการพลังงาน รวมถึงดำเนินการให้มีการสำรวจและค้นพบแหล่งพลังงานใหม่ และร่วมมือกับประเทศเพื่อนบ้านในการพัฒนาพลังงาน

แนวนโยบายด้านพลังงานดังกล่าวของรัฐบาล สอดคล้องกับนโยบายของกระทรวงพลังงานที่มีภารกิจหลักในการกำหนดนโยบายและแผน และมาตรการด้านพลังงานของประเทศ เพื่อให้มีการจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการและความมั่นคงของประเทศ โดยคำนึงถึงการอนุรักษ์พลังงานและการพัฒนาด้านพลังงานที่ยั่งยืนเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม การกำกับกิจการพลังงานและราคาพลังงานให้มีความเหมาะสม รวมถึงทำหน้าที่ในการเป็นศูนย์ข้อมูลด้านพลังงานและสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาด้านพลังงาน กระทรวงพลังงานได้ให้ความสำคัญต่อการส่งเสริมนโยบายพลังงาน ที่มุ่งเน้นกระตุ้นเศรษฐกิจด้วยการใช้พลังงานขับเคลื่อนการสร้างงาน สร้างรายได้และวางรากฐานสู่อนาคต ภายใต้นโยบาย “พลังงานร่วมใจ รวมไทยสร้างชาติ” เพื่อขับเคลื่อนเศรษฐกิจอันเนื่องมาจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา (COVID-19) โดยการช่วยส่งเสริม สนับสนุนและตอบสนองกับนโยบายภาครัฐในการสร้างงาน สร้างรายได้ ซึ่งให้มีโครงการที่มีลักษณะการจ้างงานในพื้นที่เป็นสำคัญ อาทิ การจ้างแรงงานคนไทยในท้องถิ่น การส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาอาชีพ หรือสร้างรายได้ให้กับชุมชน ให้ดำเนินการตามความเหมาะสม ความคุ้มค่าในการใช้จ่ายงบประมาณ และเกิดความยั่งยืน

นอกจากนี้ กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนปฏิบัติการราชการระยะ 5 ปี (พ.ศ. 2563 - 2565) ของกระทรวงพลังงาน ที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 - 2580) และแผนปฏิรูปด้านพลังงาน เพื่อเป็นกรอบทิศทางในการขับเคลื่อนประเทศในระยะยาว โดยมีประเด็นด้านพลังงานเป็นส่วนขับเคลื่อนสำคัญ และมีแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

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

This energy policy of the government agrees with the policy of the Ministry of Energy, whose main mission is to devise policies, plans, and national energy measures so that energy supply may meet demand and national security with due regard for energy conservation; sustainable and green energy development; suitable regulation of energy and energy prices; and centralizing energy data while also supporting energy research and development. The ministry values the promotion of energy policies that focus on stimulating the economy by driving employment generation with energy while generating income and laying a foundation for the future under the “Energy Unites Thais and Strengthens the Nation” policy. The objective is to drive the economy amid the COVID-19 epidemic by advocating and addressing public policy for the generation of jobs and income. Specifically, projects are to essentially generate local employment, including hiring of local Thai labor, promotion of livelihood development, or community income generation all these to be achieved as appropriate, cost-effectively, and sustainably.

In addition, the ministry's five-year (2020 - 2022) Task Execution Plan aligns with the 20-year National Strategies (2018 - 2037) and the Energy Reform Plan, which together frame long-term national development around energy issues. Conveying these strategies to achieve the “Thailand's security, prosperity, and

ฉบับที่ 12 (2560 - 2564) เป็นเครื่องมือหรือกลไกที่ถ่ายทอดยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี สู่การปฏิบัติ เพื่อให้ประเทศไทยบรรลุวิสัยทัศน์ “ประเทศไทยมีความมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน เป็นประเทศพัฒนาแล้ว ด้วยการพัฒนาตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียง” โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

- แผนปฏิบัติการราชการเรื่องที่ 1** การสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน
- แผนปฏิบัติการราชการเรื่องที่ 2** การกำกับดูแลราคาสร้างการแข่งขัน เพิ่มประสิทธิภาพ
- แผนปฏิบัติการราชการเรื่องที่ 3** การสร้างความยั่งยืนและเข้าถึงประชาชน
- แผนปฏิบัติการราชการเรื่องที่ 4** การสร้างความโปร่งใส เป็นองค์กรที่มีธรรมาภิบาล ให้สังคมเชื่อถือ

ในส่วนของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งเป็นหน่วยงานภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงาน และเป็นหน่วยงานหลักที่มีภารกิจสำคัญในการส่งเสริมและเร่งรัดให้มีการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศและส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อสร้างและรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน มีอำนาจหน้าที่ในการบริหารจัดการครอบคลุมทั้งการให้สัมปทาน การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่ง การขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม ตลอดจนกำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม ได้กำหนดยุทธศาสตร์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (พ.ศ. 2559 - 2563) มีความสอดคล้องเชื่อมโยงกับนโยบายด้านพลังงานของประเทศและยุทธศาสตร์ของกระทรวงพลังงานไว้ 4 ยุทธศาสตร์ ดังนี้

ยุทธศาสตร์ที่ 1 สร้างความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศและต่างประเทศ

เป็นยุทธศาสตร์ที่รองรับนโยบายความมั่นคงด้านพลังงาน มีเป้าประสงค์ให้ประเทศมีความมั่นคงด้านพลังงานและสามารถตอบสนองความต้องการเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างยั่งยืน โดยการสำรวจและผลิตอย่างต่อเนื่อง ส่งเสริมให้มีการผลิตที่มีประสิทธิภาพสูงสุด ส่งเสริมและผลักดันให้ภาคเอกชนเข้าไปลงทุนสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในต่างประเทศ รวมทั้งมีแผนจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อความยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศโดยดำเนินงาน ดังนี้

- เพิ่มการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อให้มีข้อมูลพื้นที่ที่มีศักยภาพมากขึ้น ซึ่งจะเพิ่มโอกาสการสำรวจให้ประสบผลสำเร็จมากขึ้น เช่น โครงการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่เลือกสรรบริเวณทะเลอ่าวไทยและบริเวณแปลงสัมปทานที่จะสิ้นอายุ (แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC)

sustainability support its developed-country status together with the Self-sufficiency Economy” vision is the 12th National Economic and Social Development Plan (2017 - 2021).

This plan’s essences are highlighted below:

- Plan 1:** Establishment of energy security
- Plan 2:** Regulation of energy prices, promotion of competition, efficiency improvement
- Plan 3:** Establishment of sustainability and public access
- Plan 4:** Establishment of transparency and an entity of good governance for public credibility.

As the ministry’s arm with a key role in promoting and accelerating exploration and development of indigenous mineral fuels while promoting collaboration with neighboring countries on exploration and development, DMF strives to efficiently and sustainably foster and maintain national energy security. Its management mandates cover concession awarding, exploration, production, storage, transport, sale, and distribution of petroleum in parallel with definition of guidelines for supply, development, and management of petroleum resources. DMF has aligned its own strategies for 2016 - 2020 with the above-mentioned national energy policy and the ministry’s strategies as described below:

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:

- Increasing 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 the Gulf and a concession block nearing expiry (the onshore NC block)
- 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

- เร่งรัดให้มีการเปิดให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ เช่น โครงการเตรียมเปิดให้ยื่นขอสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ในบริเวณทะเลอ่าวไทยและบริเวณแปลงสัมปทานที่จะสิ้นอายุ (แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC)

- ส่งเสริมการสำรวจในพื้นที่สงวนเพื่อเพิ่มโอกาสในการพบปริมาณสำรอง

- ผลักดันการบูรณาการกฎหมาย 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

- ตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินและสภาวะวิกฤตที่มีผลกระทบต่อการประกอบกิจการปิโตรเลียม

- การเตรียมการและขับเคลื่อนแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ เพื่อความยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศ

- บริหารจัดการและแก้ไขปัญหาถ่านหินอย่างบูรณาการ เช่น โครงการติดตามและประเมินผล CoP สำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน พร้อมทั้งดำเนินการทดสอบและวิเคราะห์องค์ประกอบของเชื้อเพลิงถ่านหินที่คาดว่าจะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เพื่อสร้างความเข้าใจที่ถูกต้องและให้เกิดการยอมรับจากสังคมทุกภาคส่วน ยกกระดับสถานประกอบการถ่านหินให้ได้มาตรฐานสากล สามารถเสริมสร้างภาพลักษณ์ที่ดี อันจะนำไปสู่การพัฒนาที่ยั่งยืนเพิ่มความมั่นคงและเสถียรภาพด้านพลังงาน

rights in the Gulf and a concession block nearing expiry (the onshore NC block)

- Promoting exploration in reserved acreage for greater probability of discovery

- Urging the integration of applicable legislation and regulations with other public agencies to enable E&P through the likes of a project on accelerating production in areas under the jurisdiction of other public agencies and a project on coordination to resolve E&P problems

- Promoting optimal production by stressing improvement of recovery factors and well optimization

- Preparing blocks nearing concession expiry for uninterrupted E&P

- Defining guidelines for uninterrupted E&P operation in joint development areas and guidelines for resolving overlapped continental shelves with neighboring countries

- Promoting supply procurement from the Malaysia - Thailand Joint Development Area (MTJDA) through the likes of a project to investigate suitable approaches for MTJDA exploration bidding

- Promoting and urging private-sector E&P investment abroad, as well as strengthening international relations for greater mutual trust, thus leading to proactive energy cooperation, including a project to nurture petroleum E&P investment opportunities abroad

- Responding to emergencies and crises affecting petroleum business operations

- Preparing and mobilizing the Gas Plan for national energy sustainability

- Managing and resolving coal problems in an integrated way, including a project to monitor and assess a Code of Practice (CoP) for coal import/export and undertaking testing and analysis of coal components potentially affecting the surroundings. The purpose is to establish proper understanding and acceptance throughout society, upgrade coal operation sites to international standards, and enhance a good image, thus leading to sustainable development together with energy security and stability.

ยุทธศาสตร์ที่ 2 ส่งเสริมการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้มีความปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

เป็นยุทธศาสตร์ที่ส่งเสริมการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้เป็นไปตามมาตรฐานสากลและได้รับการยอมรับจากประชาชนทุกภาคส่วน โดยมีเป้าหมายให้การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ มีความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ชุมชน และมีความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงานโดยดำเนินงาน ดังนี้

- เตรียมการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียมอย่างปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการกำหนดหลักเกณฑ์การคำนวณราคากลางงานรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม
- พัฒนาองค์ความรู้และจัดทำแนวทางปฏิบัติที่ช่วยยกระดับด้านการป้องกันและบรรเทาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม พร้อมส่งเสริมให้หน่วยงานศึกษาวิจัยที่มีประสิทธิภาพมาขยายผลอย่างต่อเนื่อง เช่น โครงการเฝ้าระวังผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย
- กระตุ้นและเสริมสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการมุ่งเน้นการพัฒนากระบวนการบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกิจกรรมเชิงป้องกัน

ยุทธศาสตร์ที่ 3 มุ่งสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูงในการกำกับกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

เป็นยุทธศาสตร์ที่มีเป้าหมายให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นองค์กรที่มีการกำกับ ประสาน บริหารจัดการองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส โดยดำเนินงาน ดังนี้

- เพิ่มประสิทธิภาพการประสานงานและการให้บริการ โดยทบทวนปรับปรุงมาตรฐานกระบวนการทำงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างเป็นระบบ พร้อมพัฒนาระบบและดำเนินการติดตามประเมินผลกระบวนการอย่างต่อเนื่อง เช่น โครงการศึกษาและออกแบบระบบการบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC Management System Project)
- ยกระดับฐานข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสู่การเป็นศูนย์กลางองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศ โดยจัดทำระบบข้อมูลปิโตรเลียมเพื่อสนับสนุนการประเมินศักยภาพและการกำกับบริหารสัมปทานการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งการพัฒนามาตรฐานข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
- พัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและกระบวนการสังเคราะห์ข้อมูล เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการปฏิบัติงาน ความเที่ยงตรง และสนับสนุนการตัดสินใจของผู้บริหาร เช่น โครงการพัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อผู้บริหาร (Executive Information System: EIS)

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

Promoting the E&P business on a par with international standards, this strategy strives for 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 sound decommissioning of petroleum installations, including a project to define criteria for setting median prices for decommissioning
- Developing knowledge and devising guidelines to upgrade the prevention and mitigation of environmental impacts while promoting continual application of effective research, including a project on the surveillance of environmental impacts in the Gulf
- Urging and providing incentives for operators to relentlessly focus on the development of E&P occupational health, safety, and environmental systems, particularly preventive activities.

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

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 the PSC Management System Project
- Upgrading DMF databases into a national E&P knowledge hub by developing a petroleum data system in support of the assessment of potential and the supervision/administration of E&P concessions and developing 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 Executive Succession Planning Project

- บริหารอัตรากำลังให้มีความเหมาะสมกับภารกิจ โครงสร้าง พร้อมกับสรรหาและพัฒนาบุคลากรให้มีศักยภาพกับการปฏิบัติงานในตำแหน่ง ควบคู่กับการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร เช่น โครงการจัดทำแผนบริหารอัตรากำลังที่เหมาะสมกับภารกิจ และโครงการพัฒนาบุคลากรเพื่อเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร

- เสริมสร้างศักยภาพบุคลากรให้มีสมรรถนะ มีความสามารถตามลักษณะงานที่ปฏิบัติ การเป็นผู้นำและการทำงานร่วมกันเป็นทีม และการถ่ายทอดความรู้เพื่อการพัฒนาองค์กร เช่น โครงการเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจด้านการพัฒนาองค์กรแก่บุคลากรกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน และโครงการกิจกรรม KM DAY (Knowledge Management: KM)

- เสริมสร้างศักยภาพบุคลากรให้มีทักษะในการสื่อสารและงานด้านมวลชนสัมพันธ์ เช่น โครงการพัฒนาทักษะบุคลากรด้านการสื่อสารและมวลชนสัมพันธ์

- เสริมสร้างคุณค่า ความพึงพอใจ ความภาคภูมิใจในการปฏิบัติงานของบุคลากร เช่น โครงการเสริมสร้างค่านิยมและวัฒนธรรมองค์กร/ โครงการส่งเสริมคุณธรรมจริยธรรมของข้าราชการ และโครงการพัฒนาคุณภาพชีวิต

ยุทธศาสตร์ที่ 4 เสริมสร้างความเชื่อมั่นและความร่วมมือจากทุกภาคส่วนอย่างยั่งยืน

เป็นยุทธศาสตร์ที่มีเป้าประสงค์เพิ่มการรับรู้ และทัศนคติทางบวกต่อภารกิจในการบริหารจัดการปิโตรเลียม แอลเอ็นจี และถ่านหินให้กับประชาชนและภาคส่วนต่างๆ โดยดำเนินงานดังนี้

- ส่งเสริมการมีส่วนร่วมกับชุมชนและเครือข่ายเพื่อเพิ่มพูนความรู้ และเสริมสร้างความเชื่อมั่นต่อกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- เพิ่มการประชาสัมพันธ์สถานการณ์ปิโตรเลียมในวงกว้างเพื่อเสริมสร้างภาพลักษณ์และความเชื่อมั่นต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เช่น โครงการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในส่วนของกิจกรรมลงพื้นที่สร้างความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องให้แก่ประชาชนในพื้นที่ที่จะให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่

- เสริมสร้างความร่วมมือกับหน่วยงานรัฐในส่วนกลางและระดับภูมิภาค โดยได้ดำเนินโครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่างๆ ในพื้นที่เป้าหมาย

- ตอบสนองต่อปัญหาเชิงวิกฤตจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมที่มีผลกระทบต่อสังคม

- 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 master organization development in support of energy security and the KM (Knowledge Management) DAY project

- 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 enhance 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 public confidence and trust while enhancing public engagement in E&P project development, specifically field public education 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.

1.3

GAS PLAN 2018

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580

BACKGROUND

ความเป็นมา

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศในราคาที่เป็นธรรม รวมทั้งบริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม โดยคำนึงถึงสมดุลสิ่งแวดล้อม เชื่อมโยงกับยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 รวมทั้งแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 และแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน มีเป้าหมายการดำเนินงาน 4 ด้าน ดังนี้ 1) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคเศรษฐกิจต่าง ๆ เพื่อลดปัญหาหมอกพิษทางอากาศ 2) เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ พื้นที่พัฒนาร่วมและพื้นที่ทับซ้อน 3) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมและเพียงพอกับความต้องการใช้ในระดับภูมิภาค รวมทั้งใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติอย่างมีประสิทธิภาพ และ 4) ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ร่วมมือกับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการจัดทำร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (Gas Plan 2018) ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561 - 2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP 2018 rev.1) รวมถึงสถานการณ์ในปัจจุบัน โดยเฉพาะความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และ 2562 ซึ่งต่ำกว่าที่เคยประมาณการไว้ใน Gas Plan 2015 และการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศสามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่องภายหลังการได้ผู้ชนะการประมูลกลุ่มแหล่งก๊าซเอราวัณและกลุ่มแหล่งก๊าซขงกชในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) ในปี 2562 ส่งผลให้คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยได้อย่างต่อเนื่องอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

The major objectives of Gas Plan 2018 (spanning 2018-2037) are to secure enough natural gas supply to meet domestic demand at fair prices and to administer the infrastructural system for security and efficiency in accommodating socio-economic development with due regard for environmental balance and connection with the National Strategy of 2018 - 2037, the 12th National Economic and Social Development Plan, and the National Reform Plan on Energy. Four goals have been prescribed: 1) promotion of natural gas consumption in various economic sectors to ease air pollution, 2) acceleration of natural gas E&P from domestic petroleum deposits, joint development areas, and overlapped territories, 3) development of proper and sufficient natural gas infrastructure for regional demand in parallel with efficient exploitation of such infrastructure, and 4) promotion of natural gas business competition for national energy security, prosperity, and sustainability.

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

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

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

MMSCFD
(@1,000 BTU/scf)

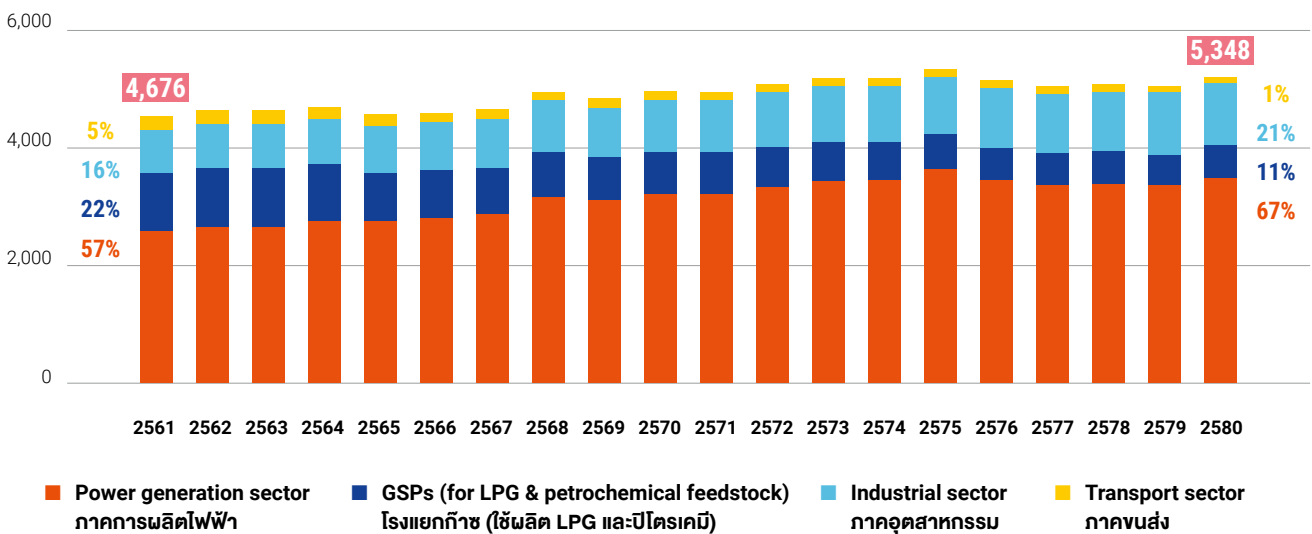


FIGURE 1: PROJECTED DEMAND FOR NATURAL GAS (2018 - 2037)
รูปที่ 1 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580

ในส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติตาม Gas Plan 2018 พบว่าแนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561-2580 ประกอบด้วยการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ (อ่าวไทยและพื้นที่บนบก) การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา รวมทั้ง LNG ที่มีสัญญาอยู่ในปัจจุบัน และก๊าซธรรมชาติหรือ LNG ที่ต้องจัดหาเพิ่ม ทั้งนี้ คาดว่าในปี 2580 การผลิตจากแหล่งภายในประเทศภายใต้สัญญาที่มีอยู่ในปัจจุบันจะอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็นร้อยละ 28 ของการจัดหาทั้งหมด ดังแสดงในรูปที่ 2 ในขณะที่ เมื่อเปรียบเทียบการจัดหาก๊าซธรรมชาติกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พบว่าอาจจำเป็นต้องมีการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม ในปี 2580 คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 68 ของการจัดหาทั้งหมด เพื่อรองรับความต้องการใช้ของประเทศ

Natural gas supply under Gas Plan 2018 over the period would come from indigenous sources (Gulf and onshore), import from Myanmar, current LNG contracts, and natural gas/LNG procurement. It is projected that by 2037, indigenous output under current contracts would equal about 1.5 Bcfd, or about 28% of the total supply, as shown in Figure 2, whereas demand versus supply indicates that more supply would be needed that year to meet the domestic demand, in fact accounting for 68% of the total supply.

MMSCFD
@1,000 BTU/scf

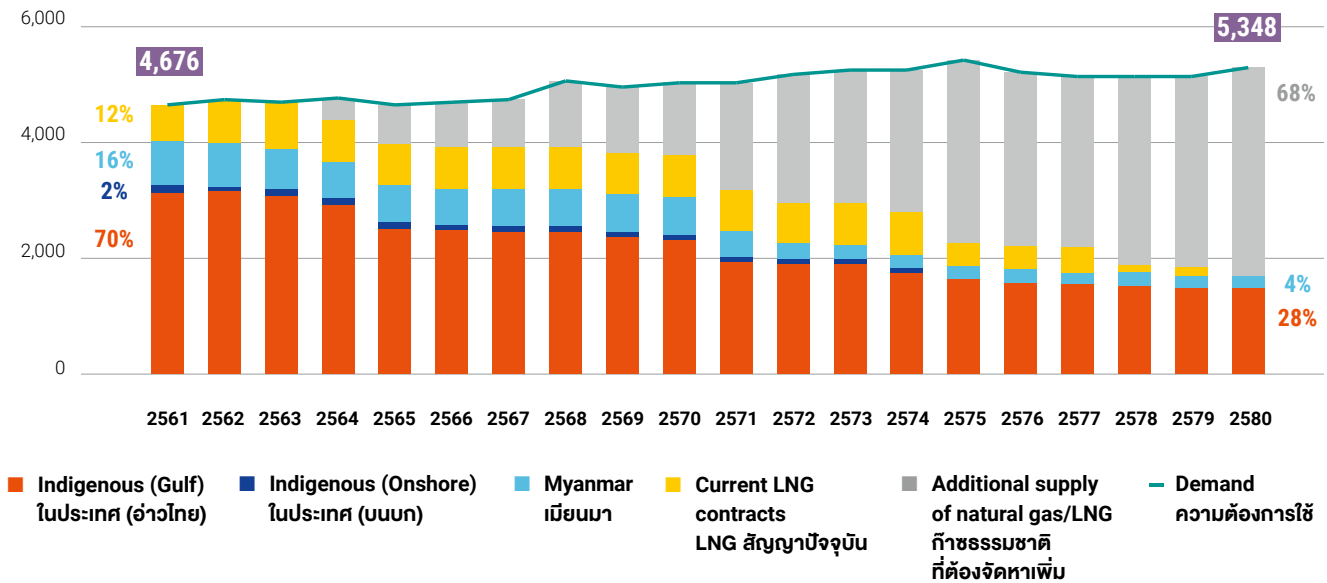


FIGURE 2: PROJECTED SUPPLY FOR NATURAL GAS (2018 – 2037)

รูปที่ 2 ประมาณการการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580

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

The Ministry of Energy organized a public hearing session on the new TIEB plan on February 18, 2020. Four plans were involved: PDP 2018 rev. 1, Gas Plan 2018, AEDP 2018, and EEP 2018. CEPA gave its blessings to the new TIEB on February 21, 2020; NEPC, on March 19, 2020; and the Cabinet, on October 20, 2020.

OUTCOMES OF GAS SUPPLY PROCUREMENT FROM INDIGENOUS SOURCES AND MALAYSIA - THAILAND JDA

ผลการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย

การดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติของแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียในระหว่างปี 2561-2563 เปรียบเทียบกับแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติพ.ศ.2561-2580 (Gas Plan 2018) พบว่า ในปี 2561 - 2562 การจัดหาก๊าซในประเทศเป็นไปตามแผน โดยมีปริมาณการจัดหาสูงกว่าแผน Gas Plan 2018 เล็กน้อย (ประมาณร้อยละ 1.5 - 4) อย่างไรก็ตาม สำหรับปี 2563 พบว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าแผนประมาณร้อยละ 6 เนื่องจากมีการเรียกปรับก๊าซลดลง คาดว่าเป็นผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) และมีการนำเข้า LNG Spot ในช่วงที่มีราคาต่ำ เพื่อลดภาระต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 3

Gas supply procurement from indigenous sources and Malaysia - Thailand JDA from 2018 to 2020 versus Gas Plan 2018 indicated that for the period, indigenous supply went as planned, even exceeding the plan slightly (1.5 - 4%). Nevertheless, for 2020, it was found that supply fell 6% below the plan because of a lower call for gas, probably due to COVID-19 and low-price LNG spot import to ease fuel price burdens for power generation, as shown in Figure 3.

NATURAL GAS SUPPLY FROM INDIGENOUS SOURCES AND THE MALAYSIA - THAILAND JDA UNDER GAS PLAN 2018 VERSUS AVERAGE SUPPLY FROM 2018 TO 2020

ปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติของแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย ภายใต้ Gas Plan 2018 เปรียบเทียบกับการจัดหาเฉลี่ย ในระหว่างปี 2561 - 2563

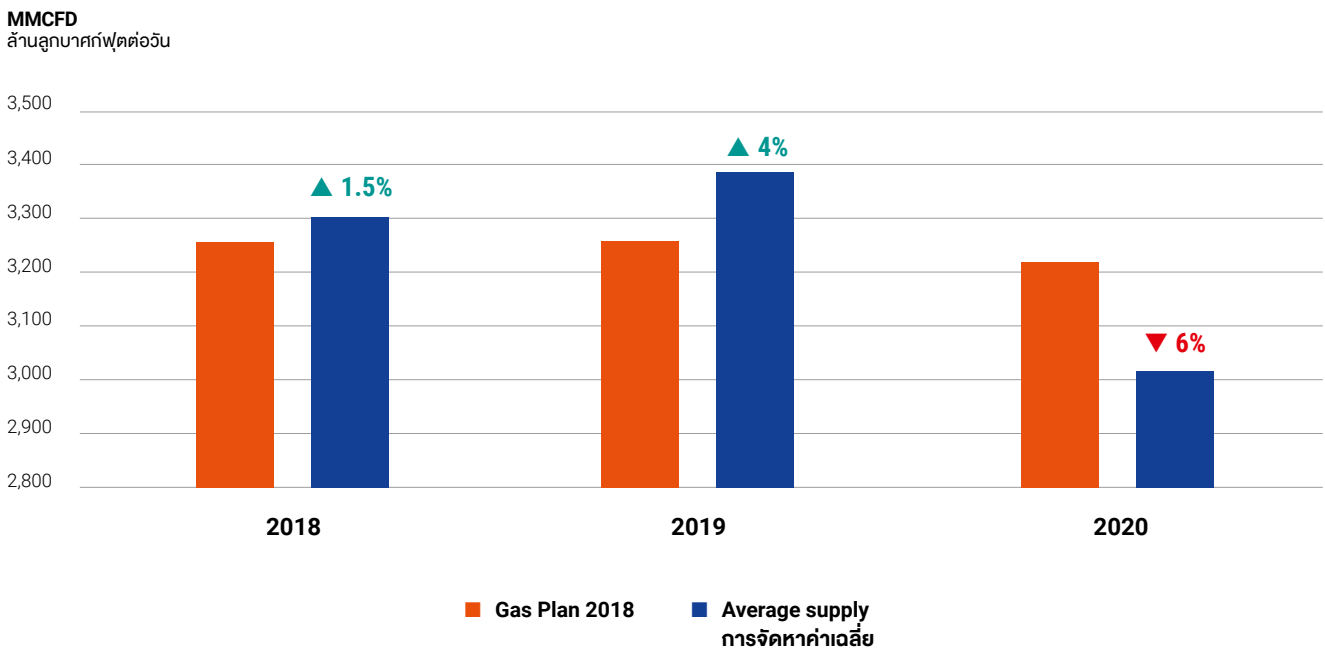


FIGURE 3: NATURAL GAS SUPPLY UNDER GAS PLAN 2018 (2018-2020)
รูปที่ 3 การดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติภายใต้ Gas Plan 2018 ในระหว่างปี 2561-2563

1.4

LNG MANAGEMENT PLAN

แผนบริหารจัดการ LNG

BACKGROUND

ความเป็นมา

ประเทศไทยมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคครัวเรือน และภาคขนส่ง ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยมีการเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยปัจจุบัน ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยอยู่ที่ 5,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในขณะที่ยังไม่มีการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ และการผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบันมีอย่างจำกัด เพื่อให้สามารถรองรับความต้องการดังกล่าว แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) ได้กำหนดการจัดการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งประกอบด้วยการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศ การนำเข้าก๊าซธรรมชาติทางท่อจากประเทศเมียนมา และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ส่วนที่เข้ามาเพื่อให้มีปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศ

LNG เป็นเชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติที่อยู่ในสถานะของเหลวที่สามารถนำเข้ามาจากต่างประเทศด้วยการขนส่งทางเรือที่ออกแบบให้เก็บรักษาความเย็นที่อุณหภูมิ -160 องศาเซลเซียส โดยประเทศไทยเริ่มนำเข้า LNG ตั้งแต่ พ.ศ. 2554 และมีแนวโน้มการใช้มากขึ้นอย่างต่อเนื่องตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ มีการพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า LNG ด้วยเรือขนาดใหญ่ที่มีผนังสำหรับเก็บรักษาความเย็น การสร้างถังจัดเก็บและระบบแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อแปรสถานะ LNG จากของเหลวให้กลับมาเป็นสถานะก๊าซ โดยตามแผนโครงสร้างพื้นฐานในปี พ.ศ. 2560 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ได้พิจารณาอนุมัติให้ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ดำเนินการขยายความสามารถของคลังจัดเก็บและแปรสภาพ LNG Terminal มาบตาพุด ให้ก่อสร้างเพิ่มชุดเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำทะเล (Opened Rack Vaporization: ORV) ทำให้ LNG Terminal มาบตาพุด มีความสามารถในการแปรสภาพ LNG ให้เป็นก๊าซ รวม 11.5 ล้านตันต่อปี ซึ่งได้ก่อสร้างแล้วเสร็จในปลายปี พ.ศ. 2561 การอนุมัติให้ก่อสร้าง LNG Terminal แห่งที่ 2 ในพื้นที่บ้านหนองแพบ จังหวัดระยอง ซึ่งห่างจากมาบตาพุดราว 10 กิโลเมตร โดย ปตท. ได้ออกแบบและศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมแล้วเสร็จและเริ่มก่อสร้าง LNG Terminal ในปลายปี พ.ศ. 2561 ขนาด 7.5 ล้านตันต่อปี ตามนโยบายการแข่งขันเสรีในกิจการก๊าซธรรมชาติ

Thailand's consumption of natural gas by its power, industrial, household, and transport sectors has currently reached about 5 Bcfd, while its new petroleum E&P licensing activities have been limited. Under the Gas Plan 2018 for 2018-2037, demand and supply would come from indigenous production, piped gas from Myanmar, and imported LNG.

LNG is liquefied natural gas transported in a cryogenic mode (about minus 160 Celsius) imported in specialized tankers. Thailand first imported it in 2011, with escalating demand foreseen in the Gas Plan. Infrastructure has evolved to sustain LNG imports with large tankers equipped with cryogenic chambers, as have storage tanks and heat-exchange systems to gasify the commodity. Under the infrastructure plan of 2017, NEPC approved PTT Plc's expansion of its LNG Terminal, Map Ta Phut, and gasification capacity through an additional Open Rack Vaporization (ORV), hiking the terminal's gasification capacity to 11.5 million tons per year (MTPA), which was completed in late 2018. NEPC also approved the construction of a second LNG terminal at Nong Faep, Rayong, some 10 kilometers from Map Ta Phut. To this end, PTT completed its design and EIA study and began construction of a 7.5-MTPA terminal in late 2018 under the gas business liberalization policy.

The Department of Mineral Fuels was assigned by NEPC on July 31, 2017, to oversee, monitor, and administer the security of natural gas supply from the Gulf of Thailand, piped gas import, and LNG imports. Also, under the Ministry of Energy announcement segmenting DMF units of 2019, DMF was assigned to investigate and provide recommendations on the import and purchase of natural gas and LNG to meet domestic demand in an appropriate and prompt manner at all times-current circumstances, emergencies, maintenance shutdowns, and future planning.

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับมอบหมายตามมติ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 ให้ กำกับ ติดตาม รวมถึงบริหาร ดูแล ความมั่นคงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งจากอ่าวไทย จากนำเข้าจากต่างประเทศทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติและ จากการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) รวมทั้งตามประกาศกฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิง ธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2562 ให้ศึกษาและ เสนอแนะแนวทางการนำเข้าและการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) เพื่อตอบสนอง ต่อความต้องการใช้ของประเทศได้อย่างเหมาะสมและ ทันท่วงที ทั้งในสถานการณ์ปัจจุบัน สถานการณ์ฉุกเฉิน การหยุด ข้อมบำรุง และการวางแผนในอนาคต



OUTCOMES

ผลการดำเนินงาน

1. ติดตามปริมาณการจัดหาและการใช้ LNG ของประเทศ โดยมีการนำเข้า LNG ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตามสัญญาระยะยาวจำนวน 4 สัญญา รวมปริมาณ 5.2 ล้านตัน ต่อปี 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 ระยะเวลา สัญญา 15 ปี (พ.ศ. 2560 - 2575)
- 4) สัญญา Petronas ขนาด 1.2 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 15 ปี (พ.ศ. 2560 - 2575)

ในระหว่างปี 2560 - 2563 ปตท. นำเข้า LNG ภายใต้ สัญญาระยะยาว 4 สัญญา รวมถึงสัญญาตลาดจร (Spot) เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ รวมปริมาณการนำเข้า LNG ทั้งสิ้น 18.77 ล้านตัน (แบ่งเป็น ปี 2560 ปี 2561 ปี 2562 และปี 2563 จำนวน 3.82, 4.44, 4.96 และ 5.55 ล้านตัน ตามลำดับ) และได้มีการนำเข้า LNG แบบตลาดจร (Spot) ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในช่วงเดือนธันวาคม 2562 และเดือนเมษายน 2563 รวมจำนวน 2 ลำเรือ ขนาดปริมาณลำเรือละ 65,000 ตัน

2. ติดตามการดำเนินการด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อรองรับการนำเข้า จัดเก็บและแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซเข้าสู่ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศ ปัจจุบันประเทศไทยมี LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซอยู่ที่ 11.5 ล้านตันต่อปี (PTT LNG Terminal มาบตาพุด จังหวัดระยอง)

นอกจากนี้ มีโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง ได้แก่

- 1) โครงการ LNG Terminal บ้านหนองแพบ จังหวัดระยอง

1. Tracked the LNG supply and consumption volumes of the country. PTT's imports under four long-term agreements totaled 5.2 MTPA, namely

- 1) 20-year (2015 - 2035) Qatar agreement (2 MTPA)
- 2) 15-year (2017 - 2032) Shell agreement (1 MTPA)
- 3) 15-year (2017 - 2032), BP agreement (1 MTPA)
- 4) 15-year (2017 - 2032) Petronas agreement (1.2 MTPA).

From 2017 to 2020, PTT imported LNG under four long-term agreements and under spot contracts to meet domestic demand, altogether 18.77 million tons - 3.82 million in 2017; 4.44 million in 2018; 4.96 million in 2019; and 5.55 million in 2020.

EGAT's spot-contract imports were delivered in December 2019 and April 2020 by two tankers, each carrying 65,000 tons.

2. Tracked infrastructure development actions to accommodate imports, storage, and gasification of LNG before its entering the national gas grid. Today Thailand has one completed LNG terminal (PTT LNG Terminal at Map Ta Phut, Rayong) with an 11.5-MTPA gasification capacity.

Projects under construction consist of 1) LNG terminal construction at Ban Nong Faep, Rayong, with a gasification capacity of 7.5 MTPA, expandable

มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 7.5 ล้านตันต่อปี (สามารถขยายได้ถึง 15 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จในปี 2565 2) โครงการ FSRU ในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 5 ล้านตันต่อปี กำหนดแล้วเสร็จในปี 2567 และ 3) โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 10.8 ล้านตันต่อปี (สามารถขยายได้ถึง 16 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จในปี 2570

ดังนั้น LNG จึงเป็นส่วนสำคัญที่สนับสนุนให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติอย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้และรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ ซึ่งต้องมีการติดตามวางแผนและกำหนดแนวทางการบริหารจัดการ รวมทั้งการรักษาสมดุลต่อการส่งเสริมกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศ

to 15 MTPA, due for completion in 2022, 2) FSRU Project in the upper Gulf of Thailand, with a gasification capacity of 5 MTPA, due for completion in 2024, and 3) an LNG terminal at Map Ta Phut Industrial Port area, phase 3, in the EEC zone, Rayong, with a gasification capacity of 10.8 MTPA, expandable to 16 MTPA, due for completion in 2027.

LNG indeed represents critical support for adequate supply of natural gas to meet domestic demand and maintain national security of supply, thus calling for monitoring, planning, and formulation of management approaches, properly balanced with the promotion of national petroleum E&P activities.



1.5

INTEGRATED PLAN FOR COAL

แผนบูรณาการงานด้านเชื้อเพลิงถ่านหิน

BACKGROUND

ความเป็นมา

ประเทศไทยมีการผลิตและการใช้ถ่านหินเป็นแหล่งพลังงานเพื่อพัฒนาประเทศมาอย่างยาวนาน โดยในอดีตการบังคับใช้มาตรการและการใช้เทคโนโลยีการจัดการผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการใช้ถ่านหินยังไม่เพียงพอและแพร่หลาย ประกอบกับมีการใช้ถ่านหินผลิตไฟฟ้าในปริมาณมาก เพื่อรองรับการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ ส่งผลให้เกิดวิกฤตต่อสภาวะอากาศ ซึ่งทำให้เกิดภาพลักษณ์ที่ไม่ดีและนำไปสู่การต่อต้านการใช้ถ่านหินและโรงไฟฟ้าถ่านหินในที่สุด ปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดที่สามารถดักจับและปลดปล่อยมลพิษได้ตามเกณฑ์มาตรฐานหรือต่ำกว่า สามารถลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินได้อย่างมีประสิทธิภาพ

กระทรวงพลังงานได้มีมติเมื่อวันที่ 7 ตุลาคม 2557 มอบหมายให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชช.) ซึ่งมีภารกิจหลักในการจัดหาพลังงานจากแหล่งทรัพยากรเชื้อเพลิงธรรมชาติ จัดทำแผนบูรณาการงานด้านเชื้อเพลิงถ่านหิน ในการบริหารจัดการและขนส่งถ่านหินทั้งระบบ เพื่อสร้างความเข้าใจกับประชาชนเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหิน รวมถึงการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินใหม่

ดังนั้น เพื่อให้ตอบสนองต่อมติดังกล่าว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้จัดทำแผนบูรณาการด้านเชื้อเพลิงถ่านหินหรือแผนที่นำทางเชื้อเพลิงถ่านหินของประเทศ (Thailand Coal Roadmap) ร่วมกับคณะทำงานแก้ไขปัญหาด้านเชื้อเพลิงถ่านหินของประเทศแบบบูรณาการ ซึ่งประกอบด้วยหน่วยงานทั้งจากภาครัฐ ภาคเอกชน รวมถึงภาคประชาชน (หน่วยงานระดับกระทรวง จำนวน 9 กระทรวง และหน่วยงานระดับกรม จำนวน 23 หน่วยงาน) เพื่อให้เกิดการบริหารจัดการที่ดี มีประสิทธิภาพและสร้างความเชื่อมั่นจากการใช้ประโยชน์เชื้อเพลิงถ่านหินในทุกภาคส่วน รองรับการใช้ประโยชน์เชื้อเพลิงถ่านหินในการผลิตไฟฟ้าและในภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ ให้เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม นำไปสู่การสร้างความมั่นคงด้านพลังงานและเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันทางธุรกิจกับต่างประเทศ

แผนบูรณาการด้านเชื้อเพลิงถ่านหิน หรือแผนที่นำทางเชื้อเพลิงถ่านหินของประเทศ (Thailand Coal Roadmap) มีระยะดำเนินงาน 5 ปี (พ.ศ. 2559-2564) ประกอบด้วย 6 ยุทธศาสตร์ ดังนี้

For decades, Thailand has produced and burned coal for national development. Our enforcement of measures and technological application for handling coal's environmental impacts were, however, neither adequate nor widespread. Massive volumes of coal have fired power generation to help Thailand sustain its economic growth, but have unfortunately resulted in atmospheric impacts, a tarnished image of coal power plants, and ultimately opposition to coal. To remedy and efficiently overcome such environmental impacts, the introduction of clean coal technology can trap pollutants and keep emissions in line 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 under the entire coal system and establish public understanding of power generation from coal and new coal-fired power plant construction.

In response to this instruction, in conjunction with a taskforce on the integrated solution to national coal problems (consisting of public, private, and people sectors), involving nine ministries and 23 government departments, DMF drew up a five-year (2016 - 2021) Thailand Coal Roadmap. The goal is efficient management and confidence in coal by all sectors and accommodation of coal exploitation for power generation and by players in the industrial sector so that coal may become a green fuel, a national energy security enhancer, and an international competitiveness enabler.

The Thailand Coal Roadmap consists of six strategies:

1. Development of legislation and supervision of coal businesses that are fair and transparent
2. Establishment of cooperation by appointing

ยุทธศาสตร์ที่ 1 จัดทำกฎหมาย และกำกับกิจการเชื้อเพลิง
อย่างเป็นธรรมและโปร่งใส

ยุทธศาสตร์ที่ 2 สร้างความร่วมมือโดยตั้งคณะทำงาน
ที่ประกอบด้วยหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับถ่านหิน

ยุทธศาสตร์ที่ 3 กำหนดโครงสร้างองค์กรบริหารจัดการเชื้อ
เพลิงถ่านหิน

ยุทธศาสตร์ที่ 4 พัฒนาขีดความสามารถทางเทคโนโลยี
เชื้อเพลิงถ่านหินให้กับองค์กรและบุคลากรของประเทศ

ยุทธศาสตร์ที่ 5 สร้างความยอมรับของสังคมด้านเชื้อเพลิง
ถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด

ยุทธศาสตร์ที่ 6 จัดทำฐานข้อมูลถ่านหินที่น่าเชื่อถือ
ถูกต้องและครอบคลุม

PERFORMANCE

ผลการดำเนินงานที่ผ่านมา

ในปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินโครงการติดตาม
ให้คำปรึกษาและประเมินผลตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดี (Code
of Practice: CoP) สำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน
(ซึ่งเป็นโครงการต่อเนื่องจากปี 2562) เพื่อยกระดับ
การประกอบกิจการถ่านหินของไทยให้ได้มาตรฐานสากล
เสริมสร้างภาพลักษณ์ที่ดีด้านกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินใน
ประเทศไทย โดยมีเป้าหมายเป็นผู้ประกอบการเชื้อเพลิง
ถ่านหินในพื้นที่อำเภอนครหลวง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา
ซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีการดำเนินกิจกรรมเกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิง
ถ่านหินที่นำเข้ามาจากต่างประเทศค่อนข้างหนาแน่น
การดำเนินงานประกอบด้วยการจัดทำแบบประเมินตนเอง
(Self-Checklist) ที่ครอบคลุมแนวทางการปฏิบัติที่ดีที่เกี่ยวข้อง
กับเชื้อเพลิงถ่านหินด้านคุณภาพสิ่งแวดล้อม และด้าน
ความปลอดภัยและสุขภาพ ในการดำเนินกิจกรรมการขนส่ง
การขนถ่าย การกองเก็บ และการแปรรูปเชื้อเพลิงถ่านหิน
ตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิง
ถ่านหิน โดยผู้ประกอบการได้นำแบบประเมินตนเอง
(Self-Checklist) ไปตรวจประเมินการปฏิบัติงานในแต่ละ
กิจกรรมในสถานประกอบการของบริษัทได้ด้วยตนเอง ทั้งนี้
ได้ดำเนินการคัดเลือกผู้ประกอบการนำเข้า/ส่งออก
และผู้ประกอบการที่ใช้ประโยชน์จากเชื้อเพลิงถ่านหินในพื้นที่
ดังกล่าวเข้าร่วมดำเนินกิจกรรมในโครงการ จำนวน 4 ราย
ได้แก่ 1) บริษัท ลัคกี้ รีซอร์สเซส แอน โลจิสติกส์ จำกัด
2) บริษัท ซัมมิท รีซอร์สเซส (ไทยแลนด์) จำกัด 3) บริษัท
ซิงเฮงเส็ง จำกัด และ 4) บริษัท อีสเทอร์น เพ็ล จำกัด
โดยทางกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและที่ปรึกษาโครงการ
ได้ดำเนินกิจกรรมในส่วนของ การติดตาม ให้คำปรึกษา
และประเมินผลตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดี (Code of
Practice: CoP) สำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน ดังนี้

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.

In 2020 DMF monitored, advised, and assessed
operators against the Code of Practice (CoP) for coal
import/export (a continuing project from 2019)
to upgrade Thailand's coal businesses to international
standards and promote a positive image for the business
in Thailand. The department's target groups are coal
business operators in Nakhon Luang district of
Phra Nakhon Si Ayutthaya, an area known for dense
imported coal-based activities. Its tasks consisted of
preparation of a self-checklist embracing good coal
practices concerning the environment as well as
safety and health aspects of transport, onloading and
offloading, piling, and processing of coal under
the CoP. Operators applied this self-checklist in assessing
operation under each of their activities. DMF also
selected four import/export operators and those that
exploited coal in the area as project participants: Lucky
Resources and Logistics Co., Ltd., Summit Resources
(Thailand) Co., Ltd., Sing Heng Seng Co., Ltd.,
and Eastern Pearl Co., Ltd. Below are detailed activities
on monitoring, advising, and assessing operators
against the CoP by DMF and project consultants:

- October 8-9, 2020: Visited the four participants
to clarify and establish proper understanding
of compliance with the CoP and the Self-Checklist
guidelines

- November 24-27, 2020: Visited the four participants
to survey, monitor, and advise them after their
self-assessment under the CoP

- วันที่ 8 - 9 ตุลาคม 2563 เข้าพบผู้ประกอบการ ทั้ง 4 ราย เพื่อชี้แจงและสร้างความเข้าใจที่ถูกต้องในการปฏิบัติตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินและแนวทางการใช้แบบประเมินตนเอง (Self-Checklist)

- วันที่ 24 - 27 พฤศจิกายน 2563 เข้าพบผู้ประกอบการ ทั้ง 4 ราย เพื่อสำรวจ ติดตาม และให้คำปรึกษาแก่ผู้ประกอบการดังกล่าว ภายหลังจากได้ดำเนินกิจกรรมการตรวจประเมินตนเองตามประมวลหลักปฏิบัติสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน

- วันที่ 12 - 20 มกราคม 2564 ดำเนินการสรุปผลการติดตาม ให้คำปรึกษาและผลการตรวจประเมินตนเองของผู้ประกอบการ นำเสนอต่อคณะทำงาน เพื่อหารือแนวทางปรับปรุง แก้ไขปัญหาอุปสรรคจากการดำเนินงานของผู้ประกอบการเชื้อเพลิงถ่านหินที่เข้าร่วมกิจกรรมตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน ซึ่งผลสรุปที่ได้จะแจ้งต่อสถานประกอบการดังกล่าว ในขั้นตอนการติดตามประเมินผลเพื่อดำเนินการต่อไป

ผลการดำเนินการพบว่า ผู้ประกอบการสามารถดำเนินการตรวจประเมินกิจกรรมในสถานประกอบการของตนเองและมีความสอดคล้องต่อแนวทางปฏิบัติของบริษัทฯ สามารถนำไปใช้เป็นแนวทางปฏิบัติได้ ซึ่งบริษัทฯ ได้ให้ข้อสังเกตว่า แนวทางปฏิบัติบางอย่างมีข้อจำกัดไม่สามารถดำเนินการตามประมวลหลักปฏิบัติได้และบางส่วนต้องใช้งบประมาณและระยะเวลาในการปรับปรุง และเห็นควรให้มีการปรับปรุงประมวลหลักปฏิบัติและแบบประเมินตนเองให้มีความชัดเจนและเห็นควรให้มีการติดตามการดำเนินกิจกรรมตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินต่อไป เพื่อช่วยในการยกระดับและส่งเสริมการประกอบการธุรกิจเชื้อเพลิงถ่านหินให้มีภาพลักษณ์ที่ดี เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม รวมถึงให้ได้รับการยอมรับจากชุมชนและสามารถดำเนินกิจการได้อย่างยั่งยืน

- January 12 - 20, 2021: Summarized the monitoring and counseling along with the Self-Checklist outcomes of the participants and submitted the outcomes to the taskforce for consultation on improvement approaches and resolution to obstacles faced by participants in CoP activities. The final outcomes would be later fed back to these operators during the monitoring and assessment phase.

It was found that these operators assessed activities at their own sites, and there was compatibility with their practices. However, they noted that certain guidelines posed limitations on them in their compliance with the CoP and that certain portions required budget and time for improvement. They therefore advocated amendment to the CoP and assessment forms for greater clarity and monitoring of CoP-based activities to upgrade and promote coal businesses' positive image, environmental friendliness, and community acceptance for sustainability.



PLAN FOR 2021 แผนการดำเนินงานในปี 2564

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีแผนดำเนินงานโครงการบูรณาการงานด้านถ่านหินโดยรวมของประเทศให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในส่วนของการติดตามผลและปรับปรุงประมวลหลักปฏิบัติที่ดีการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้การดำเนินกิจกรรมมีความต่อเนื่องมีประสิทธิภาพ และการประเมินผลประมวลหลักปฏิบัติที่ดีฯ ที่ได้ดำเนินการไว้ จะสามารถนำไปใช้ปฏิบัติได้จริงอย่างเป็นรูปธรรม เพื่อการยกระดับการประกอบกิจการสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน โดยเฉพาะรายย่อยของไทยให้ได้ระดับมาตรฐานสากล และเพื่อพัฒนาปรับปรุงประมวลหลักปฏิบัติที่ดีฯ ให้เป็นมาตรฐานเบื้องต้นในการ

DMF commands an ongoing optimum coal integration project for the country as a whole for monitoring and improvement of the CoP for continuity and efficiency as well as the CoP's genuinely practical assessment. That achieved, the department can then upgrade the business of importing/exporting coal, notably for minor business owners, to international standards while improving the CoP as a preliminary standard for conducting coal import/export businesses that are friendly to the environment and communities. Other desirable outcomes are the promotion of a good

ดำเนินกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิง ถ่านหิน ที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชน รวมถึงการเสริมสร้างภาพลักษณ์ที่ดีในการประกอบกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินในประเทศให้เป็นที่ยอมรับของสังคม อันจะนำไปสู่การพัฒนาอย่างยั่งยืนภายใต้ความมั่นคงและเสถียรภาพด้านพลังงาน และเพื่อเพิ่มศักยภาพในการบริหารจัดการด้านนโยบายและแผนพลังงานในส่วนของการประกอบกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินของไทย

สำหรับกิจกรรมการเสริมสร้างภาพลักษณ์ที่ดีในการประกอบการด้านเชื้อเพลิงถ่านหินของไทย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้เตรียมการส่งโครงการของผู้ประกอบดีเด่นด้านถ่านหินของไทยเข้าร่วมการประกวด ASEAN Coal Awards 2021 ในประเภทต่าง ๆ ซึ่งจะดำเนินการจัดการประกวดในปี พ.ศ. 2564

image for the domestic coal business for acceptance to society, which would lead to sustainable development under energy security and stability as well as enhanced capability for energy policy and planning for Thailand's coal businesses.

As for promotional activities for a good image of the business, DMF is in the process of submitting projects by Thailand's outstanding business operators to the ASEAN Coal Awards 2021 contest, to be staged in 2021.





PART 2 PETROLEUM OVERVIEW

สถานการณ์ปิโตรเลียม



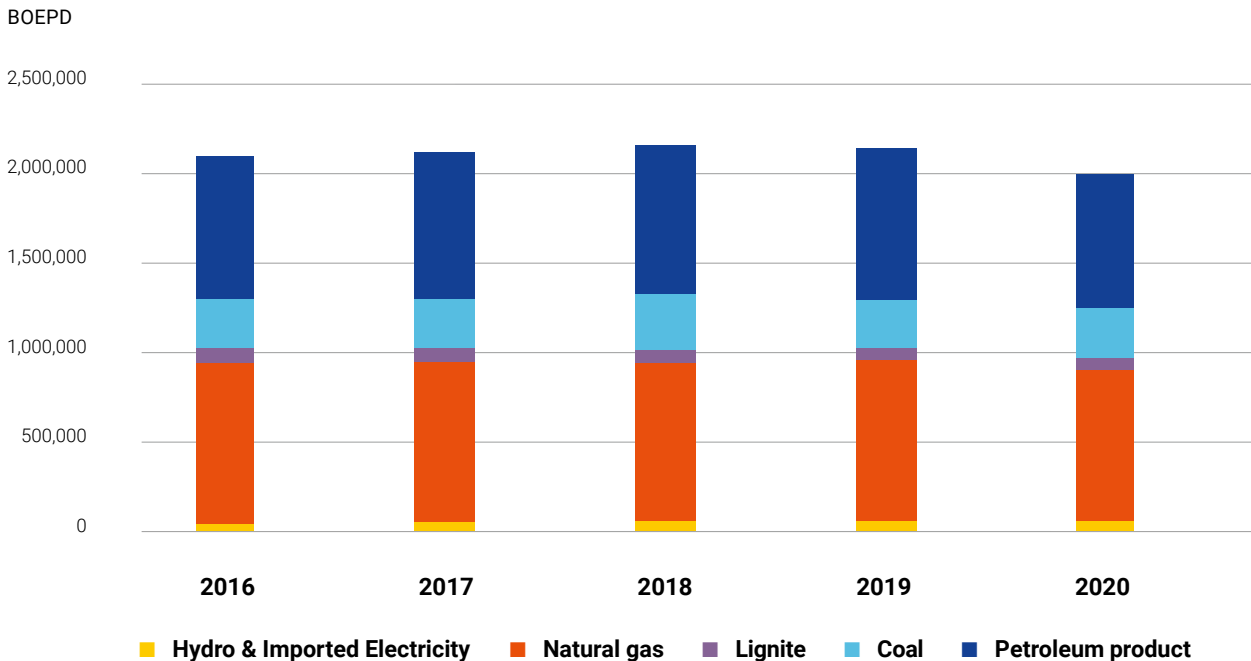
2

DOMESTIC PETROLEUM OVERVIEW สถานการณ์ปิโตรเลียมภายในประเทศ

ในปี 2563 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) เฉลี่ย 1.99 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงกว่าปีก่อนประมาณร้อยละ 6.9 โดยหากพิจารณาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2559 - 2563) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศลดลงเฉลี่ยร้อยละ 0.7 ต่อปี

This year Thailand's primary energy consumption averaged 1.99 MMBOED, a 6.9% drop from last year. On average, for the past five years (2016 - 2020) this consumption has fallen 0.7% a year.

THAILAND'S PRIMARY COMMERCIAL ENERGY CONSUMPTION, 2016 - 2020
การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทย พ.ศ. 2559 - 2563



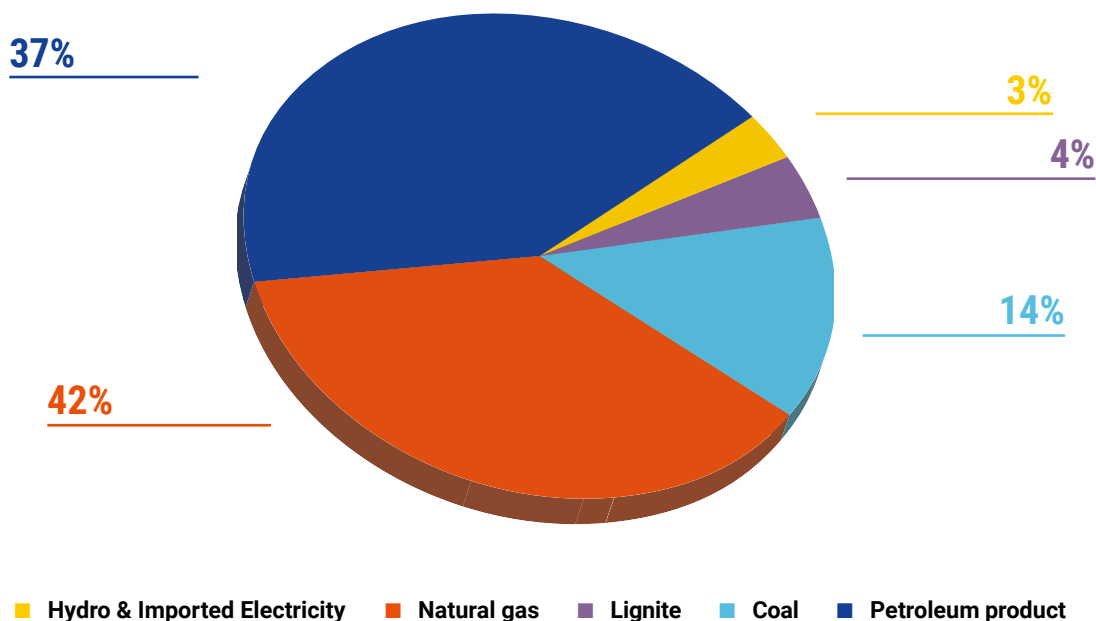
ที่มา : สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

Source : Energy Policy & Planning Office, EPPO

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยปี 2563 แบ่งออกเป็นการใช้ปิโตรเลียมร้อยละ 79 (ก๊าซธรรมชาติ และผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมร้อยละ 42 และ 37 ตามลำดับ) ถ่านหินและลิกไนต์ร้อยละ 18 และพลังงานน้ำและไฟฟ้านำเข้าร้อยละ 3

For the year, primary energy consumption was made up of 79% petroleum (42% natural gas and 37% petroleum products), 18% coal and lignite, and 3% hydroelectric power and imported power.

THAILAND'S PRIMARY COMMERCIAL ENERGY CONSUMPTION IN 2020
สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2563



การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทยในปี 2563 มีการจัดหาจากแหล่งภายในประเทศเฉลี่ย 0.763 ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ลดลง ร้อยละ 0.7 แบ่งเป็นการจัดหาในรูปแบบน้ำมันดิบร้อยละ 15 (เฉลี่ย 117,603 บาร์เรลต่อวัน) ก๊าซธรรมชาติเหลว ร้อยละ 10 (เฉลี่ย 85,155 บาร์เรลต่อวัน) และก๊าซธรรมชาติ (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย) ร้อยละ 75 (เฉลี่ย 3,257 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยรวมคิดเป็นร้อยละ 39 ของการจัดหาปิโตรเลียมทั้งหมด ส่วนที่เหลือร้อยละ 61 ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

เมื่อพิจารณาแนวโน้มในอดีตจะเห็นว่า ความต้องการใช้ และการจัดหาพลังงานของประเทศโดยรวมยังคงมีแนวโน้ม สูงขึ้นต่อเนื่อง โดยประเทศต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดิบ ในระดับสูงมาอย่างยาวนาน ในปี 2563 มีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบสูงถึงร้อยละ 87 เมื่อเทียบกับการจัดหาน้ำมันดิบ ในประเทศทั้งหมด เพื่อใช้ภายในประเทศโดยส่วนใหญ่จะใช้ เป็นเชื้อเพลิงในภาคการขนส่ง

สำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศ ยังคงสามารถพึ่งพา ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งในประเทศร้อยละ 69 แต่เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ที่เติบโตอย่างต่อเนื่อง ได้มีการนำเข้าน้ำมันดิบในสองรูปแบบ ได้แก่ นำเข้าจาก แหล่งก๊าซธรรมชาติของประเทศเมียนมา โดยขนส่งผ่าน ระบบท่อส่งก๊าซตะวันตกในสัดส่วนร้อยละ 15 ของปริมาณ ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่จัดหาได้อีกรูปแบบคือการนำเข้าน้ำมันดิบของ ก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ในสัดส่วนร้อยละ 16

This year Thailand saw 0.763 MMBOED in supply from indigenous sources, a 0.7% decline from last year, accounting for 39% of the total supply. Crude oil accounted for 15% (117,603 bpd); condensate, 10% (85,155 bpd); and natural gas (MTJDA gas included), 75% (3,257 MMcfd). Imports accounted for 61% of the total supply.

One notices soaring overall energy demand and supply over the years 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 oil supply for domestic needs, most of it consumed by the transport sector.

As for domestically consumed natural gas, Thailand currently relies on 69% supplied by indigenous sources. To meet the spiraling demand, two forms of imports have emerged: piped gas from Myanmar's fields (15% of the total supply) to the west and LNG (16%).

At present, Thailand boasts LNG storage and gasification facilities at Map Ta Phut, Rayong (construction completed in 2019) and a second set of facilities under construction at Ban Nong Faep, Rayong (due for completion in 2022), to replace supply from limited indigenous resources while

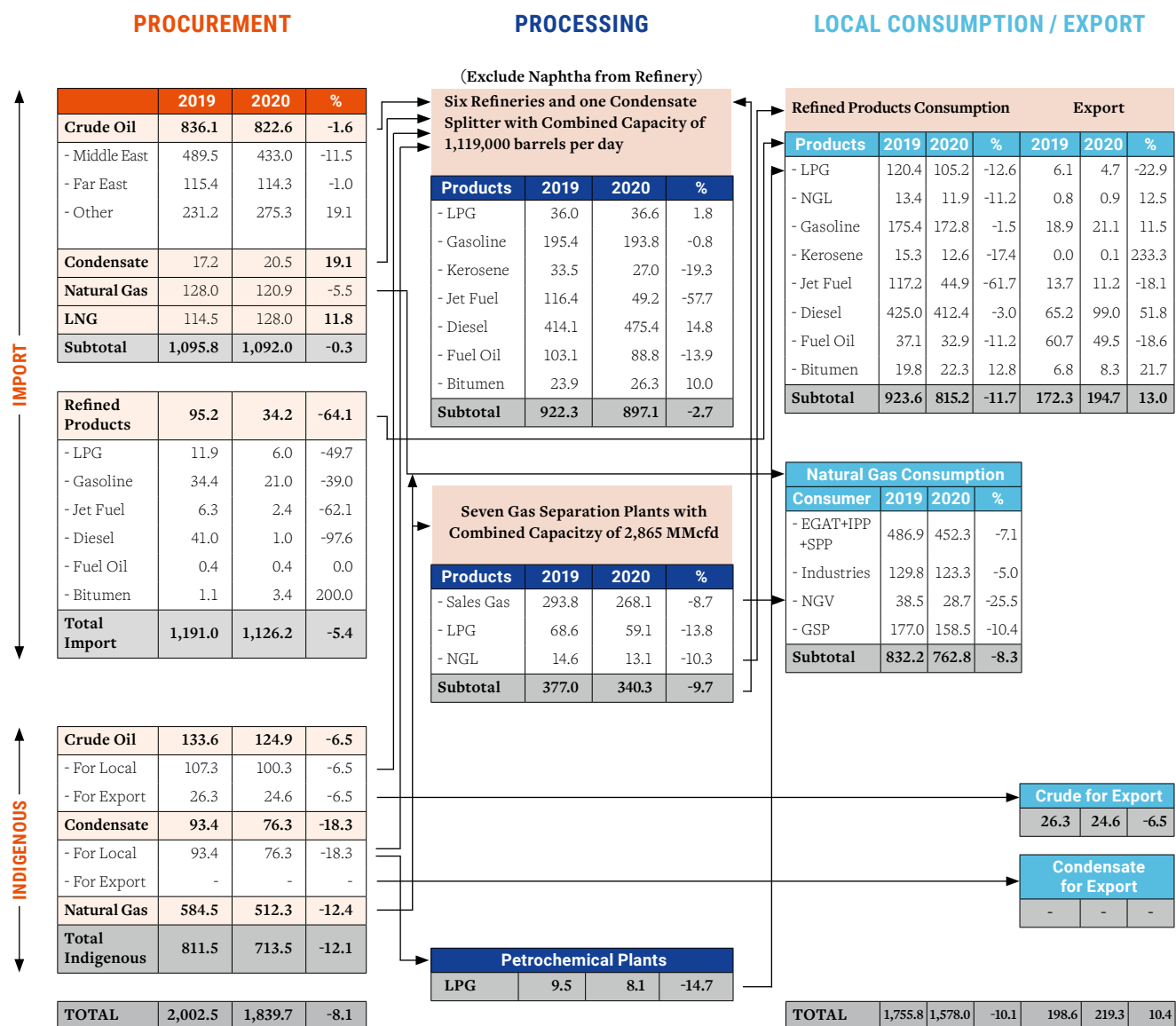
โดยปัจจุบันประเทศไทยมีสถานีกักเก็บและแปรสภาพ LNG แห่งที่หนึ่งตั้งอยู่ที่มาบตาพุด จังหวัดระยอง ก่อสร้างเสร็จตั้งแต่ปี 2562 แห่งที่สองอยู่ระหว่างการก่อสร้างที่บ้านหนองแปน จังหวัดระยอง กำหนดแล้วเสร็จปี 2565 ซึ่งเป็นโครงสร้างพื้นฐานรองรับความต้องการ LNG ที่อาจเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนปริมาณการจัดหาก๊าซจากแหล่งภายในประเทศที่มีอยู่อย่างจำกัด และรองรับการเติบโตความต้องการใช้ก๊าซในแต่ละภาคส่วนที่จะเพิ่มขึ้นโดยเฉพาะจากภาคการผลิตไฟฟ้า ประเทศไทยจึงจำเป็นต้องมีแนวทางในการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพและเป็นระบบชัดเจน โดยมีมาตรการจัดการในด้านการจัดหาควบคู่กับมาตรการด้านการใช้เพื่อสร้างสมดุลพลังงานและเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศในระยะยาว

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



THAILAND'S PETROLEUM BALANCES JANUARY - DECEMBER 2020

Unit: MBOEPD



Sources: PTIT, DMF, EPPD



PART 3 CONCESSIONS AND STATE REVENUE

สัมปทานปิโตรเลียม
และรายได้รัฐ



3.1

EXPLORATION AND PRODUCTION RIGHTS

การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

มาตรา 23 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม กำหนดว่า “ปิโตรเลียมเป็นของรัฐ ผู้ใดสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในที่ใด ไม่ว่าที่นั้นเป็นของตนเองหรือบุคคลอื่นต้องได้รับสัมปทาน ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตหรือได้รับสัญญาจ้างบริการ...” ดังนั้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะหน่วยงานของรัฐ ซึ่งมีหน้าที่กำกับดูแลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ จึงต้องดำเนินการในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและการอนุมัติอนุญาตดำเนินการของผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้เป็นไปตามบทบัญญัติของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม

ในรอบปี พ.ศ. 2563 มีสัมปทานจำนวน 38 สัมปทาน แบ่งเป็นช่วงการผลิต 45 แปลงสำรวจ ช่วงการสำรวจ 2 แปลงสำรวจ และหยุดดำเนินการ (พื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา) 12 แปลงสำรวจ และสัญญาแบ่งปันผลผลิตจำนวน 2 สัญญา 2 แปลงสำรวจ (แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61)

Section 23 of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971) and its amendment state: “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.” As an arm of the government responsible for supervising domestic E&P, the department must take action on matters related to the awarding of E&P rights and approval of actions by concessionaires under the provisions of the petroleum act and its amendment.

This year operations were carried out in 38 concessions covering: 45 exploration blocks in the production period, two exploration blocks in the exploration period, 12 exploration blocks operation suspended (the Cambodia - Thailand Overlapping Areas), and two PSCs covering two exploration blocks, namely offshore Gulf of Thailand G1/61 and G2/61.



APPROVAL AND LICENSING OF CONCESSIONAIRES' OPERATIONS UNDER THE PETROLEUM ACT การอนุมัติ อนุญาตการดำเนินการของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมตามข้อกำหนดในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

การกำหนดพื้นที่ผลิต

ก่อนผลิตปิโตรเลียมจากที่ใดที่หนึ่งในแปลงสำรวจ ผู้รับสัมปทานต้องแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว และเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีแล้วจึงจะผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ผลิตนั้นได้ตามมาตรา 42 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม โดยในปี พ.ศ. 2563 มีการอนุมัติพื้นที่ผลิตจำนวน 2 พื้นที่ใน 2 แปลงสำรวจ ดังนี้

Definition of production areas

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

Concession number สัมปทานเลขที่	Concessionaire (Operator) ผู้รับสัมปทาน (ผู้ดำเนินงาน)	Block แปลงสำรวจ	Production area ชื่อพื้นที่ผลิต	Approval อนุมัติ	
				Area (sq.km.) พื้นที่ (ตร.กม.)	Date วันที่
5/2550/81	MP G11 (Thailand) Limited บริษัท เอ็มพีจี 11 (ประเทศไทย) จำกัด	G11/48	Nongnuj นงนุช	363.05	Jan. 30, 2020 30 ม.ค. 63
1/2550/77	Pan Orient Energy (Siam) Limited บริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอร์ยี (สยาม) ลิมิเต็ด	L53/48	South AA	1.02	Jul. 17, 2020 17 ก.ค. 63

การขอต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม

เมื่อผู้รับสัมปทานได้ดำเนินการผลิตปิโตรเลียมมาจนครบระยะเวลาผลิตตามสัมปทานแล้ว หากพบว่าในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมยังมีศักยภาพปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์หรือมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมคงเหลือที่สามารถผลิตต่อไปได้ ผู้รับสัมปทานสามารถขอต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมได้ตามมาตรา 26 เป็นระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี และกระทำได้เพียงครั้งเดียว โดยต้องยื่นคำขอก่อนสิ้นระยะเวลาผลิตไม่น้อยกว่า 6 เดือน โดยเป็นอำนาจของคณะรัฐมนตรีในการพิจารณาให้การอนุมัติต่อระยะเวลาผลิตดังกล่าว

ในรอบปี พ.ศ. 2563 มีแปลงสำรวจที่ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี ให้ต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมออกไปเป็นระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี จำนวน 1 แปลงสำรวจคือสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 1/2522/16 แปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด และบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) โดยได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมตั้งแต่วันที่ 15 มีนาคม 2564 จนถึงวันที่ 14 มีนาคม 2574

Production period extension

Once a given concessionaire has produced for the entire production period, should it discover petroleum of commercial volumes or reserves that can be produced further, it can apply only once under Section 26 for production period extension of up to 10 years. To this end, it must file such request at least six months ahead of production period expiry. The Cabinet is authorized to grant approval for such extension.

This year one exploration block won a Cabinet approval for petroleum production extension for up to 10 years, namely concession number 1/2522/16 (S1 onshore block of PTTEP Siam Co., Ltd. and PTTEP Plc). The approved period is March 15, 2021, to March 14, 2031.

THAILAND PETROLEUM CONCESSION MAP

แผนที่แสดงแปลงสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย



PETROLEUM CONCESSIONS IN THAILAND (AS OF JANUARY 1, 2021)

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
Gulf of Thailand						
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)		10	-	744.1295	-
	(Unit Area II)		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)		12	-	1,295.1646	-
	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.*	70.00				
	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						
8-Mar-72	PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.*	66.67	16	-	1,403.1090	-
	Total E&P Thailand	33.33	17	-	518.3800	-
1-Jun-98	PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.*	80.00				
Sup.No.8	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00	16A	-	719.8457	-
	Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00				

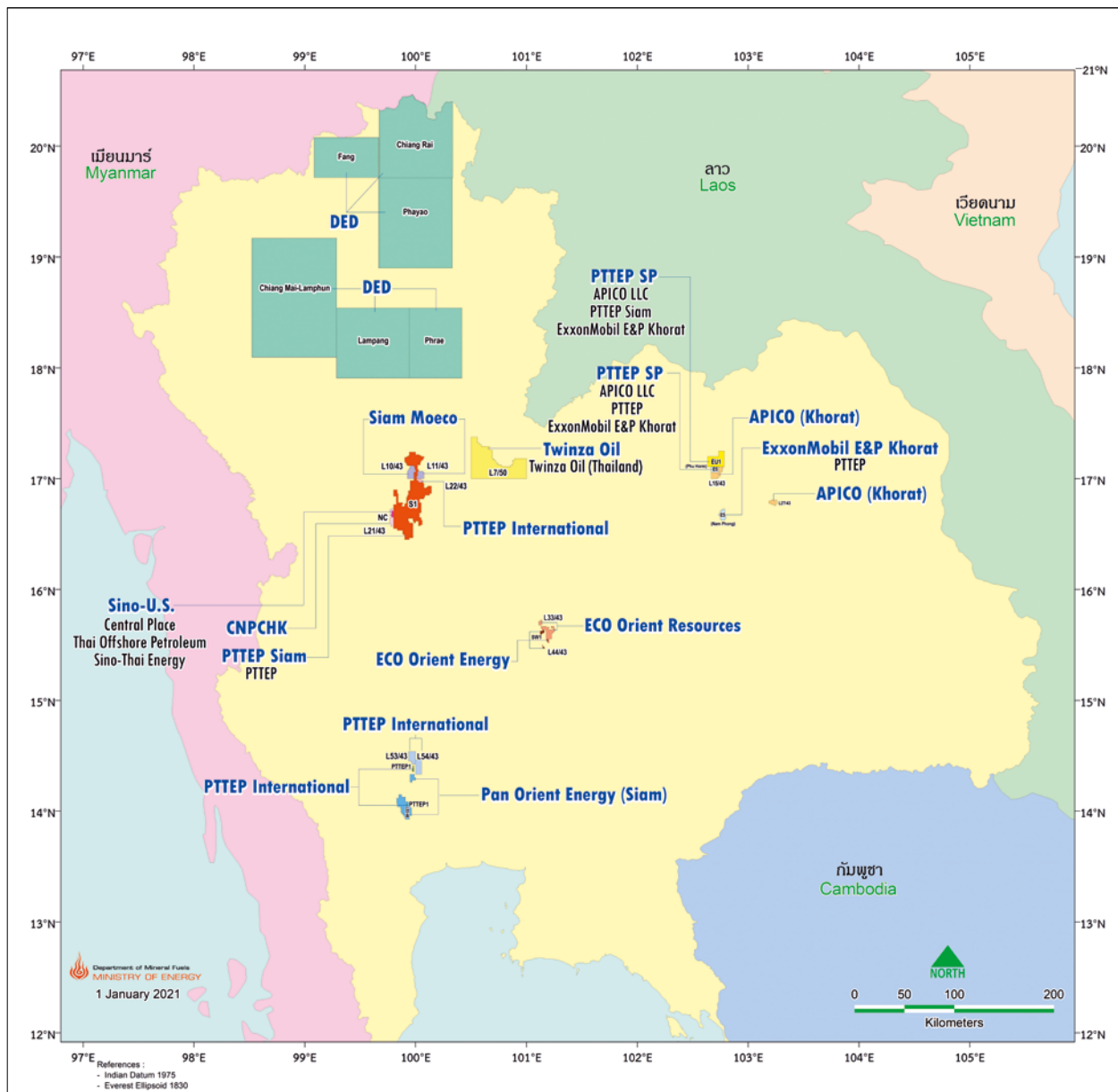
Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
4/2515/8	Thailand-Cambodia Overlapping Area					
24-Feb-76	BG Asia Inc.*	50.00	7#	4,760.0000	-	-
Sup.No.8	Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd.	33.33	8#	3,400.0000	-	-
	Petroleum Resources (Thailand) Pty., Ltd.	16.67	9	2,260.0000	-	-
17-Jul-03	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.*	44.34	9A	-	80.0276	-
Sup.No.9	Orange Energy Limited	46.34				
	Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd.	7.32				
	Palang Sophon Limited	2.00				
5/2515/9	PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.*	66.67	15	-	1,279.0000	-
10-Mar-72	Total E&P Thailand	33.33				
27-Feb-98	PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.*	80.00	14A	-	1,373.1890	-
Sup.No.11	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00				
	Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00				
Sup.No.11	Thailand-Cambodia Overlapping Area		14A	133.0000	-	-
	PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.*	80.00				
	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00				
	Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00				
27-Feb-98	PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.*	80.00	15A	-	1,466.0516	-
Sup.No.11	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00				
	Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00				
3/2528/28	PTTEP Siam Ltd.	100.00	B6/27	-	9.5200	1,296.0500
6-Feb-85						
1/2529/33	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.*	35.00	B12/27	-	2,678.2930	441.4800
15-Jan-86	PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.	45.00				
	PTTEP SP Limited	15.00				
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	5.00				
1/2532/35	MP B5 (Thailand) Limited	100.00	B5/27	-	75.8988	1,855.3412
9-Aug-89						
1/2534/36	Tantawan Production Area					
1-Aug-91	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.*	44.34	B8/32	-	274.6670	-
	Orange Energy Limited	46.34				
	Chevron Block B8 32 (Thailand) Ltd.**	7.32				
	Palang Sophon Limited	2.00				
Sup.No.11	Outside Tantawan Production Area		B8/32	-	1,717.4300	-
	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.*	29.67				
	Orange Energy Limited	31.67				
	B8/32 Partners Ltd.	31.67				
	Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd.**	5.00				
	Palang Sophon Limited	2.00				

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
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 (Thailand) Ltd.	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	-
7/2549/75 8-Dec-06	MP G1 (Thailand) Limited* Tap Energy (Thailand) Pty Ltd.	70.00 30.00	G1/48	-	171.8900	-
8/2549/76 8-Dec-06	KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited* KrisEnergy G10 (Thailand) Limited 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	-	363.0500	-
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	-
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	18,438.1859	3,876.5012
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	17.2200

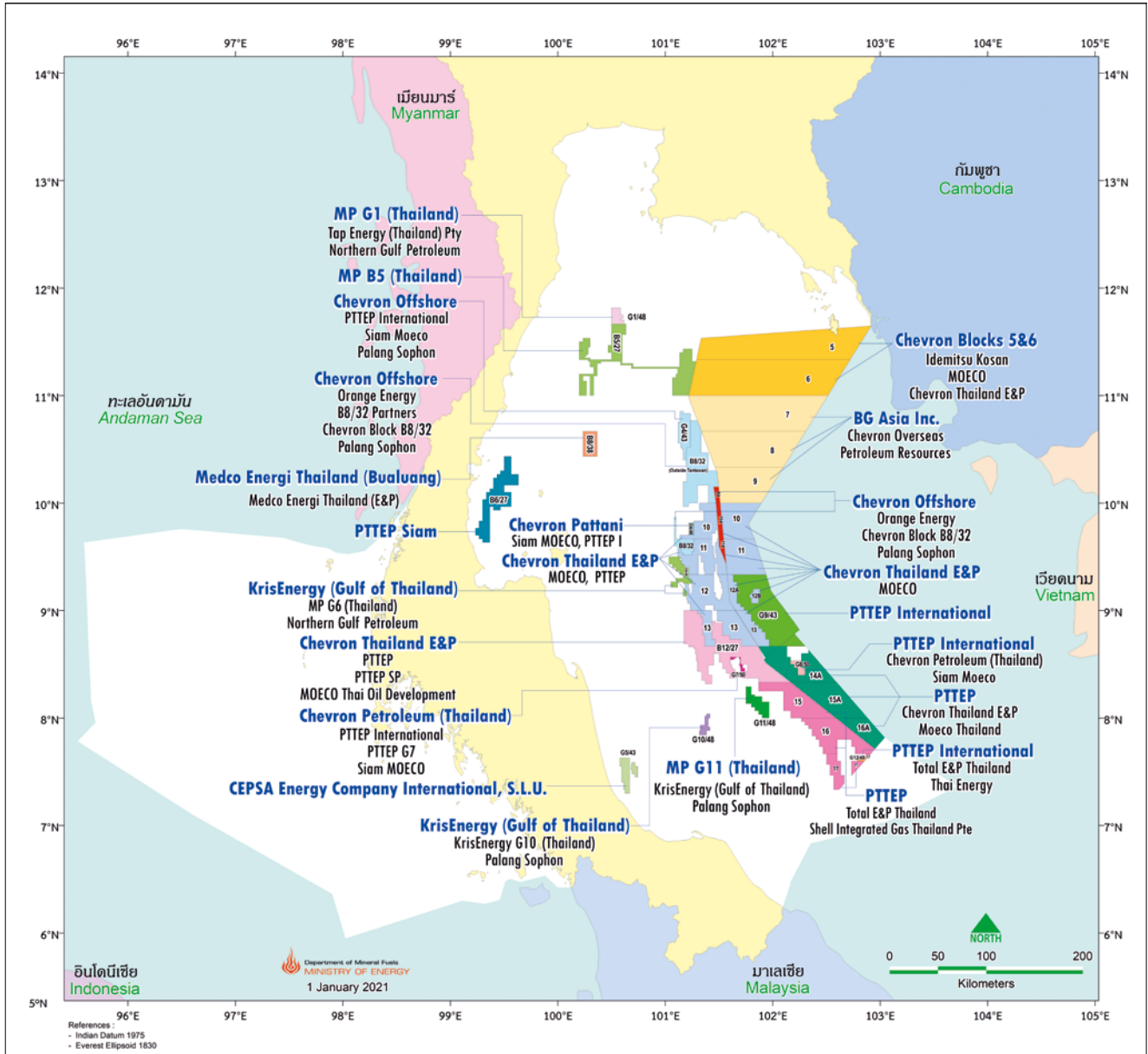
Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)		
				Exploration	Production	Reserves
	Phu Horm Area					
	PTTEP SP Limited*	35.00				
	Apico LLC	35.00	E5	-	39.3100	-
	PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.**	20.00				
	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	10.00				
1/2524/19 3-Jun-81	PTTEP SP Limited*	35.00				
	Apico LLC	35.00	EU1	-	192.8900	-
	PTTEP Siam Ltd.**	20.00				
	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	10.00				
1/2526/23 12-Apr-83	Sino-U.S. Petroleum Inc.*	33.33				
	Central Place Company Ltd.	33.33	NC	-	11.2439	-
	Thai Offshore Petroleum Ltd.	16.67				
	Sino Thai Energy Ltd.	16.67				
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	-
1/2546/58 17-Jul-03	CNPCHK (Thailand) Ltd.	100.00	L21/43	-	43.3200	-
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	-	13.8700	-
9/2546/66 25-Sep-03	Apico (Khorat) Limited	100.00	L15/43 L27/43	884.7900 908.8500	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	325.3800 363.5300
1/2550/77 8-Jan-07	Pan Orient Energy (Siam) Ltd.	100.00	L53/48	-	25.4600	210.6700
13/2550/89 19-Dec-07	Twinza Oil Limited*	50.00				
	Twinza Oil (Thailand) Limited	50.00	L7/50	-	-	-
2/2554/110 8-Feb-11	TPI Refinery (1997) Company Limited	100.00	L29/50	982.8600	-	-
Total		16 concessions	18 blocks	2,776.5000	1,754.9499	1,371.7500
Grand Total		38 concessions	48 blocks	29,777.8900	20,193.1358	5,248.2512

* : operator ** : coventurer # : หยุดการค้าเงินงาน

PETROLEUM CONCESSION MAP (ONSHORE)
แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมบนบก



PETROLEUM CONCESSION MAP OFFSHORE (GULF OF THAILAND) แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย



3.2

STATE REVENUE

รายได้รัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม

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

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

ROYALTY

ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม

ในปี 2563 รัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นเงิน 33,050 ล้านบาท จากปริมาณการขายปิโตรเลียมในเดือนมกราคม - ธันวาคม 2563 ซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท น้ำมันดิบ และก๊าซปิโตรเลียมเหลว คิดเป็นมูลค่าปิโตรเลียมทั้งสิ้น 274,378 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

This year, royalty collection totaled Baht 33.050 billion for the natural gas, condensate, crude oil, and LPG sold during the period, altogether worth Baht 274.378 billion.

Sale ปริมาณการขายปิโตรเลียม	Value (Baht million) มูลค่าปิโตรเลียม (ล้านบาท)	Royalty (Baht million) ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)
Natural gas (0.96 TCF) ก๊าซธรรมชาติ 0.96 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต	180,394	22,364
Condensate (28 million barrels) คอนเดนเสท 28 ล้านบาร์เรล	34,023	4,236
Crude oil (46 million barrels) น้ำมันดิบ 46 ล้านบาร์เรล	59,041	6,335
LPG (66 million kilograms) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 66 ล้านกิโลกรัม	920	115
Total รวม	274,378	33,050

ปี 2563 การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลที่อยู่ภายในเส้นฐานตรงและน่านน้ำภายในให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นรวมเป็นเงิน 1,555.26 ล้านบาท มีรายละเอียดดังนี้

The year saw Baht 1.555.26 billion in royalty derived from onshore and offshore production between the straight baseline and inner waters allocated to local administrative bodies as detailed below:

Unit: Baht million
หน่วย: ล้านบาท

Description รายละเอียด	Gulf แหล่งผลิตในอ่าวไทย	Onshore แหล่งผลิตบนบก	Total รวม
Collected royalty ค่าภาคหลวงที่จัดเก็บได้ (มกราคม - ธันวาคม 2563)	30,578.49	2,471.84	33,050.33
Remitted to Treasury นำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน	30,506.33	988.74	31,495.07
20% allocated to 192 Tambon Admin. Org. (TAOs) in producing tambons จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20 (192 แห่ง)	24.05	494.37	518.42
20% allocated to 7,775 TAOs and municipalities nationwide จัดสรรให้ อบต. ทั่วประเทศ และ เทศบาลต่าง ๆ ร้อยละ 20 (7,775 แห่ง)	24.05	494.37	518.42
20% allocated to 12* Provincial Admin. Org. (PAOs) nationwide จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) ร้อยละ 20 (12 แห่ง*)	24.05	494.37	518.42

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

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

ประเทศไทยเริ่มมีการผลิตปิโตรเลียมตั้งแต่ปี 2524 จนถึงสิ้นปี 2563 สามารถผลิตปิโตรเลียมคิดเป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 7.09 ล้านล้านบาท โดยรัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงปิโตรเลียมได้รวมทั้งสิ้น 869,145 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

Since petroleum production began in 1981, Thailand has produced a total value of Baht 7.09 trillion, Baht 869.145 billion of which represented royalty, as of this year-end as detailed below:

Sale ปริมาณการขายปิโตรเลียม	Value (Baht million) มูลค่าปิโตรเลียม (ล้านบาท)	Royalty (Baht million) ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (ล้านบาท)
Natural gas (24 TCF) ก๊าซธรรมชาติ 24 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต	3,626,702	453,347
Condensate (742 million barrels) คอนเดนเสท 742 ล้านบาร์เรล	1,309,510	163,665
Crude oil (1,083 million barrels) น้ำมันดิบ 1,083 ล้านบาร์เรล	2,129,700	248,725
LPG (2,872 million kilograms) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 2,872 ล้านกิโลกรัม	27,265	3,408
Total รวม	7,093,177	869,145

การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นตั้งตั้งแต่ปี 2539 ถึงปี 2563 รวมเป็นเงิน 49,259.34 ล้านบาท

From 1996 to the end of 2020, local administrative bodies had earned Baht 49.259.34 billion in allocated royalty payment for offshore and onshore production.

SPECIAL REMUNERATORY BENEFITS (SRB) เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB)

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

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

ในปี 2563 รัฐสามารถจัดเก็บเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากผลกำไรประจำปี 2562 จำนวน 1 แปลงสำรวจเป็นจำนวนเงิน 15 ล้านบาท และรับชำระเพิ่มเติมจากการปรับปรุงตัวเลขผลกำไรประจำปี 2557 ย้อนหลังจำนวน 1 แปลง เป็นเงิน 24 ล้านบาท รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 39 ล้านบาท โดยมีจำนวนเงินที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี 2547 จนถึงธันวาคม 2563 เป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 52,591 ล้านบาท

This year, Baht 15 million in SRB collection (based on the profit of the 2019 calendar year) applied to one exploration block, together with an additional Baht 24 million for the adjusted profits of 2014 from one exploration block, for a total of Baht 39 million. The cumulative sum of SRB from 2004 to December 2020 is Baht 52.591 billion.

PRODUCTION PERIOD RENEWAL BENEFITS

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตจัดเก็บจากสัมปทานที่ได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปีต่อปีอีก 10 ปี โดยในปี 2563 รัฐจัดเก็บค่าตอบแทนซึ่งเป็นรายได้ของรัฐ จำนวนเงิน 7,057 ล้านบาท สรุปจำนวนเงินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี 2550 จนถึงธันวาคม 2563 รวมทั้งสิ้น 52,904 ล้านบาท

Production period renewal benefits are levied on concessions with 10-year extension of production, this year alone totaling Baht 7.057 billion. Since 2007, the cumulative benefits have reached Baht 52.904 billion.

PETROLEUM INCOME TAX

ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

กรมสรรพากรจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในอัตรา ร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิจากผลการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานโดยจัดเก็บภายในระยะเวลา 5 เดือนนับแต่วันสิ้นรอบระยะเวลาบัญชี โดยรอบระยะเวลาบัญชีปี 2562 ซึ่งจัดเก็บในปี 2563 รัฐจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมได้เป็นจำนวนเงิน 70,958 ล้านบาท เป็นผลให้มีจำนวนเงินภาษีเงินได้ปิโตรเลียมที่จัดเก็บได้นับตั้งแต่ปี 2528 จนถึงปัจจุบันรวมทั้งสิ้น 1.32 ล้านล้านบาท

Within five months after each fiscal year, the Revenue Department collects 50% of the net profit from each concessionaire's operations. As of the end of fiscal year 2020, the accrued petroleum income tax stood at Baht 70.958 billion, which was collected in 2020. Since 1985, this income tax collection has totaled Baht 1.32 trillion.

PROPORTION OF THAILAND'S BENEFITS FROM PETROLEUM OPERATIONS

ผลประโยชน์ที่รัฐได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม

การผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานตั้งแต่ปี 2524 จนถึงปี 2563 ส่งผลให้มีการขายปิโตรเลียมได้เป็นมูลค่าทั้งสิ้น 7,093,177 ล้านบาท โดยรัฐสามารถจัดเก็บรายได้รวมทั้งสิ้น 2.29 ล้านล้านบาท ซึ่งประกอบด้วยค่าภาคหลวง 869,145 ล้านบาท เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ 52,591 ล้านบาท ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิต 52,904 ล้านบาท และภาษีเงินได้ปิโตรเลียม 1.32 ล้านล้านบาท

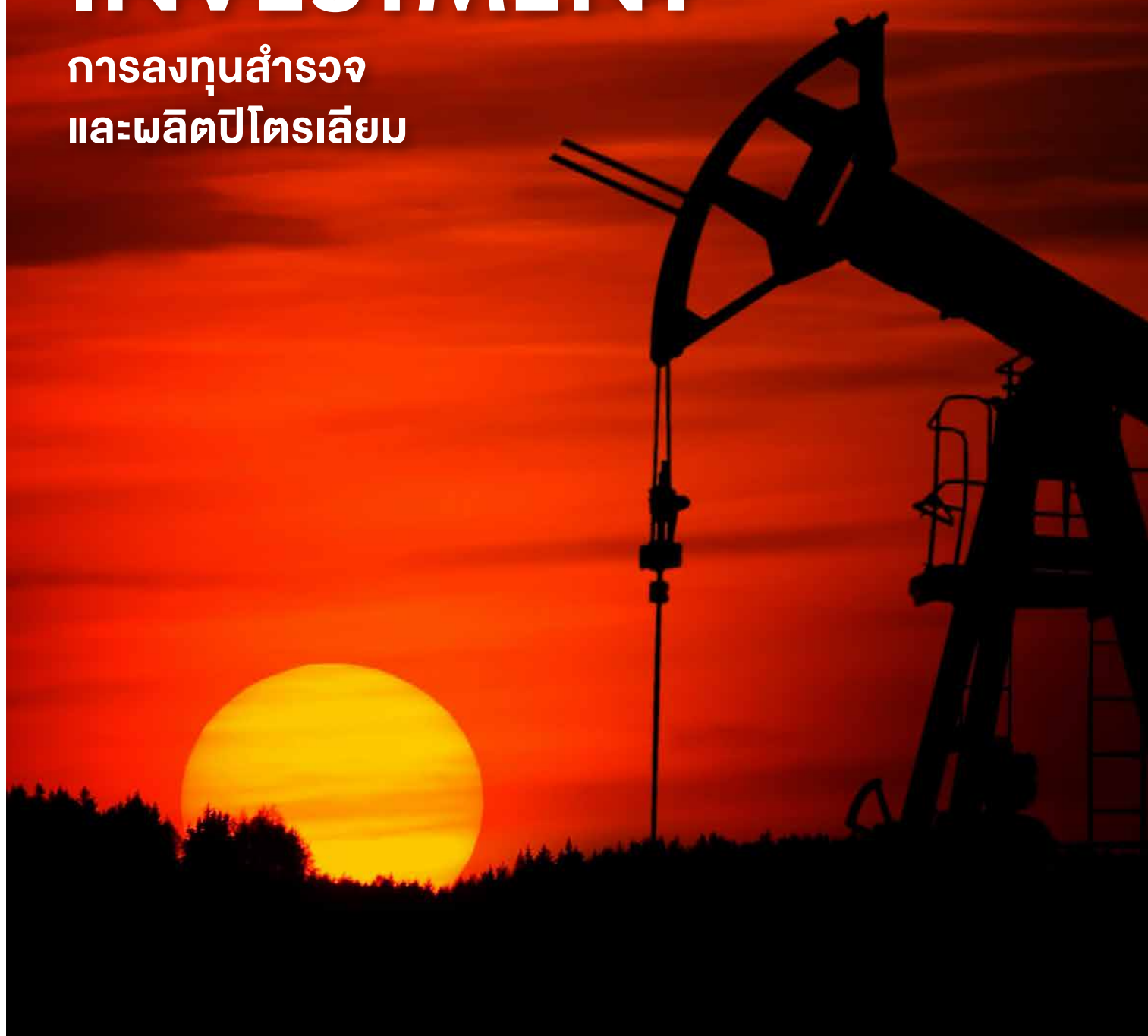
Since commercial petroleum production began in Thailand in 1981 (to the end of 2020), Baht 7.093177 trillion of petroleum has been sold, from which Thailand collected Baht 2.29 trillion in revenue: Baht 869.145 billion in royalty, Baht 52.591 billion in SRB, Baht 52.904 billion in production period renewal benefits, and Baht 1.32 trillion in petroleum income tax.

รายละเอียดตัวเลขปริมาณมูลค่าปิโตรเลียมและค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเป็นรายปี แสดงไว้ในภาคผนวก

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

PART 4 EXPLORATION AND PRODUCTION INVESTMENT

การลงทุนสำรวจ
และผลิตปิโตรเลียม



4.1

EXPLORATION AND PRODUCTION INVESTMENT

การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทาน

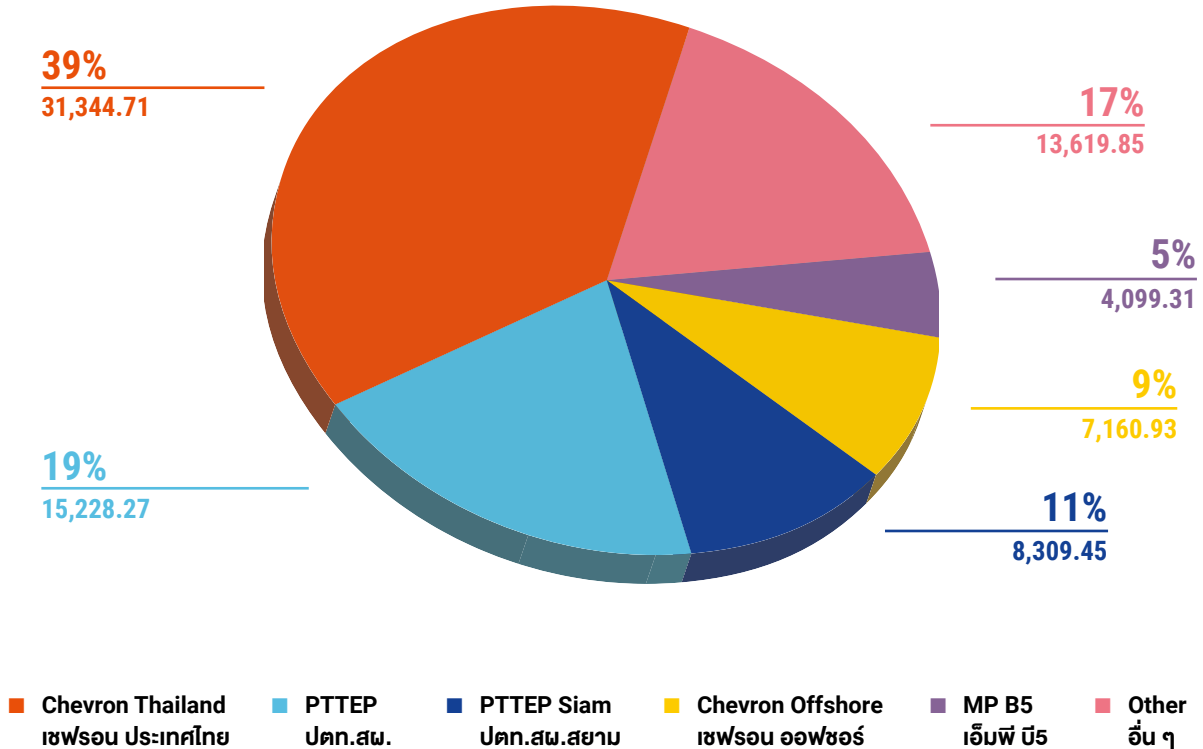
ในปี 2563 ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมมีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ทั้งบนบกและในทะเลเป็นเงินรวมทั้งสิ้น 79,762 ล้านบาท โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานด้านต่าง ๆ ได้แก่ การสำรวจปิโตรเลียม 871 ล้านบาท (ร้อยละ 1.1) การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 31,296 ล้านบาท (ร้อยละ 39.2) การผลิตและขายปิโตรเลียม 45,300 ล้านบาท (ร้อยละ 56.8) และการบริหารงาน 2,295 ล้านบาท (ร้อยละ 2.9)

All concessionaires invested Baht 79.762 billion in all E&P activities this year. Of this total, exploration expenses accounted for Baht 871 million (1.1%); field development expenses, Baht 31.296 billion (39.2%); production and sale, Baht 45.3 billion (56.8%); and administration expenses, Baht 2.295 billion (2.9%).

INVESTMENT EXPENDITURE IN 2020

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนปี 2563

Unit : Baht Million
หน่วย : ล้านบาท



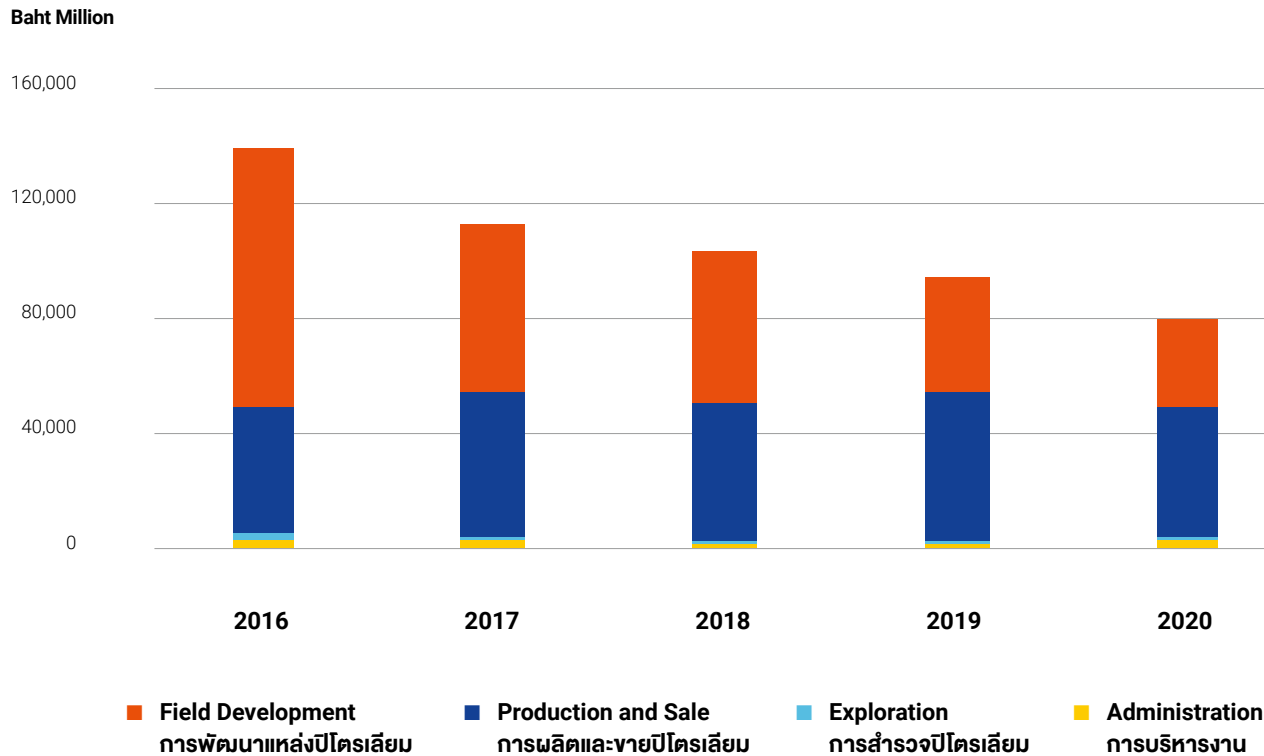
การลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2559 - 2563) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 537,072.61 ล้านบาท การลงทุนลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2559 อันเนื่องมาจากผลของราคาน้ำมันในตลาดโลกและอัตราแลกเปลี่ยนที่ลดลง เมื่อเทียบกับปี 2562 การลงทุนในปี 2563 ลดลงถึงร้อยละ 17.1 หมวดที่ลดลงสูงสุด

Over the past five years (2016-2020), all concessionaires invested Baht 537.07261 billion. Since 2016, however, investment has steadily slipped with lower world oil prices and weak exchange rates. Compared with last year, this year's investment has fallen 17.1%, with the highest percentage drop in

ได้แก่ การสำรวจปิโตรเลียมซึ่งลดลง ร้อยละ 45 ในขณะที่ การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมลดลงร้อยละ 23.6 การผลิต และขายปิโตรเลียมลดลงร้อยละ 12.8 ส่วนการบริหารงาน เพิ่มขึ้นร้อยละ 29.9 ทั้งนี้ เมื่อนับตั้งแต่เริ่มต้นการดำเนินงาน ภายใต้ระบบสัมปทานปิโตรเลียมจนถึงปี 2563 มูลค่าการลงทุน สูงถึง 2.723 ล้านล้านบาท

exploration expenses (45%), followed by development expenses (23.6%), and production and sale (12.8%). On the rise were administration expenses (29.9%). Since the adoption of the concession system in Thailand, total E&P investment has amounted to Baht 2.723 trillion.

PETROLEUM INVESTMENT PROFILE, 2016-2020
สถิติการลงทุนในกิจการปิโตรเลียมย้อนหลัง 5 ปี (พ.ศ. 2559 - 2563)



หน่วย : ล้านบาท (Baht Million)

Year	2016	2017	2018	2019	2020	Compared with 2019
Field Development การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม	91,812	58,718	53,466	40,964	31,296	- 23.6%
Production and Sale การผลิตและขายปิโตรเลียม	44,703	51,749	48,891	51,936	45,300	- 12.8%
Exploration การสำรวจปิโตรเลียม	1,560	1,578	1,316	1,585	871	- 45.0%
Administration การบริหารงาน	3,170	2,161	1,936	1,767	2,295	29.9%
Total รวมทั้งสิ้น	141,244	114,206	105,609	96,252	79,763	- 17.1%

4.2

PROMOTION AND FACILITATION OF OPERATIONS

การส่งเสริมและอำนวยความสะดวกในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูง ต้องพึ่งพาเทคโนโลยีที่ทันสมัยและต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ในฐานะหน่วยงานของรัฐจึงควรร่วมมือให้การสนับสนุน ส่งเสริม ตลอดจนสร้างแรงจูงใจให้มีการลงทุน เพื่อการสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องเพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน ในประเทศ ซึ่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติมได้ กำหนดให้ผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียมที่ได้รับสิทธิตามมาตรา 69 และ 70 มีสิทธิ ได้รับยกเว้น การเสียอากรขาเข้าตามกฎหมายว่าด้วยพิกัดอัตราศุลกากร และภาษีมูลค่าเพิ่มตามประมวลรัษฎากร สำหรับวัสดุอุปกรณ์ ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักรหากคณะกรรมการปิโตรเลียม มีคำสั่งเห็นชอบว่าจำเป็นในการประกอบกิจการปิโตรเลียม และมีสิทธิในการนำช่างฝีมือและผู้เชี่ยวชาญ รวมตลอดถึง คู่สมรสและบุตรที่อยู่ในอุปการะซึ่งเป็นคนต่างด้าวเข้ามา ในราชอาณาจักรได้ตามจำนวนและระยะเวลาที่คณะกรรมการ ปิโตรเลียมมีคำสั่งตามที่เห็นสมควร ทั้งนี้ การพิจารณาอนุญาต ทั้งสองเรื่องดังกล่าวจะต้องผ่านกระบวนการพิจารณา ทั้งในระดับคณะทำงาน คณะอนุกรรมการ และคณะกรรมการ ปิโตรเลียม ซึ่งจะต้องเป็นไปตามหลักเกณฑ์การพิจารณา ที่คณะกรรมการปิโตรเลียมได้กำหนดแนวทางไว้

ในปี 2563 มีผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 25 บริษัท และผู้รับจ้างซึ่งได้ทำสัญญาจ้างเหมาโดยตรงกับผู้รับสัมปทาน ปิโตรเลียม จำนวน 32 บริษัท ได้ยื่นขอสิทธิให้นำผู้เชี่ยวชาญ และช่างฝีมือชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงาน และขอสิทธิยกเว้น อากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามา ในราชอาณาจักรเพื่อใช้ในการกิจการปิโตรเลียม โดยมีผลการ พิจารณา ดังนี้

Petroleum E&P is a highly 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 machinery and supplies brought into the Kingdom. Also, Section 69 authorizes import of foreign specialists and skilled technicians, along with their spouses and children, in numbers and for periods as seen fit by the Petroleum Committee. Such permission must undergo vetting processes at working group, subcommittee, and Petroleum Committee levels under the criteria set by the Petroleum Committee.

This year, applications from 25 concessionaire groups and 32 of their contractors were filed to bring in for petroleum operations foreign specialists and skilled technicians, and supplies, equipment, and machinery with exemption of import duties and value-added tax. The outcomes are summarized below.



**1. APPROVED IMPORT OF SPECIALISTS AND SKILLED TECHNICIANS
UNDER SECTION 69, PETROLEUM ACT, B.E. 2514 (1971)
การอนุญาตให้ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างประเทศเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักร
ตามมาตรา 69 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514**

Company บริษัท	Specialists and skilled technicians ผู้เชี่ยวชาญ (คน)	Family members บุคคลในครอบครัว (คน)
Concessionaires ผู้รับสัมปทาน	220	148
Contractors ผู้รับจ้างเหมาฯ	408	62
Total รวม	628	210

ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างชาติที่ขออนุญาตเข้ามาปฏิบัติงานในกิจการปิโตรเลียมในปี 2563 มาจาก 47 ประเทศ พบว่าเป็นผู้เชี่ยวชาญสัญชาติจีนมากที่สุด คิดเป็น 33.33% รองลงมาคือ สัญชาติอเมริกา อังกฤษ แคนาดา อินโดนีเซีย และอื่น ๆ คิดเป็น 8.57% 6.98% 6.98% 6.67% และ 6.67% ตามลำดับ

The specialists and skilled technicians who filed for work permits in Thailand this year came from 47 countries. The top nationalities were Chinese (33.33%), followed by Americans (8.57%), British (6.98%), Canadians (6.98%), Indonesians (6.67%), and others (6.67%).

**2. IMPORT OF SUPPLIES AND MACHINERY FREE OF IMPORT DUTIES AND
VALUE-ADDED TAX UNDER SECTION 70, PETROLEUM ACT, B.E. 2514 (1971)
การอนุญาตให้ยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักร
เพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียม ตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514**

Company บริษัท	Number of Items จำนวน (รายการ)	Value (U.S. Dollars) มูลค่าวัสดุอุปกรณ์ (ดอลลาร์สหรัฐ)
Concessionaires ผู้รับสัมปทาน	40,387	671,204,541.69
Contractors ผู้รับจ้างเหมาฯ	48,104	371,189,306.43
Total รวม	88,491	1,042,393,848.12

4.3

EXPLORATION AND DRILLING

การสำรวจและการเจาะหลุมปิโตรเลียม

การดำเนินงานสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศไทย จากในอดีตจนถึงสิ้นปี 2563 มีตัวเลขโดยประมาณ ดังตาราง

Cumulative geophysical surveys and drilling at the end of 2020 are summarized as follows.

SEISMIC SURVEYS

การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน

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

ในปี 2563 ไม่มีการสำรวจธรณีฟิสิกส์
No geophysical survey was done in 2020.



DRILLING

การเจาะหลุมปิโตรเลียม

มีการเจาะหลุมรวมทั้งหมด 12,634 หลุม แบ่งเป็นพื้นที่บนบก 2,226 หลุม ในอ่าวไทย 10,389 หลุม และในทะเลอันดามัน 19 หลุม สามารถแบ่งตามประเภทของหลุมเจาะ ดังตาราง

At year-end 2020, 12,634 wells had been drilled in Thailand: 2,226 onshore, 10,389 in the Gulf of Thailand, and 19 in the Andaman Sea. These wells are classified as follows.

Area พื้นที่	Exploration well หลุมสำรวจ	Appraisal well หลุมประเมินผล	Production well หลุมผลิต	Total รวม
Onshore บนบก	235	252	1,739	2,226
Gulf of Thailand อ่าวไทย	376	613	9,400	10,389
Andaman Sea อันดามัน	19	-	-	19
Total รวม	630	865	11,139	12,634

ในปี 2563 มีการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด 351 หลุม น้อยกว่าปี 2562 ซึ่งมีจำนวนหลุมเจาะ 522 หลุม เนื่องจากการปรับลดแผนการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยของผู้รับสัมปทานที่แปลงสัมปทานใกล้หมดอายุ แต่อัตราการผลิตปิโตรเลียมของประเทศยังอยู่ในระดับเดิม ประกอบด้วยหลุมสำรวจ 9 หลุม และหลุมผลิต 342 หลุม สามารถแยกเป็นหลุมปิโตรเลียมบนบก 150 หลุม ซึ่งประกอบด้วยหลุมสำรวจ 8 หลุม และหลุมผลิต 142 หลุม และหลุมปิโตรเลียมในอ่าวไทยจำนวน 201 หลุม ประกอบด้วยหลุมสำรวจ 1 หลุม และหลุมผลิต 200 หลุมจากหลุมสำรวจปิโตรเลียมทั้งหมด 9 หลุม พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ 4 หลุม คิดเป็นร้อยละ 44 โดยเป็นการเจาะในแปลงสำรวจบนบก 8 หลุม พบปิโตรเลียม 3 หลุม คิดเป็นร้อยละ 38 และเจาะสำรวจในอ่าวไทยจำนวน 1 หลุม พบปิโตรเลียม 1 หลุม คิดเป็นร้อยละ 100 โดยแยกตามภูมิภาค ดังนี้

There were 351 wells drilled in Thailand in 2020, way down from 522 wells drilled the year before mainly due to a drastic drop in drilling activities in the Gulf by operators whose concession areas were close to the end of concession agreements, while the production rate was still maintained. Out of all these 351 wells, nine were exploratory and the remaining 342 wells were producing. Grouped by area, 150 wells were located onshore, including eight exploration and 142 production wells. There were 201 wells drilled in the Gulf: one exploration and 200 production wells. Out of the total of nine exploration wells, four wells encountered petroleum in commercial quantities, equivalent to 44% in success ratio. Out of these nine, eight wells were drilled onshore, discovering oil in three, accounting for 38% in success ratio. The remaining well was drilled in the Gulf, which was a discovery, thus a success ratio of 100%. These wells were geographically distributed and operated by various concessionaires as follows.

ภาคกลาง

1. บริษัท แพน โอเรียนท์ เอนเนอจี (สยาม) ลิมิเต็ด ผู้รับสัมปทานแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L53/48 เจาะหลุมสำรวจในพื้นที่สงวนจำนวน 4 หลุม คือ

- หลุม BB-1 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2563 เจาะถึงความลึก 122 เมตร เมื่อวันที่ 7 กุมภาพันธ์ 2563 พบว่าฐานเจาะมีรอยร้าวจึงต้องหยุดเจาะเพื่อซ่อมแซม โดยการอัด Epoxy Resin และย้ายแท่นเจาะไปเจาะหลุมที่ฐาน AA ก่อน จากนั้นกลับมาเจาะต่อเมื่อวันที่ 17 มิถุนายน 2563 ต่อมาวันที่ 29 มิถุนายน 2563 พบปัญหาแท่นเจาะติดและไม่สามารถดึงขึ้นมาได้ จึงเจาะหลุมทแยง BB-1ST ออกจากหลุมเดิม โดยเจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,528 เมตร (1,089 เมตรตามแนวตั้ง) เมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2563 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบ ความหนา 2 เมตร

- หลุม AA-2 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 12 กุมภาพันธ์ 2563 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,676 เมตร (1,216 เมตรตามแนวตั้ง) เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2563 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบจำนวน 1 ชั้น ความหนา 8.2 เมตร

- หลุม AA-1 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2563 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,280 เมตร (1,152 เมตรตามแนวตั้ง) เมื่อวันที่ 2 มีนาคม 2563 ผลการเจาะพบร่องรอยน้ำมันดิบ

- หลุม AA-1ST เจาะทแยงจากหลุม AA-1 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2563 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,476 เมตร (1,113 เมตรตามแนวตั้ง) เมื่อวันที่ 8 มีนาคม 2563 ผลการเจาะพบร่องรอยน้ำมันดิบ และทำการสละหลุมถาวร

2. บริษัท ปตท. สผ. สยาม จำกัด ผู้รับสัมปทานแปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่สงวนจำนวน 1 หลุม และในพื้นที่ผลิตจำนวน 2 หลุม ตามลำดับ ดังนี้

- หลุม WMG-D01 (วังไม้สูง) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2563 เจาะถึงความลึกสุดท้ายในหิน Pre-Tertiary Basement ที่ความลึก 2,386 เมตร (1,988 เมตรตามแนวตั้ง) เมื่อวันที่ 29 มีนาคม 2563 ผลการเจาะพบน้ำมันดิบ

- หลุม SBP-B01 (สารบพ) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 9 พฤษภาคม 2563 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 4,460 เมตร (3,770 เมตรตามแนวตั้ง) เมื่อวันที่ 10 มิถุนายน 2563 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม

- หลุม SBP-B02 (สารบพ) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2563 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,875 เมตร (3,304 เมตรตามแนวตั้ง) เมื่อวันที่ 25 มิถุนายน 2563 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม

Central Region

1. Pan Orient Energy (Siam) Co., Ltd., concessionaire of onshore block L53/48, drilled four exploration wells in the reservation area.

- BB-1 was spudded on February 5 and drilled to 122 m. but temporarily suspended for safety control on February 7, after a crack was discovered on the rig floor. The drilling rig was mobilized to the AA pad to leave the BB-1 rig floor for repair by epoxy resin. The BB-1 drilling was recommenced on June 17 but again suspended due to stuck drill pipes. After a fishing failure, the well was sidetracked and renamed BB-1ST and subsequently drilled to 1,528 m. measured depth (1,089 m. vertical depth) on July 9. The well discovered a 2-meter oil reservoir.

- AA-2 was spudded on February 12 and drilled to 1,676 m. measured total depth (1,216 m. vertical total depth) on February 21. An oil sand reservoir was discovered with a thickness of 8.2 meters.

- AA-1 was spudded on February 25 and drilled to 1,280 m. measured total depth (1,152 m. vertical depth) on March 2. The well encountered traces of crude oil.

- AA-1ST was sidetracked from AA-1 on March 5, and drilled to 1,476 m. measured depth (1,113 m. vertical depth) on March 8. The well discovered only traces of crude oil and was later permanently abandoned.

2. PTTEP Siam Co., Ltd., concessionaire of onshore block S1, drilled one appraisal well in the reservation area and two wells in the production area.

- WMG-D01 (Wang Mai Sung) well was drilled from March 24 to March 29 to 2,386 m. measured depth (1,988 m. vertical depth) in the Pre-Tertiary Basement. Crude oil was discovered.

- SBP-B01 (Sarabop) well was drilled from May 9 to June 10 to a total depth of 4,460 m. measured (3,770 m. vertical depth). No hydrocarbon was found.

- SBP-B02 (Sarabop) well was drilled from June 15 to June 25 to 3,875 m. total measured depth (3,304 m. vertical depth). The well was dry.

3. บริษัท โรงกลั่นน้ำมันทีพีไอ (1997) จำกัด ผู้รับสัมปทาน แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L29/50 เจาะหลุมสำรวจ ตามข้อผูกพันการดำเนินงานช่วงที่ 3 ปีที่ 3 จำนวน 1 หลุม ในพื้นที่หมู่ 5 บ้านใหม่เจริญสุข ตำบลด่านขุนทด อำเภอ ด่านขุนทด จังหวัดนครราชสีมา หลุม DKT-1 (ด่านขุนทด) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 30 เมษายน 2563 ถึงความลึกสุดท้าย 4,000 เมตร เมื่อวันที่ 9 สิงหาคม 2563 ผลการเจาะไม่พบ ชั้นหินปูนเป้าหมาย จึงทำการสละหลุมถาวรเสร็จสิ้น เมื่อวันที่ 21 สิงหาคม 2563

อ่าวไทย

บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27 เจาะหลุมประเมินผลไพลิน-52 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 9 มกราคม 2563 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,426 เมตร (2,629 เมตรตามแนวตั้ง) เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2563 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติจำนวน 5 ชั้น ความหนาแน่น 28 เมตร สละหลุมถาวร

3. TPI Refinery (1997) Co., Ltd., concessionaire of onshore block L29/50, drilled an exploration well in the third obligation period in Year 3. The DKT-1 (Dan Khun Tod) exploration well, located in Moo 5, Ban Mai Charoensuk, Tambon Dan Khun Tod, Nakhon Ratchasima, was drilled from April 30 to August 9 to a total depth of 4,000 m. The bottom-hole limestone target was not encountered. The well was permanently abandoned on August 21.

Gulf of Thailand

Chevron Thailand Exploration and Production Co., Ltd., concessionaire of offshore block B12/27, drilled the Pailin-52 appraisal well from January 9 to January 15 to a total measured depth of 3,426 m. (2,629 m. vertical depth). The well encountered five zones of gas reservoirs with a total thickness of 28 meters. The well was permanently abandoned.



SUMMARY OF 9 EXPLORATION AND APPRAISAL WELLS
ตารางสรุปจำนวนหลุมสำรวจและหลุมประเมินผล รวม 9 หลุม

Concessionaire	Block	Well	Well Type	Total Depth (m.)	Result
Onshore					
Pan Orient Energy (Siam) Co., Ltd.	L53/48	BB-1ST	Exploration	1,528	Oil
		AA-1	Exploration	1,280	Traces of oil
		AA-1ST	Exploration	1,476	Traces of oil
		AA-2	Exploration	1,676	Oil
PTTEP Siam Co., Ltd.	S1	WMG-D01	Appraisal	2,386	Oil
		SBP-B01	Appraisal	4,460	Dry
		SBP-B02	Appraisal	3,875	Dry
TPI Refinery (1997) Co., Ltd.	L29/50	DKT-1	Exploration	4,000	Dry
Gulf of Thailand					
Chevron Thailand Exploration and Production Co., Ltd.	B12/27	Pailin-52	Exploration	3,426	Gas

สำหรับการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียมรวม 342 หลุม แบ่งเป็นหลุมเจาะบนบก 142 หลุม (41.5%) และหลุมเจาะในอ่าวไทย 200 หลุม (58.5%) โดยเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 พบว่าจำนวนหลุมเจาะลดลงอย่างมีนัยสำคัญทั้งบนบกและในทะเลจำนวน 32 หลุม และ 126 หลุม ตามลำดับ เนื่องจากมีการปรับลดแผนการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานที่แปลงสัมปทานใกล้หมดอายุ (แปลง 10 11 12 และ 13 ของบริษัทเชฟรอนสำรวจและผลิต ประเทศไทย จำกัด และแปลง 15 16 และ 17 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)) ดังรายละเอียดในตาราง

There were 342 wells drilled for production in 2020: 142 onshore (41.5% of total) and 200 wells offshore (58.5%), 32 fewer onshore and 126 fewer offshore than last year. The significant drop was due to the looming end of concession terms of blocks 10, 11, 12 and 13, operated by Chevron Thailand Exploration and Production and blocks 15, 16, and 17 operated by PTT Exploration and Production Plc.

SUMMARY OF 342 PRODUCTION WELLS
ตารางสรุปจำนวนหลุมผลิตปิโตรเลียม รวม 342 หลุม

Concessionaire	Block	Field	Production Wells
Onshore			
PTTEP Siam Co., Ltd.	S1	Kui Muang	2
		Lan Krabue	52
		Nong Makham	15
		Nong Aor	8
		Non Pluang	10
		Nong Tum	1
		Prada	4
		Pratu Tao	8
		Sao Thian	8
		Phap Raet	12
		Thung Yai	2
		Wang Mae	9
		Wat Taen	4
PTTEP SP Limited	EU1	Phu Horm	3
Pan Orient Energy (Siam) Co., Ltd.	L53/48	DD	4
Gulf of Thailand			
Medco Energy Thailand (Bua Luang) Ltd.	B8/38	Bua Luang	4
MP B5 Thailand Co., Ltd.	B5/27	Jasmine	5
MP G1 Thailand Co., Ltd.	G1/48	Manora	4
MP G11 Thailand Co., Ltd.	G11/48	Nongyao	7
PTT Exploration and Production Plc	15A	Arthit	22
	15	Bongkot	24
Chevron Offshore (Thailand) Co., Ltd.	B8/32	Benchamas	16
		Maliwan	6
Chevron Thailand Exploration and Production Co., Ltd.	10	Plamuk	7
	12	Erawan	23
		Jakrawan	6
		Satun	31
	13	Funan	20
	B12/27	Moragot	8
		North Pailin	17
Total			342

4.4

PRODUCTION AREAS พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

ประเทศไทยจะสามารถลดการพึ่งพานำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศได้ หากประเทศไทยมีการดำเนินการสำรวจเพื่อการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง การค้นพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่จะทำให้ประเทศมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นเป็นการรักษาความมั่นคงในการจัดหาพลังงานของประเทศ นอกจากนี้ ยังเป็นการสร้างรายได้ให้แก่รัฐในรูปของค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียม เป็นต้น ซึ่งการสำรวจเพื่อการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมถือเป็นภารกิจหนึ่งของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติมมีข้อกำหนดเกี่ยวกับการขอกำหนดพื้นที่ผลิตดังนี้

มาตรา 45 วรรคสาม กำหนดว่า “ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานพบปิโตรเลียมในเขตพื้นที่สงวนไว้และประสงค์จะผลิตปิโตรเลียมให้นำมาตรา 42 มาใช้บังคับ”

มาตรา 42 กำหนดว่า “ก่อนผลิตปิโตรเลียมจากที่ใดที่หนึ่งในแปลงสำรวจ ผู้รับสัมปทานต้องแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว และเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีแล้ว จึงจะผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ผลิตนั้นได้ การกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์ของหลุมปิโตรเลียม และการกำหนดพื้นที่ผลิตให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนดในกฎกระทรวง”

มาตรา 22/1 กำหนดให้การอนุมัติการกำหนดพื้นที่ผลิตตามมาตรา 42 เป็นอำนาจหน้าที่ของอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม

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

ในปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้อนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานบนบกและพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานในทะเลอ่าวไทยจำนวนทั้งหมด 2 พื้นที่ รายละเอียดดังนี้

Thailand would certainly lower its petroleum import dependence if it constantly engaged in exploration for additional deposits, for new discoveries would keep adding petroleum reserves, thus shoring up national energy security apart from generating State income from royalty and petroleum income tax. It is therefore one of DMF’s prime missions to promote petroleum exploration.

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 will come into force.

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, prescribes the rules and procedures for determining the commerciality and production area of wells.

This year the department approved two production areas as detailed below:

ONSHORE PRODUCTION AREA พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานบนบก

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมเอเอใต้ (South AA) อยู่ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L53/48 ของบริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอร์ยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด ได้รับอนุมัติในเดือนกรกฎาคม 2563 ครอบคลุมพื้นที่ 1.02 ตารางกิโลเมตร โดยพื้นที่ดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของพื้นที่สงวน บริษัทฯ ได้เจาะหลุมสำรวจและพบน้ำมันดิบในชั้นหินกักเก็บซึ่งเป็นหินทราย บริษัทฯ ได้เริ่มการผลิตเมื่อเดือนกรกฎาคม 2563

Located in onshore block L53/48 and operated by Pan Orient Energy (Siam) Co., Ltd., the 1.02-sq.km. South AA production area was approved in July 2020. The area was part of reserved acreage where the company had discovered oil in sandstone reservoirs at exploration wells. Production began in July 2020.

GULF OF THAILAND PRODUCTION AREA พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานในทะเลอ่าวไทย

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมนนุช (Nong Nuch) อยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G11/48 ของบริษัท เอ็มพี จี11 (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับอนุมัติในเดือนมกราคม 2563 ครอบคลุมพื้นที่ 70.15 ตารางกิโลเมตร โดยพื้นที่ดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของพื้นที่สงวน บริษัทฯ ได้เจาะหลุมสำรวจและพบน้ำมันดิบในชั้นหินกักเก็บซึ่งเป็นหินทราย บริษัทฯ ได้เริ่มการผลิตในปี 2563

Located in offshore block G11/48 of the Gulf and operated by MP G11 (Thailand) Co., Ltd., the 70.15-sq.km. Nong Nuch production area (part of reserved acreage) was approved in January 2020. Having discovered oil in sandstone reservoirs at exploration wells, the company began production in 2020.



4.5

PETROLEUM RESERVES ปริมาณสำรองปิโตรเลียม

OVERVIEW OF PETROLEUM RESERVES IN 2020 ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ปี 2563

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม (3P หรือผลรวมของ P1 P2 และ P3) ของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2563 ตามตารางที่ 1 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 9,764.43 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 343.98 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 218.63 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 2,232.11 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี 2562 ก๊าซธรรมชาติลดลง 1,385.15 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลวลดลง 30.10 ล้านบาร์เรล ส่วนน้ำมันดิบลดลง 55.85 ล้านบาร์เรล รวมลดลง 324.65 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 12.70 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา ภาพรวมปริมาณสำรอง 3P ในปีนี้ ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากสภาวะราคาน้ำมันดิบตกต่ำตลอดปี 2563 ที่ได้รับผลกระทบจาก 1) อุปสงค์การใช้พลังงานที่ลดลงในหลายภาคอุตสาหกรรมทั่วโลกในช่วงสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา (COVID-19) และ 2) ความล้มเหลวของการเจรจาปรับลดกำลังการผลิตหรืออุปทานของน้ำมันดิบในตลาดโลกระหว่างประเทศผู้ผลิตน้ำมันดิบรายใหญ่ ซึ่งทำให้ราคาน้ำมันดิบ Brent และ Dubai ทำจุดต่ำสุดที่ประมาณ 20 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในเดือนเมษายน 2563 จากเหตุการณ์ดังกล่าวส่งผลให้แหล่งผลิตปิโตรเลียมบางแหล่งในประเทศไทยชะลอการพัฒนาโครงการเพิ่มเติม เพราะไม่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์ โดยปริมาณสำรองประเภท P1 P2 และ P3 ของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบ แยกเป็นรายพื้นที่ได้แสดงตามตารางที่ 1

The total domestic petroleum reserves at the end of 2020 (3P or a combination of P1, P2 and P3), illustrated in Table 1, stood at 9,764.43 billion cubic feet (Bcf) of natural gas, 343.98 million barrels (MMbbl) of condensate and 218.63 MMbbl of crude oil-a total of 2,232.11 million barrels of oil equivalent (MMBOE). The total petroleum reserves were down by 324.65 MMBOE or 12.70% including 1,385.15 Bcf of gas, 30.10 MMbbl of condensate and 55.85 MMbbl of crude oil. The significant drop in total domestic petroleum reserves, 3P, reflected the drastic fall in global energy demand amid the COVID-19 pandemic and the collapse of negotiation on crude oil balance among major global producers, thus driving Brent and Dubai crude prices to US\$20 per barrel in April 2020. The drastic fall in energy demand and collapse in world oil prices directly pushed the field developments in Thailand to a halt, leading to significantly lower petroleum reserves in all categories, P1, P2 and P3, as shown in Table 1



TABLE 1: DOMESTIC PETROLEUM RESERVES FOR EACH CATEGORY (2020)
ตารางที่ 1 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมแต่ละประเภทของประเทศ ณ สิ้นปี 2563

Area	Gas Reserves (Bcf)			Condensate Reserves (MMbbl)			Oil Reserves (MMbbl)		
	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible
Offshore	3,850.15	3,595.62	2,175.20	102.53	129.82	111.52	51.26	55.38	29.94
Onshore	97.75	22.15	23.56	0.12	-	-	41.18	26.29	14.59
Total	3,947.90	3,617.77	2,198.76	102.65	129.82	111.52	92.44	81.67	44.53
Grand Total (3P)	9,764.43			343.98			218.63		

หมายเหตุ นิยามปริมาณสำรองปิโตรเลียมตามมาตรฐานสากล (Petroleum Resources Management System 2018 (PRMS 2018)) เป็นดังนี้

1. ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves, P1) เป็นปริมาณปิโตรเลียมที่วิเคราะห์จากข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และวิศวกรรม ปริมาณดังกล่าวสามารถผลิตได้อย่างคุ้มค่าเชิงพาณิชย์จากแหล่งกักเก็บที่สำรวจและค้นพบแล้ว มีแผนการผลิตปิโตรเลียมที่ชัดเจน และได้รับอนุมัติให้ผลิตจากภาครัฐแล้ว

2. ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่คาดว่าจะพบ (Probable Reserves, P2) เป็นปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มเติมที่ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และวิศวกรรม แสดงให้เห็นว่ามีความเป็นไปได้น้อยที่จะผลิตเมื่อเทียบกับปริมาณ P1 แต่มีความมั่นใจมากกว่าปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่น่าจะพบ (P3)

3. ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่น่าจะพบ (Possible Reserves, P3) เป็นปริมาณสำรองเพิ่มเติมที่ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และวิศวกรรม แสดงให้เห็นว่ามีความเป็นไปได้น้อยที่จะผลิตเมื่อเทียบกับปริมาณ P1 และปริมาณ P2

Note: Categories of petroleum reserves correspond to the Petroleum Resources Management System 2018 (PRMS 2018), defined below.

1. Proved Reserves, P1, are quantities derived from analyses of geological, geophysical and engineering data, commercially recoverable from reservoirs already discovered and fully identified with clear production plans and State permission.

2. Probable reserves, P2, are additional reserves derived from analyses of geological, geophysical and engineering data with less recoverable likelihood than P1 but more recoverable likelihood than possible reserves, P3.

3. Possible reserves, P3, are additional reserves derived from analyses of geological, geophysical and engineering data with less recoverable likelihood than proved reserves, P1, and probable reserves, P2.

DOMESTIC PROVED RESERVES

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2563 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 3,947.90 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 102.65 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 92.44 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 873.73 ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี 2562 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบลดลง 934.41 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 24.56 ล้านบาร์เรล และ 33.08 ล้านบาร์เรล ตามลำดับ รวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมทุกประเภทแล้วลดลง 218.24 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 19.99 รายละเอียดของปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบ ณ สิ้นปี 2563 แยกเป็นรายแหล่ง แสดงในตารางที่ 2

The total proved reserves at the end of 2020 stood at 873.73 MMBOE including 3,947.90 Bcf of natural gas, 102.65 MMbbl of condensate, and 92.44 MMbbl of crude oil. When compared to the end of 2019, the total proved reserves were down by 218.24 MMBOE or 19.99%, including 934.41 Bcf of natural gas, 24.56 MMbbl of condensate and 33.08 MMbbl of crude oil lower than the previous year. The total proved reserves at the end of 2020 are defined by type below.

TABLE 2: DOMESTIC PROVED RESERVES AT THE END OF 2020
ตารางที่ 2 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2563

Field	Cumulative Production			Proved		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
GULF OF THAILAND	26,460.69	777.23	743.82	3,850.15	102.53	51.26
CTEP	15,037.70	502.22	214.08	1,705.21	51.05	14.74
Baanpot	435.77	17.93	-	14.49	0.42	-
South Baanpot	98.56	2.96	-	44.56	1.38	0.00
Chongko	-	-	-	-	-	-
Dara	42.56	-	1.49	89.56	1.49	1.49
Erawan	3,349.21	114.47	-	217.02	6.14	0.13
Funan	1,123.61	46.16	-	37.51	1.30	0.22
Gomin	198.08	11.43	-	2.39	0.12	0.00
South Gomin	194.92	12.57	-	18.34	0.49	0.43
Jakrawan	980.10	19.34	-	54.51	0.97	0.02
Moragot	333.40	18.51	-	240.55	11.35	0.12
North Moragot	-	-	-	-	-	-
Kaphong	484.55	-	34.65	13.36	0.16	1.48
North Kung	1.12	-	2.28	-	-	0.00

Field	Cumulative Production			Proved		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
Pailin	1,105.89	47.65	-	254.73	7.33	-
North Pailin	1,311.79	49.79	-	231.88	6.80	0.22
Pakarang	134.38	-	12.10	13.84	0.10	0.36
Pakarang South	149.27	6.78	-	23.47	0.68	0.15
Pladang	167.87	6.05	-	-	-	-
Paytai	-	-	-	-	-	-
Plamuk	469.03	-	95.46	56.90	0.51	3.56
Platong	739.69	41.40	-	232.12	7.47	3.43
South Platong	71.17	2.62	-	-	-	-
SouthWest Platong	141.39	12.12	-	23.75	0.71	0.83
East Ranong	-	-	-	-	-	-
Satun	2,209.61	67.35	-	51.80	1.61	-
South Satun	29.93	0.78	-	8.67	0.21	-
Surat	166.32	-	14.30	7.86	0.11	0.32
North Surat	-	-	-	-	-	-
Trat	492.56	19.49	-	30.10	0.99	0.03
North Trat East	42.88	1.83	-	5.83	0.21	0.00
North Trat	38.07	1.75	-	1.66	0.06	-
South Trat	90.94	1.22	-	7.37	0.09	-
Ubon	-	-	-	-	-	-
East Ubon	-	-	-	-	-	-
West Ubon	-	-	-	-	-	-
Yala	168.10	-	29.31	16.36	0.24	1.33
East Yala	241.44	-	20.00	6.60	0.10	0.61
Yungthong	25.49	-	4.49	-	-	-
COTL	1,317.02	-	311.45	62.16	1.00	11.65
Benchamas	630.77	-	208.81	35.25	0.58	8.14
Benchamas North	3.83	-	4.81	-	-	-
Chaba	21.92	-	10.24	11.61	0.18	1.14

Field	Cumulative Production			Proved		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
North Jarmjuree	9.88	-	2.35	-	-	-
Lanta	11.66	-	26.51	1.12	-	1.86
Maliwan	313.46	-	14.88	14.14	0.24	0.46
Rajpruek	6.39	-	2.33	-	-	-
Surin	0.67	-	1.84	0.04	-	0.05
Tantawan	318.44	-	39.68	-	-	-
PTTEP	7,502.15	238.76	-	1,116.61	37.46	-
Arthit	1,284.15	55.88	-	587.84	22.94	-
G8/50	0.76	0.03	-	0.49	0.01	-
Bongkot Main	5,220.85	149.41	-	279.06	7.35	-
Bongkot South	986.08	33.23	-	235.53	6.93	-
G12/48	10.32	0.21	-	13.70	0.23	-
PTTEP Siam (Offshore)	-	-	5.93	-	-	-
Nang Nuan	-	-	5.93	-	-	-
Mubadala	-	-	116.62	-	-	16.02
Banyen	-	-	13.76	-	-	1.20
Jasmine	-	-	67.65	-	-	6.45
Manora	-	-	18.51	-	-	2.21
Nongyao	-	-	16.70	-	-	6.16
Medco Energi	-	-	41.07	-	-	8.36
Bualuang	-	-	41.07	-	-	8.36
CEC	-	-	45.37	-	-	-
Songkhla	-	-	45.37	-	-	-
KrisEnergy	-	-	8.57	-	-	-
Wassana	-	-	8.57	-	-	-
Rossukon	-	-	-	-	-	-
MTJA (2)	2,603.82	36.25	0.73	966.16	13.02	0.49
CHESS	1,929.50	19.51	-	653.50	6.67	-
CPOC	674.32	16.74	0.73	312.66	6.35	0.49

Field	Cumulative Production			Proved		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
ONSHORE	1,462.30	1.96	340.76	97.75	0.12	41.18
KHORAT PLATEAU	892.76	1.96	-	36.78	0.12	-
ExxonMobil	420.00	-	-	0.70	-	-
Nam Phong	420.00	-	-	0.70	-	-
Apico	-	-	-	-	-	-
Dong Mun	-	-	-	-	-	-
Sin Phu Horm East	-	-	-	-	-	-
PTTEP SP	472.76	1.96	-	36.08	0.12	-
Sin Phu Horm	472.76	1.96	-	36.08	0.12	-
CENTRAL PLAIN	569.54	-	340.76	60.97	-	41.18
Eco Orient	-	-	18.41	-	-	4.24
Borang North	-	-	2.00	-	-	1.03
L33+Tha Rong North	-	-	0.46	-	-	0.05
Na Sanun	-	-	0.82	-	-	-
Na Sanun East	-	-	7.47	-	-	2.30
Si Thep North	-	-	0.01	-	-	0.00
Wichian Buri (WBI + WBII)	-	-	1.40	-	-	0.42
Wichian Buri Extension	-	-	5.98	-	-	0.35
Wichian Buri North East	-	-	0.28	-	-	0.08
Pan Orient	-	-	3.54	-	-	2.84
L53/48	-	-	3.54	-	-	2.84
PTTEPI	0.03	-	8.35	0.00	-	0.50
Kampaengsan	-	-	0.48	-	-	0.01
Sangkajai	0.03	-	0.95	0.00	-	0.00
U-Thong	-	-	4.73	-	-	0.04
Bung Krathiam, Ban Don Talai, Ban Don Sa-Nuan	-	-	0.01	-	-	-
Wang Pai Sung	-	-	0.15	-	-	0.06
Nong Pak Chi+Hau Mai Sung	-	-	2.01	-	-	0.39

Field	Cumulative Production			Proved		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
Sino U.S. and CNPCHK	-	-	10.95	-	-	1.63
Bung Muang and Bung Ya	-	-	6.72	-	-	0.04
Bung Ya West and Nong Sa	-	-	4.23	-	-	1.59
PTTEP Siam (Onshore)	568.19	-	298.19	60.97	-	31.98
Sirikit et al.	568.19	-	298.19	60.97	-	31.98
Siam Moeco	1.32	-	1.33	-	-	-
Arunothai	0.08	-	0.02	-	-	-
Burapa	1.24	-	1.30	-	-	-
GRAND TOTAL	27,922.99	779.19	1,084.58	3,947.90	102.65	92.44
GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)	4,872.56	701.27	1,084.58	688.91	92.38	92.44
3P GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)		6,658.41			873.73	

CHANGES IN PROVED RESERVES (2019 - 2020)

การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วระหว่างปี 2562 และ 2563

1. ก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2563 เท่ากับ 3,947.90 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย และแหล่งบนบก จำนวน 3,850.15 และ 97.75 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับ สิ้นปี 2562 แล้ว รวมลดลง 934.41 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือ ร้อยละ 19.14 โดยปริมาณการผลิตในปี 2563 ยังคงมากกว่า ปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น (Transferred Revision และ Extension) ดังแสดงในรูปที่ 1 อย่างไรก็ตามการลดลงดังกล่าวเป็นการลดลง ที่น้อยกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับ การลดลงระหว่างปีก่อนหน้า โดยมีสาเหตุหลัก คือ 1) ปริมาณการผลิตและขายก๊าซธรรมชาติ ในปีนี้น้อยกว่าปีก่อนหน้าเนื่องจากอุปสงค์ในการใช้พลังงาน ลดลงในช่วงสภาวะเศรษฐกิจชะลอตัวจากสถานการณ์ การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา (COVID-19) ตัวอย่างเช่น ภาคธุรกิจโรงแรม ร้านค้าปลีกและร้านอาหาร เป็นต้น 2) ผู้รับสัมปทานประเมินประสิทธิภาพการผลิต ของหลุมผลิตปัจจุบันในปี 2563 ว่าให้ผลการศึกษาที่ดีขึ้น อย่างเช่นกรณีของแหล่งอาทิตย์และแหล่งบงกชเหนือ 3) การเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษาอัตราการผลิต

1. Natural gas

The domestic proved reserves of natural gas at the end of 2020 stood at 3,947.90 Bcf: 3,850.15 Bcf from Gulf gas fields and 97.75 Bcf from onshore fields. When compared to the end of 2019, the proved reserves were down by 934.41 Bcf or 19.14%. The 2020 cumulative output was higher than the 2020 proved reserve replacement (transferred revision and extension), shown in Figure 1. However, the decline in proved reserves between 2019-2020 was less than in 2018-2019 due to 1) the total volume of gas production and sales during 2019-2020 was lower because of lower energy demand during the COVID-19 outbreak in all industrial and business sectors such as tourism, retail, food shops and restaurants, 2) the 2020 reserve estimation studies were more positive, leading to higher proved reserves, particularly to Arthit and Bongkot North gas fields, 3) additional proved reserves were increased from more wells drilled in Erawan, Pailin, Benchamas, Arthit and

ในหลายแหล่ง เช่น แหล่งในกลุ่มเอราวัณ ไพลิน เบญจมาศ อาทิตย์และบงกชเหนือ เป็นต้น และ 4) การดำเนินกิจกรรมเพื่อช่วยการผลิต อย่างการลงทุนติดตั้ง 2nd Stage Booster Compression เพิ่มเติมของกรณีแปลง A-18 ในพื้นที่พัฒนา ร่วมไทย-มาเลเซีย

Bongkot North gas fields, and (4) additional facilities were installed to enhance productivity including the 2nd stage booster compression in Block A-18 of MTJDA.

Details of changes of proved gas reserves between 2019 and 2020 are illustrated in Figure 1.

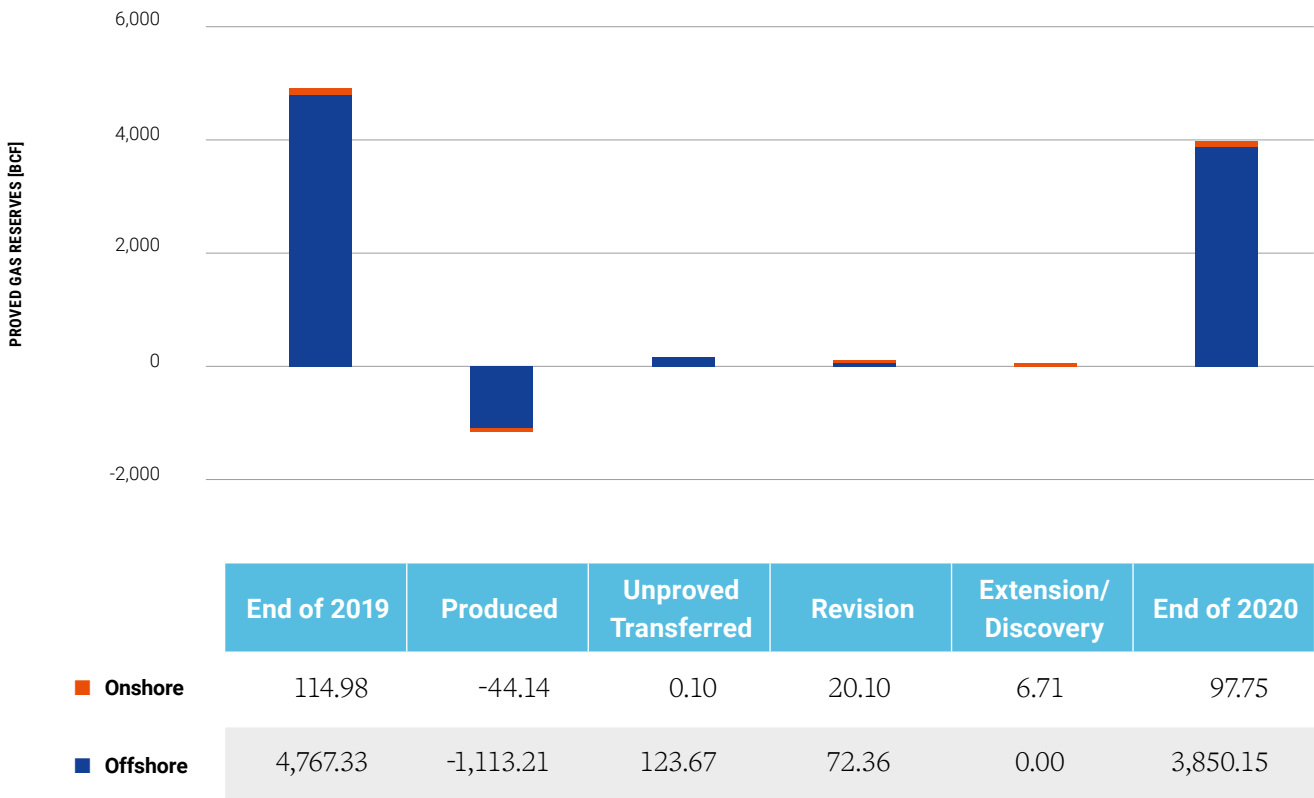


Figure 1: Changes in proved reserves of natural gas between 2019 and 2020
รูปที่ 1 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วจากปี 2562 ถึงปี 2563

ทั้งนี้ รายละเอียดของการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วจากปี 2562 ถึงปี 2563 แสดงในรูปที่ 1

2. น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2563 เท่ากับ 184.82 ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบด้วยส่วนที่มาจากอ่าวไทยและบนบก จำนวน 41.29 และ 143.53 ล้านบาร์เรลเทียบเท่า น้ำมันดิบ ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี 2562 แล้ว ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวลดลง 55.18 ล้านบาร์เรลเทียบเท่า น้ำมันดิบ หรือร้อยละ 22.99 โดยปริมาณการผลิตในปี 2563 ยังคงมากกว่าปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น (Transferred Revision และ Extension) ดังแสดงในรูปที่ 2

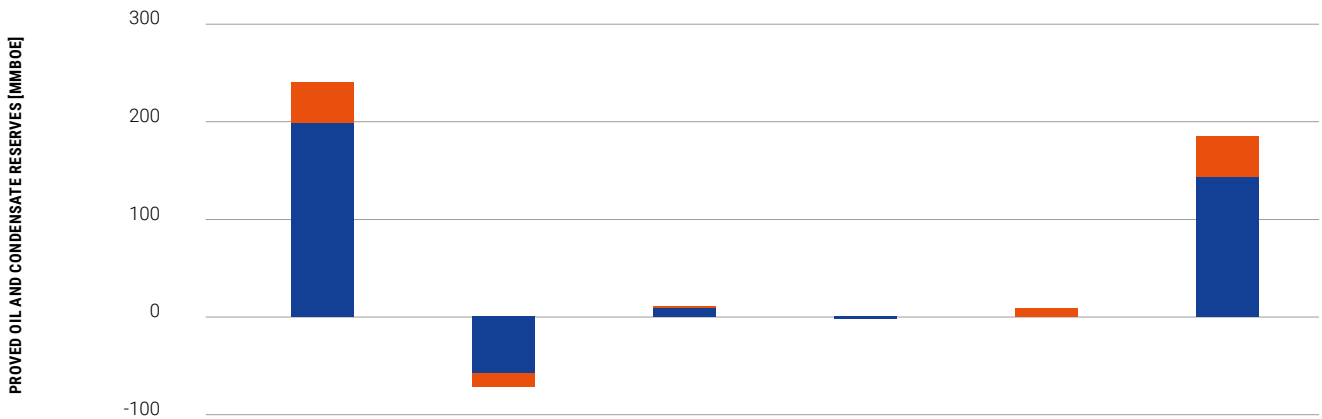
2. Crude oil and condensate

The total proved reserves of crude oil and condensate at the end of 2020 stood at 184.82 MMBOE: 41.29 MMbbl from Gulf fields and 143.53 MMbbl from onshore fields. This total proved reserves were 55.18 MMBOE, or 22.99%, down from the end of 2019. The total 2020 cumulative output was higher than the reserve replacement (transferred revision and extension), as shown in Figure 2.

The drastic fall in world oil prices in 2020 directly affected not only the lower volume of output and sales due to falling demand for energy, but also decreased the economic value of proved reserves of several oil fields

แม้ว่าภาวะราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ตกต่ำจะยังคงเป็นปัจจัยเชิงลบต่อการพัฒนาและผลิตน้ำมันดิบชะลอตัวลง ส่งผลให้ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วปรับตัวลดลง ดังจะเห็นจากในกรณีของแหล่งจัสมีน บานเย็น นงเยาว์ และบัวหลวง รวมถึงการหยุดผลิตชั่วคราวในแหล่งวาสนา อย่างไรก็ตาม โครงการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมที่ยังคงมีอยู่อย่างต่อเนื่องเพื่อรักษากำลังการผลิตของแหล่งเอราวัณ ไพลิน เบญจมาศ อาทิตย์และบงกชเหนือ และการดำเนินโครงการต่าง ๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดิบของผู้รับสัมปทานในแหล่งสิริกิติ์ เช่น โครงการหลุมอัดน้ำและสารเคมี และโครงการผลิตในแหล่งกักเก็บที่มีค่าความพรุนต่ำ เป็นต้น ได้ส่งผลให้ภาพรวมปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วเพิ่มขึ้น

including Jasmine, Banyen, Nong Yao and Bua Luang, and particularly Wassana, where production became temporarily suspended. Nevertheless, certain operators were able to continue drilling more wells to retain the production level from their respective fields including Erawan, Pailin, Benchamas, Arthit and Bongkot North, and pursued enhanced oil recovery (EOR), particularly in the Sirikit oil field, by water and chemical injection in low-porosity reservoirs. These additional wells and EOR techniques resulted in the higher proved reserves of crude oil and condensate.



	End of 2019	Produced	Unproved Transferred	Revision	Extension/Discovery	End of 2020
Onshore	42.59	-12.64	3.23	-0.18	8.30	41.29
Offshore	197.41	-59.80	6.98	-1.06	0.00	143.53

Figure 2: Changes in proved reserves oil and condensate between 2019 and 2020
รูปที่ 2 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วจากปี 2562 ถึงปี 2563

ทั้งนี้ รายละเอียดของการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองดังกล่าวเปรียบเทียบกับระหว่างปี 2562 และปี 2563 แสดงได้ดังรูปที่ 2

สำหรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมในภาพรวมทั้งหมดจากสถานการณ์ปัจจุบันที่ปริมาณสำรอง 3P มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะแหล่งผลิตน้ำมันดิบหลายแหล่งที่อยู่ในช่วงปลายของการผลิต Primary Recovery จึงมี

Details of changes in the proved reserves of crude oil and condensate between 2019 and 2020 appear in Figure 2.

The total domestic petroleum reserves, 3P, or the combination of P1, P2 and P3, have been continuously decreasing, inevitably more pronounced from many oil fields approaching their primary recovery periods.

ความจำเป็นที่จะต้องบริหารจัดการแหล่งผลิตให้ผลิตน้ำมันดิบได้อย่างมีประสิทธิภาพ (Reservoir Management) ดังนั้น การลงทุนพัฒนาในแหล่งผลิตเดิมเกี่ยวกับการผลิต Secondary Recovery และ Enhanced Oil Recovery (EOR) รวมทั้งการพัฒนาเพื่อผลิตปิโตรเลียมจาก Unconventional Reservoir จึงเป็นแนวทางการพัฒนาต่อไปในอนาคตของประเทศที่จะต้องได้รับการส่งเสริม

สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติในประเทศได้อย่างต่อเนื่อง ราคาก๊าซธรรมชาติของแหล่งในประเทศจำเป็นต้องสะท้อนถึงสมรรถนะเชิงพาณิชย์ของแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติในสภาวะเศรษฐกิจต่าง ๆ เพื่อผลักดันให้เกิดการลงทุนในการพัฒนาและผลิตทรัพยากรก๊าซธรรมชาติขึ้นมาใช้ประโยชน์ได้อย่างต่อเนื่อง รัฐจำเป็นต้องมีกลไกที่จะสนับสนุนให้ก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศสามารถแข่งขันได้พร้อม ๆ กับการจูงใจนักลงทุนทำการสำรวจ พัฒนา และผลิตได้อย่างต่อเนื่อง ซึ่งรวมถึงการพิจารณาเชิญชวนให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่เพื่อให้ผู้สนใจสามารถเข้ามาลงทุนสำรวจและค้นหาแหล่งปิโตรเลียมใหม่ ๆ ได้ ทั้งนี้โดยปิโตรเลียมที่ผลิตขึ้นมาได้จะช่วยลดการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศและทำให้ประเทศมีความมั่นคงด้านพลังงานมากขึ้น

Reservoir management has therefore been much needed, particularly in secondary recovery and EOR, and development of unconventional reservoirs. These reservoir management concepts and technologies should be more promoted in the near future.

For natural gas, competitive pricing mechanisms for domestic natural gas should be promoted to reflect the actual cost structures under various scenarios of economic constraints to ensure continuity of development and production of indigenous gas. The authorities should develop and support upstream mechanisms by which the pricing of indigenous natural gas is competitive to maintain good levels of production and simultaneously attract more investments for continuous exploration, development and production of new discoveries through petroleum licensing. Continuous production of domestic petroleum reserves and new discoveries can help reduce the high costs of energy imports and increase the energy security for Thailand.





4.6

PRODUCTION

การผลิตปิโตรเลียม

การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศในปี 2563 มีการผลิตปิโตรเลียมเป็นปริมาณรวม 254* ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 697,019.81 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 มีปริมาณการผลิตลดลงร้อยละ 6.80 จำแนกตามประเภทของปิโตรเลียมได้ดังนี้

Indigenous petroleum output this year totaled 254* million barrels of oil equivalent (about 679,019.81 barrels of oil equivalent per day, BOED), 6.80% down from last year. Below is a breakdown.

NATURAL GAS

ก๊าซธรรมชาติ

การผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2563 มีปริมาณรวม 1,050,547 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 2,878 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยมีการอัตราการผลิตลดลงจากปี 2562 คิดเป็นร้อยละ 7.40 หรือเป็นปริมาณ 84,040 ล้านลูกบาศก์ฟุต เนื่องจากในปี 2563 ผู้รับซื้อเรียกก๊าซฯ น้อยลง กอปรกับแหล่งเอราวัณปรับลดปริมาณก๊าซที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวัน (DCQ) ตามเงื่อนไขในสัญญาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ จึงทำให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2563 ลดลง

The total gas output was 1,050,547 million cubic feet, or 2.878 billion cubic feet per day (Bcfd), dropping 7.40% (84,040 million cubic feet) from last year, mainly due to the reduced call by the buyer this year, while at the Erawan field the delivery volume by the seller was trimmed from the previous DCQ under the terms of the gas sales agreement.

CONDENSATE

ก๊าซธรรมชาติเหลว

การผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสทในปี 2563 มีปริมาณรวม 31.08 ล้านบาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 85,155 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตลดลงจากปี 2562 คิดเป็นร้อยละ 16.78 หรือเป็นปริมาณ 6,268,966 บาร์เรล ทั้งนี้เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นผลพลอยได้จากการผลิตก๊าซธรรมชาติ จึงแปรผันตามปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ลดลง

The total condensate output was 31.08 million barrels, or 85,155 barrels per day (bpd), falling 16.78% (6,268,966 barrels) from last year. This year's natural gas output declined, so did that of condensate, since it is a direct byproduct of gas production.

CRUDE OIL

น้ำมันดิบ

การผลิตน้ำมันดิบในปี 2563 มีปริมาณรวม 42.92** ล้านบาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ย 117,603 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตลดลงจากปี 2562 คิดเป็นร้อยละ 7.23 หรือเป็นปริมาณ 3,345,931 บาร์เรล เนื่องจากแหล่งผลิตน้ำมันดิบ

The total oil output oil was 42.92 million barrels**, equivalent to 117,603 bpd, a drop of 7.23% (3,345,931 barrels) due to the natural decline of relatively small oil fields in Thailand. In 2020 there were

ในประเทศไทยเป็นแหล่งขนาดเล็กและมีศักยภาพการผลิตลดลงเรื่อย ๆ อีกทั้งในปี 2563 มีการหยุดผลิตปิโตรเลียมถาวรของแหล่งสงขลา ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2563 และการหยุดผลิตของแหล่งวาสนา ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2563 และการหยุดผลิตปิโตรเลียมชั่วคราวเพื่อการซ่อมบำรุงของแหล่งบัวหลวงในช่วงเดือนเมษายน 2563

a permanent production shutdown of the Songkhla field from the month of June, suspension of the Wassana field from May, and output suspension for maintenance at the Bualuang field in April.

หมายเหตุ : * การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศ ไม่คิดรวมการผลิตจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
** การคำนวณค่าเฉลี่ยต่อวันของการผลิตน้ำมันดิบ ไม่คิดรวมแหล่งฟาง

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

INSTALLATION DECOMMISSIONING

การรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม

ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย สิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมได้ถูกออกแบบและก่อสร้างให้มีความแข็งแรงปลอดภัยในเชิงวิศวกรรมและคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม โดยถูกติดตั้งกระจายในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยและแปลงสำรวจบนบกเพื่อใช้ในการสำรวจ ผลิต เก็บรักษา หรือขนส่งปิโตรเลียมตลอดอายุสัมปทาน อย่างไรก็ตาม เมื่อสิ่งติดตั้งดังกล่าวไม่สามารถใช้ประโยชน์ในกิจการปิโตรเลียมในอนาคตได้หรือเมื่อสัมปทานสิ้นอายุ เพื่อความปลอดภัยของสาธารณะและรักษาสิ่งแวดล้อม สิ่งติดตั้งเหล่านั้นจำเป็นต้องถูกรื้อถอนออกไปอย่างเหมาะสม โดยคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน ความเป็นไปได้ทางเทคนิควิศวกรรม ผลกระทบต่อชุมชนโดยรอบ รวมทั้งการวางหลักประกันสำหรับค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการรื้อถอน ทั้งนี้เพื่อความชัดเจนในการกำกับดูแลการรื้อถอนในประเทศไทย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ดำเนินการออกกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอน ได้แก่ กฎกระทรวง กำหนดแผนงานประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 (กฎกระทรวงฯ) และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่เกี่ยวข้อง 6 ฉบับ โดยอาศัยอำนาจตามมาตรา 80/1 และ 80/2 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ. 2550 เพื่อกำหนดรายละเอียดเกี่ยวกับหลักเกณฑ์วิธีการ และเงื่อนไขในการดำเนินการรื้อถอน รวมทั้งได้มีการจัดทำคู่มือและมาตรฐานด้านการรื้อถอนสำหรับผู้รับสัมปทานให้สามารถดำเนินการรื้อถอนได้อย่างถูกต้องตามข้อกำหนดในกฎหมาย หลักเทคนิคและวิธีปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดี มีประสิทธิภาพ และก่อประโยชน์สูงสุดให้แก่ประเทศ ทั้งนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีกระบวนการในการกำกับดูแลการรื้อถอนที่เป็นไปตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ และกฎหมายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเริ่มต้นจากการศึกษาและวิเคราะห์ของเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง แล้วจึงนำเสนอความเห็นต่อคณะทำงานพิจารณารายงานแผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม คณะอนุกรรมการพิจารณาแผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม และคณะกรรมการปิโตรเลียม ในการพิจารณากลับกรองแผนงานและรายงานการรื้อถอนตามลำดับ เพื่อให้มั่นใจว่าทางเลือกและเทคนิควิธีการในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งมีความปลอดภัย เหมาะสมและส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ในระยะสั้นและระยะยาว

Structural installations in the petroleum exploration and production (E&P) business in Thailand are designed and constructed for engineering safety and strength with consideration for potential environmental impacts. These offshore structures are installed across exploration blocks both onshore and offshore (Gulf of Thailand) for exploration, production, storage, or transport through the concession period. However, when these structures are no longer useful for future petroleum activities or when a concession period expires, they have to be decommissioned for public safety and environmental preservation. Decommissioning must be undertaken with due regard for environmental impacts, operational safety, engineering feasibility, impacts on surrounding communities, and placement of financial collateral for decommissioning expenses. To provide clarity for overseeing decommissioning activities in Thailand, the department has promulgated regulations on decommissioning, including the 2016 ministerial regulation prescribing decommissioning planning and estimation of expenses and financial collateral and six other related notifications, issued under the Petroleum Act (No. 6) B.E. 2550 (2007), Section 80/1 and Section 80/2, to prescribe rules, detailed procedures, and decommissioning terms. In addition, it published a decommissioning manual and standards for concessionaires to ensure proper decommissioning that complies with laws and technical principles of good petroleum operations with optimum efficiency and maximum benefit to the country. DMF commands a process to oversee decommissioning activities under the requirements stipulated in ministerial regulations and applicable laws. The process begins with designated officials conducting studies and analyses, and proposing recommendations to a working committee, which then reviews the decommissioning plan and estimated expenses. The entire decommissioning plan and estimated expenses must then be approved by a Petroleum Subcommittee before the review and approval by the Petroleum Committee. The entire

ในปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการกำกับดูแลการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยและแปลงสำรวจบนบกที่เข้าหลักเกณฑ์ตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ รวมทั้งโครงการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอน ทั้งนี้ การอนุมัติและอนุญาตแผนงานและรายงานการรื้อถอน ตลอดจนผลการดำเนินงานที่ผ่านมาสามารถสรุปได้ ดังนี้

process is intentionally designed to ensure the best selection of decommissioning options with safety and technical suitability that are minimally invasive to the environment over the short and long terms.

In 2020, DMF regulated the decommissioning of offshore and onshore installations in exploration blocks meeting criteria stipulated in the ministerial regulation and other projects related to decommissioning. A summary of approval and licensing of plans and decommissioning achievements and performance reports appear below:

APPROVAL AND LICENSING OF WORK PLANS AND DECOMMISSIONING REPORTS

การอนุมัติ อนุญาต แผนงานและรายงานการรื้อถอน

สำหรับการอนุมัติ อนุญาต แผนงานและรายงานการรื้อถอนต้องผ่านการพิจารณาจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติก่อน โดยการกลั่นกรองให้ความเห็นชอบตามกระบวนการพิจารณาโดยคณะกรรมการปิโตรเลียม มีมติเห็นชอบแผนงานและรายงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน มีรายละเอียด ดังนี้

Approval and licensing of work plans and decommissioning reports must first be reviewed by DMF for input and recommendations for consideration of the Petroleum Committee. This year the Petroleum Committee approved the work plan, preliminary decommissioning report, and expenses estimation as detailed below.

No. ลำดับ	Concession No. เลขที่สัมปทาน	Concession Block แปลงสัมปทาน	Concessionaire and Operator ผู้รับสัมปทานและผู้ดำเนินงาน	Submission Criteria เกณฑ์การยื่น
-----------	------------------------------	------------------------------	--	----------------------------------

1	2/2528/27	PTTEP1	PTTEP International Co., Ltd. บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	Item 38 ข้อ 38
---	-----------	--------	---	-------------------

Essence /สาระสำคัญ

The Petroleum Committee endorsed the preliminary decommissioning work plan and estimated expenses. DMF notified the company of the approval on April 13, 2020, to proceed with the placement of the financial collateral according to the estimated expenses. The company has since completed such placement.

คณะกรรมการปิโตรเลียมมีมติเห็นชอบแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มีหนังสือแจ้งผลการพิจารณา เมื่อวันที่ 13 เมษายน 2563 เพื่อให้ผู้รับสัมปทานดำเนินการวางหลักประกันตามประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน ซึ่งผู้รับสัมปทานได้ดำเนินการวางหลักประกันเรียบร้อยแล้ว

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

Remarks : Submission criteria - according to the Ministerial Regulation on Decommissioning Planning and Estimation of Expenses and Placement of Financial Collateral B.E. 2559 (2016)

Item 38, enforcing concession agreements with remaining production period of less than five years effectively after this ministerial regulation.

PLACEMENT OF FINANCIAL COLLATERAL FOR DECOMMISSIONING
การวางหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม

ในปี 2563 มีการดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับหลักประกันในการรื้อถอนฯ ตามกฎกระทรวงฯ และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง แบบและหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการรับ การตรวจสอบ การเก็บรักษา การบังคับ การเบิกจ่าย และการคืนหลักประกันการรื้อถอน ดังนี้

In 2020 the following activities were taken on the placement of financial collateral for decommissioning under the ministerial regulation and the DMF notification on rules and regulations, procedures and guidelines, and submission criteria, inspection, deposit retention, enforcement, disbursement, and reimbursement of financial collateral.

No. ลำดับ	Concession Block แปลงสัมปทาน	Concession No. เลขที่สัมปทาน	Concessionaire บริษัทผู้รับสัมปทาน
1	E5 (Nam Phong)	2/2522/17	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc. (Operator) บริษัท เอ็กซอนโมบิล เอ็กซ์โพลเรชั่น แอนด์ โพรดักชั่น โคราช อิงค์ (ผู้ดำเนินงาน)
			PTT Exploration and Production Public Company Limited บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

Essence /สาระสำคัญ

The concessionaires placed their initial financial collateral on December 12, 2019, expiring on March 15, 2021, and extended under the terms stipulated in the ministerial regulation* and the DMF notification.**

ผู้รับสัมปทานได้วางหลักประกันฯ ครั้งแรก เมื่อวันที่ 12 ธันวาคม 2562 ซึ่งระยะเวลาหลักประกันจะสิ้นสุดในวันที่ 15 มีนาคม 2564 จึงได้ต่ออายุหลักประกันดังกล่าวออกไป ตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ* และประกาศกรมฯ**

2	S1	1/2522/16	PTTEP Siam Co., Ltd. (Operator) บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด (ผู้ดำเนินงาน)
			PTT Exploration and Production Public Company Limited บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

Essence / สาระสำคัญ

The concessionaires placed their initial collateral on May 15, 2020. However, the production period of exploration block S1 was extended by 10 years following approval from the Cabinet dated September 22, 2020. After the award of Supplementary Concession Agreement (No. 3) of Petroleum Concession No. 1/2522/16 dated November 24, 2020, the concessionaires therefore requested full withdrawal of the financial collateral, eventually granted on December 29, 2020.

ผู้รับสัมปทานได้ดำเนินการวางหลักประกันฯ เมื่อวันที่ 15 พฤษภาคม 2563 โดยภายหลังแปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 ได้รับอนุมัติการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมออกไปอีก 10 ปี ตามมติคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 22 กันยายน 2563 โดยออกเป็นสัมปทานปิโตรเลียมเพิ่มเติม (ฉบับที่ 3) ของสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 1/2522/16 เมื่อวันที่ 24 พฤศจิกายน 2563 ผู้รับสัมปทานจึงขอคืนหลักประกันดังกล่าว และต่อมาได้รับคืนหลักประกันดังกล่าวแล้ว เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2563

No. ลำดับ	Concession Block แปลงสัมปทาน	Concession No. เลขที่สัมปทาน	Concessionaire บริษัทผู้รับสัมปทาน
-----------	------------------------------	------------------------------	------------------------------------

3	B6/27	3/2538/28	PTTEP Siam Co., Ltd. บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
---	-------	-----------	---

Essence /สาระสำคัญ

The financial collateral was placed on July 3, 2020.
ผู้รับสัมปทานได้ดำเนินการวางหลักประกันฯ เรียบร้อยแล้ว เมื่อวันที่ 3 กรกฎาคม 2563

4	PTTEP1	2/2528/27	PTTEP International Co., Ltd. บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
---	--------	-----------	---

Essence / สาระสำคัญ

The financial collateral was placed on August 3, 2020.
ผู้รับสัมปทานได้ดำเนินการวางหลักประกันฯ เรียบร้อยแล้ว เมื่อวันที่ 3 สิงหาคม 2563

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

Remarks : * Ministerial Regulation on Decommissioning Planning and Estimation of Expense and Placement of Financial Collateral for the removal of installations in petroleum E&P, B.E. 2559 (2016)
** DMF notification on rules and regulations, procedures and guidelines, and submission criteria, inspection, deposit retention, enforcement, disbursement and reimbursement of financial collateral.



DECOMMISSIONING PERFORMANCE ผลการดำเนินงาน

ในปี 2563 มีโครงการที่ผู้รับสัมปทานดำเนินการรื้อถอนสิ่งติดตั้งออกจากพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม จำนวน 1 โครงการ คือโครงการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวันและสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือ

สืบเนื่องจากเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวัน (TFPSO) มีกำหนดสิ้นสุดอายุการใช้งาน (FPSO Service Life) เมื่อปี 2560 โดยที่ค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซม ตรวจสอบ และรับรองความปลอดภัย เพื่อขยายระยะเวลาการใช้งานมีราคาสูงและไม่มีความคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ อีกทั้งแหล่งทานตะวันและราชพฤกษ์ได้หยุดการผลิตเนื่องจากไม่มีความคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ ทำให้บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ประสงค์ดำเนินการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวันและสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือโดยสมัครใจ ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดในข้อ 5 (4) แห่งกฎกระทรวงฯ ทั้งนี้ หลังจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ให้ความเห็นชอบต่อแผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนของโครงการดังกล่าว ผู้รับสัมปทานจึงได้ดำเนินการรื้อถอนเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียมทานตะวันตามเทคนิควิธีการตามรายละเอียดในแผนงาน ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำกับดูแลและติดตามการปฏิบัติงานอย่างใกล้ชิด ตั้งแต่ปี 2562

โดยในปัจจุบัน ผู้รับสัมปทานได้ดำเนินการปลดท่อเย็นสายควบคุมสัญญาณใต้ทะเล สายโซ่ยึดโยงเรือแล้วเสร็จ และดำเนินการทำความสะอาดค้ำบนเรือ TFPSO ณ ู่ล้างเรือที่ประเทศสิงคโปร์ ดำเนินงานโดยบริษัท SEMBCORP MARINE REPAIRS & UPGRADES PTE. LTD แล้วเสร็จเมื่อเดือนพฤศจิกายน 2563 ซึ่งมีความล่าช้าจากกำหนดการเดิม เนื่องจากสถานการณ์ COVID-19 ในประเทศสิงคโปร์ ซึ่งขั้นตอนต่อไปจะดำเนินการส่งเรือไปแยกชิ้นส่วน ณ ประเทศตุรกี โดยดำเนินการตามอนุสัญญาบาเซล และดำเนินการขอใบอนุญาตส่งออกวัตถุอันตรายตามระเบียบที่กำหนดไว้ในพระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. 2535 ของกรมโรงงานอุตสาหกรรม

In 2020 there was one decommissioning project: the decommissioning and removal of the floating production and storage unit and associated subsea installations of Tantawan field.

Following the end of the service life of the Tantawan floating production, storage and offloading unit (TFPSO) in 2017, Chevron Offshore (Thailand) Co., Ltd., voluntarily chose to decommission the TFPSO and associated subsea installations since the costs for maintenance, inspection and safety assurance to extend its service life would be exorbitant and thus not commercially viable, while production from Tantawan and Rajapruek oil fields have come to an end for lack of commercial viability. The decommissioning then proceeded under Section No. 5 (4) of the ministerial regulation. DMF subsequently approved the detailed decommissioning work plan and estimation of expenses. The concessionaire has therefore executed the decommissioning and removal of the Tantawan FPSO under the decommissioning work plan under close supervision and monitoring by DMF since 2019.

To date, the concessionaire has completed the uninstallation of the tension leg, subsea SCADA lines, and vessel mooring chains. Cleaning of the residue on the TFPSO has been completed by Sembcorp Marine Repairs & Upgrades Pte. Ltd. at a shipyard in Singapore since November 2020, delayed from the original schedule due to the COVID-19 outbreak in Singapore. The next steps consist of transporting of the tanker for salvage in Turkey under the Basel Convention and applying for permits to export hazardous substances under the regulations stated in the Hazardous Substance Act B.E. 2535 (1992) by the Department of Industrial Works.



PART 5

SAFETY AND ENVIRONMENTAL OVERSIGHT

การกำกับดูแลด้านความปลอดภัย
และสิ่งแวดล้อม ในการประกอบกิจการ
ปิโตรเลียม



5

SAFETY AND ENVIRONMENTAL OVERSIGHT

การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะหน่วยงานของรัฐ มีหน้าที่กำกับดูแลการดำเนินงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานให้มีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อด้านสิ่งแวดล้อม โดยได้พัฒนาแนวทางการกำกับดูแลต่าง ๆ เพื่อยกระดับการป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นรวมทั้งการกำกับดูแลให้ปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ส่งเสริมและสนับสนุนให้ผู้รับสัมปทานดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม ให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล ได้แก่ มาตรฐานระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม (ISO 14001) และ มาตรฐานระบบการจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (ISO 18000) และในสถานการณ์การระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 ได้ขอความร่วมมือให้ผู้รับสัมปทานและผู้รับจ้างเหมาให้ปฏิบัติตามมาตรการเฝ้าระวังด้านสุขอนามัยตามแนวทางที่กรมควบคุมโรค กระทรวงสาธารณสุข ประกาศกำหนดอย่างเคร่งครัด หากตรวจพบว่าพนักงานของบริษัทหรือผู้รับจ้างเหมาติดเชื้อดังกล่าว ต้องแจ้งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบโดยเร็วที่สุด

ปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ส่งพนักงานเจ้าหน้าที่เข้ากำกับดูแลตรวจประเมินการดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม จำนวนทั้งหมด 16 ครั้ง แบ่งเป็นแหล่งผลิตบนบก จำนวน 10 ครั้ง และแหล่งผลิตในทะเล จำนวน 6 ครั้ง ผลจากการตรวจประเมิน พบว่า การดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสีย เป็นไปตามกฎระเบียบและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ พนักงานเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เสนอแนะประเด็นต่าง ๆ เพื่อให้การดำเนินงานดังกล่าวเกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง โดยมีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการอนุมัติแผนการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม จำนวน 13 ฉบับ เพื่อให้ผู้รับสัมปทานปฏิบัติตามมาตรการจัดการของเสียที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรมการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียม ซึ่งต้องนำของเสียไปบำบัดหรือกำจัดให้ถูกต้องตามประเภทของของเสีย

The Department of Mineral Fuels (DMF), as a government agency, is responsible for overseeing all concessionaires' activities, including safety of the workforce and environmental protection. It has therefore developed guidelines to enhance environmental protection efficiency as well as strict oversight on concessionaires to fully comply with applicable environmental laws.

DMF has encouraged and supported the concessionaires in their implementation of occupational health, safety, and environmental systems and activities under the ISO 14001 Environmental Management System and the ISO 18000 Management of Occupational Health and Safety Management System. With regard to the COVID-19 pandemic, DMF requires the concessionaires and contractors to strictly follow the surveillance and hygienic measures described in the guidelines announced by the Department of Disease Control, Ministry of Public Health. If there is any infection, DMF requires concessionaires and contractors to notify it immediately.

DMF officers regularly assessed and monitored occupational health, safety, and environmental performance as well as the management of waste. There were 16 assessment inspections (ten onshore and six offshore production operations) this year. It was concluded that such implementation and waste management had indeed conformed to applicable standards and regulations. For further improvement, DMF continued advising concessionaires to further improve their implementation and has reviewed and approved their 13 Waste Management Plans as measures to ensure that waste generated from petroleum operations is treated and disposed of appropriately.

ในด้านการปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องนั้น ก่อนที่ผู้รับสัมปทานจะเริ่มดำเนินโครงการเจาะสำรวจ โครงการผลิตและ/หรือพัฒนาปิโตรเลียม ต้องจัดทำรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เสนอให้คณะกรรมการ ผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านพัฒนาปิโตรเลียม (คชก.) พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อน จึงจะเริ่มดำเนินการได้ โดยในปี 2563 มีรายงาน EIA ที่ผ่าน ความเห็นชอบ จำนวน 7 โครงการ ดังนี้

1. โครงการผลิตปิโตรเลียม ฐานหลุมผลิต WB-5 พื้นที่ผลิต วิเชียรบุรี และฐานหลุมผลิต WB-7 พื้นที่ผลิตวิเชียรบุรี 2 แปลง สำรจบบนบกหมายเลข SW1 อำเภอวิเชียรบุรี จังหวัดเพชรบูรณ์

2. โครงการผลิตปิโตรเลียมบนบก ระยะที่ 3 แปลงสำรจบบนบกหมายเลข L53/48 อำเภอสองพี่น้อง และอำเภออุทอง จังหวัดสุพรรณบุรี (ส่วนขยาย ครั้งที่ 1) แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอร์ยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด

3. โครงการเจาะสำรวจปิโตรเลียม แปลงสำรจบบนทะเล อ่าวไทยหมายเลข G1/61 ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)

4. โครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรจบบนทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61 ตอนบน (แหล่งปลาทองเดิม) ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)

5. โครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรจบบนทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61 ตอนล่าง (แหล่งเอราวัณ จักรवाल สตุล และ ฟูนาน เดิม) ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)

6. โครงการเจาะสำรวจปิโตรเลียม แปลงสำรจบบนทะเล อ่าวไทยหมายเลข G2/61 ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)

7. โครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรจบบนทะเลอ่าวไทย หมายเลข G2/61 ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)

ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำกับดูแลผู้รับสัมปทาน ในฐานะหน่วยงานอนุญาตให้ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและ แก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Mitigation) และมาตรการติดตาม ตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Monitoring) อย่างเคร่งครัด

สำหรับการกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของ ประเทศไทย ภายใต้กฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณ การค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ออกประกาศ เรื่อง หลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไข สำหรับ การจัดทำรายงานและแผนตามกระบวนการบริหารจัดการ สิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน โดยในปี 2563 มีการดำเนินงาน ดังนี้

1. การพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการประเมิน ด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน (DEA Report) จำนวน 2 โครงการ ดังนี้

According to the law, each concessionaire must prepare and secure approval of each environmental impact assessment (EIA) report before the start of petroleum drilling and development. This year, seven EIA reports were submitted and approved by the EIA panel of experts as follows:

1. WB-5 petroleum production project, Wichian Buri production area, and WB-7 petroleum production area 2, SW1 exploration block, Wichian Buri District, Phetchabun.

2. Onshore petroleum production project, phase 3, onshore exploration block L53/48, Song Phi Nong District and U Thong District, Suphanburi (1st expansion), Pan Orient Energy (Siam) Ltd.

3. Petroleum exploration drilling project, Gulf of Thailand exploration block G1/61 of PTTEP Energy Development Co., Ltd. (PSC)

4. Petroleum production project, Gulf of Thailand exploration block G1/61 (North) (Platong field) of PTTEP Energy Development Co., Ltd. (PSC)

5. Petroleum production project, Gulf of Thailand exploration block G1/61 (South) (Erawan, Jakrawan, Satun and Funan) of PTTEP Energy Development Co., Ltd. (PSC)

6. Petroleum exploration drilling project, Gulf of Thailand exploration block G2/61 of PTTEP Energy Development Co., Ltd. (PSC)

7. Petroleum production project, Gulf of Thailand exploration block G2/61 of PTTEP Energy Development Co., Ltd. (PSC)

While the activities in the above projects are in progress, DMF continues supervising and monitoring the concessionaires to ensure strict compliance with prevention and mitigation environmental measures.

As for safety and environmental management activities in the decommissioning of petroleum installations, DMF supervised them by following the 2016 ministerial regulation prescribing plans and estimated costs and security for decommissioning of installations used in the petroleum industry regarding rules, procedures, and terms for the preparation of environmental management reports and plans for platform decommissioning. This year the department carried out the following projects and initiatives:

1. Reviewed and endorsed two Demolition Environmental Assessment Reports (DEA) as follows:

- โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B6/27 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

- โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมแหล่งปิโตรเลียมอรุโณทัยและบูรพา แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L10/43 และ L11/43 ของบริษัท บริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด

2. การพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด (BPEO Report) จำนวน 2 โครงการ ดังนี้

- โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมและท่อส่งปิโตรเลียมในทะเลที่เชื่อมต่อกับแท่นหลุมผลิต ในแปลงสัมปทานหมายเลข 10 11 12 และ 13 ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

- โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมแหล่งปิโตรเลียมอรุโณทัยและบูรพา แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L10/43 และ L11/43 ของบริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด

3. การประชุมการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสียต่อการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในกิจการปิโตรเลียม จำนวน 6 โครงการ ดังนี้

1. โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในกิจการปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B6/27 แหล่งนางนวลของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

2. โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมแปลงสำรวจบนบกหมายเลข PTTEP1, L53/43 และ L54/43 ของบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

3. โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมแหล่งปิโตรเลียมอรุโณทัยและบูรพา แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L10/43 และ L11/43 ของบริษัท สยามโมเอโกะ จำกัด

4. โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมแปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 ของ บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด และแปลง L22/43 ของ บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

5. โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตแหล่งบึงหญ้าและบึงม่วง แปลง NC ของ ซิโน-ยู.เอส. ปิโตรเลียม อิงค์ ณ จังหวัดสุโขทัยและกำแพงเพชร

6. โครงการรื้อถอนทุ่นรับน้ำมันและสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บปิโตรเลียมเอราวัน 1 และสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บปิโตรเลียมปัตตานี ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

นอกจากนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีการดำเนินการที่สำคัญที่สนับสนุนการประกอบกิจการปิโตรเลียมให้มีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนี้

- Project for the demolition of petroleum installations, Gulf of Thailand exploration block B6/27 of PTT Exploration and Production Plc.

- Project for the demolition of petroleum installations in Arunothai and Burapa fields, onshore exploration blocks L10/43 and L11/43 of Siam Moeco Co., Ltd.

2. Reviewed and approved Best Practicable Environmental Options Reports (BPEO) of two demolition of installation projects as follows:

- Project to dismantle the wellhead platform and subsea pipelines connected to wellhead platforms in concession blocks No. 10, 11, 12 and 13 of Chevron Thailand Exploration and Production Co., Ltd.

- Project for the demolition of installations used in Arunothai and Burapa fields, onshore exploration blocks L10/43 and L11/43 of Siam Moeco Co., Ltd.

3. Participated in stakeholder engagement sessions on environmental assessment for installation demolition for a total of six projects as follows:

1. Project for the demolition of installations in Gulf of Thailand exploration block B6/27, the Nang Nuan area of PTTEP Siam Co., Ltd.

2. Project for the demolition of installations used in onshore exploration blocks PTTEP1, L53/43 and L54/43 of PTTEP International Co., Ltd.

3. Project for the demolition of installations used in Arunothai and Burapa fields, onshore exploration blocks L10/43 and L11/43 of Siam Moeco Co., Ltd.

4. Project for the demolition of installations used in onshore exploration block S1 of PTTEP Siam Co., Ltd., and block L22/43 of PTTEP International Co., Ltd.

5. Project for the demolition of installations used in the production areas of Bung Ya and Bung Muang fields, NC block of Sino-US Petroleum Inc., in Sukhothai and Kamphaeng Phet.

6. Project to dismantle the oil-receiving buoys and subsea installations connected to the Erawan Floating, Storage and Offloading (FSO) 1 and subsea installations connected to the Pattani FSO of Chevron Thailand Exploration and Production Co., Ltd.

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.

5.1

ENVIRONMENTAL MONITORING IN PETROLEUM OPERATION IN THE GULF OF THAILAND

โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีการติดตามตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทยอย่างต่อเนื่องเป็นประจำทุกปี โดยปัจจุบันได้มอบหมายให้ภาควิชาวาริชศาสตร์ คณะวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา เป็นผู้ทำการศึกษาดูแลปริมาณสารปรอทในน้ำทะเลและเนื้อเยื่อปลาทะเลหน้าดิน ที่อาศัยอยู่โดยรอบแท่นผลิตปิโตรเลียม ซึ่งเป็นตัวแทนของการเฝ้าระวังปัญหาจากการผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ในปี 2563 ได้ทำการตรวจวัดและเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในน้ำทะเลและศึกษาความเข้มข้นของสารปรอทในตัวอย่างปลาทะเลจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย จำนวน 9 แหล่ง ได้แก่ บงกชใต้ อาทิตย์ สงขลาอี โพลิน โพลินเหนือ เอรಾವัง ปลาทอง เบญจมาศ และวาสนา โดยสามารถสรุปผลการตรวจเฝ้าระวังดังกล่าว ดังนี้

1. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในน้ำทะเลรอบแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

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

2. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทในปลาทะเลหน้าดินจากรอบแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษา พบว่า ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารปรอทในเนื้อเยื่อปลาทะเลจากแต่ละแหล่งผลิตปิโตรเลียมและจากทะเลบริเวณจังหวัดระยอง ซึ่งเป็นพื้นที่อ้างอิงที่ไม่มีแท่นผลิตปิโตรเลียมอยู่ในบริเวณใกล้เคียง มีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงสาธารณสุข ฉบับที่ 98 (พ.ศ. 2529) เรื่อง มาตรฐานอาหารที่มีสารปนเปื้อน ซึ่งกำหนดไว้ไม่เกิน 0.5 มิลลิกรัมต่ออาหาร 1 กิโลกรัม

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 production platforms.

In 2020 the monitoring and surveillance were carried out for mercury in water and the concentration of mercury in fish samples from nine production platforms in the Gulf, namely South Bongkot, Arthit, Songkhla E, Pailin, North Pailin, Erawan, Platong, Benchamas and Wassana. The findings were 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 were under 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 Seawater Quality Standards in Thai Territorial Waters, Category 1: Seawater Quality for Natural Resource Conservation.

2. Monitoring of mercury in demersal fish around production platforms

The findings showed that the average mercury concentration in marine fish tissues from each producing field and the sea offshore Rayong, a reference area without a petroleum production platform, was 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 (1986) on Maximum Allowable Contaminants in Food Limits.



5.2

PROJECT TO STUDY THE CONVERSION OF OFFSHORE PLATFORMS TO ARTIFICIAL REEFS

โครงการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมไปจัดทำเป็นปะการังเทียม

โครงการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมไปจัดทำเป็นปะการังเทียมเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลบริเวณเกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี เป็นโครงการที่ได้รับความเห็นชอบในหลักการจากคณะกรรมการ นโยบายและแผนการบริหารจัดการทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 2/2561 เมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2561 โดยมี พลเอกประวิตร วงศ์สุวรรณ รองนายกรัฐมนตรี เป็นประธานการประชุม และมอบหมายให้กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งเป็นผู้รับผิดชอบโครงการ โดยให้เป็นไปตามข้อกำหนดและกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

เมื่อปี 2562 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้อนุมัติรายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน รายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด และแผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน โครงการศึกษาการนำขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมไปจัดทำเป็นปะการังเทียม ของบริษัท เชฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด (บริษัทฯ) ต่อมาเมื่อวันที่ 16 มีนาคม 2563 กระทรวงพลังงานได้อนุมัติให้บริษัทฯ โอนขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมที่รื้อถอน จำนวน 7 ขาแท่น ได้แก่ ฟูนานแอล (FUWL) ฟูนานเอ็ม (FUWM) ไพลินเหนือโอ (NPWO) ปะการังเอ (PKWA) ปะการังบี (PKWB) ปลาทองใต้ (SPWB) และยะลาเอ (YAWA) ไปจัดวางเป็นปะการังเทียม ทั้งนี้ กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง กองทัพเรือ กรมเจ้าท่า และกรมประมง ได้พิจารณาอนุญาตในส่วนที่เกี่ยวข้องเรียบร้อยแล้ว

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำกับดูแลติดตามการดำเนินงานอย่างใกล้ชิด ตั้งแต่ขั้นตอนการวางแผนการรื้อถอน โดยเฉพาะการให้ความสำคัญกับสิ่งมีชีวิตเกาะติดขาแท่น โดยบริษัทฯ ได้ดำเนินการสำรวจสภาพสิ่งแวดล้อมพื้นฐานของพื้นที่จัดวางขาแท่นและสิ่งมีชีวิตเกาะติดขาแท่นเดิม และส่งรายงานผลการศึกษาลักษณะสิ่งมีชีวิตเกาะติดบนขาแท่นฉบับสมบูรณ์ให้กับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งกิจกรรมการรื้อถอน การลำเลียงส่วนขาของแท่นหลุมผลิต และการจัดวางขาแท่นเป็นปะการังเทียมในพื้นที่ที่กำหนดนั้น บริษัทฯ ได้ว่าจ้างบริษัท Sapura Energy จากประเทศมาเลเซีย เป็นผู้ดำเนินการ โดยใช้เรือยกชื่อว่า Sapura-3000 เป็นเรือที่มีเครนขนาด 3,000 ตัน และได้เริ่มการดำเนินงานเมื่อวันที่ 2 สิงหาคม 2563 ที่แท่นหลุมผลิต ฟูนานเอ็ม และแล้วเสร็จเมื่อวันที่ 23 กันยายน 2563

This project aims to study the conversion of petroleum wellhead jackets to artificial reefs for marine resource conservation around Koh Pha-Ngan, Surat Thani. It was a project that had been agreed in principle by the Board of National Marine and Coastal Resources Management Policy and Planning at Meeting No. 2/2018 dated July 9, 2018, chaired by General Prawit Wongsuwan, Deputy Prime Minister, which assigned responsibility to the Department of Marine and Coastal Resources for compliance with applicable requirements and laws.

In 2019, DMF approved the demolition environmental assessment report. The report addressed how to employ the most appropriate demolition method together with a plan for decommissioning and detailed estimate of the cost of decommissioning and conversion of a wellhead platform to become an artificial reef by Chevron Thailand Exploration and Production. On March 16, 2020, the Ministry of Energy approved the company's relocation of seven wellhead platform jackets, namely Funan L (FUWL), Funan M (FUWM), North Pailin O (NPWO), Prakarang A (PKWA), Pakarang B (PKWB), South Platong B (SPWB) and Yala A (YAWA), and their placement as artificial reefs. The Department of Marine and Coastal Resources, Royal Thai Navy, Harbor Department and Department of Fisheries have also granted permission under their respective jurisdiction.

DMF has closely supervised and monitored the operations from the planning stage of the demolition, notably the importance of organisms attached to the platform jackets. The company conducted a survey of the baseline environmental conditions of the platform leg placement location and marine organisms attached to the jackets. The complete report was submitted to DMF. As for platform demolition and relocation to the designated area, the company commissioned Sapura Energy from Malaysia, which used its lifting ship named Sapura-3000, a ship with a lifting crane

ในการวางขาแท่นหลุมผลิตยะลาเอไปวางเป็นปะการังเทียม บริเวณเกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี มีระยะทางในการลากจูงขาแท่นหลุมผลิตทั้งหมดไปยังพื้นที่ที่จัดวางเป็นปะการังเทียม ประมาณ 150 – 200 กิโลเมตร โดยบริษัทฯ ได้ทำการส่งมอบขาแท่นทั้งหมดแก่กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง เมื่อวันที่ 18 พฤศจิกายน 2563 นับเป็นการบูรณาการความร่วมมือระหว่างหน่วยงานภาครัฐด้วยกันและภาคเอกชนที่ก่อให้เกิดประโยชน์ในการอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลอย่างเป็นรูปธรรม

สำหรับการจัดการท่อเย็นที่ติดกับขาแท่นและส่วนบนของแท่นหลุมผลิต บริษัทฯ จะนำไปจัดการบนฝั่ง ในประเทศไทย และส่วนบนของบางแท่นหลุมผลิตได้นำไปใช้ใหม่ที่แท่นหลุมผลิตอื่น ๆ ทั้งนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กำกับดูแลการรื้อถอนโครงการดังกล่าว รวมถึงการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมเพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าการดำเนินงานทุกขั้นตอนมีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งรวมถึงตรวจสอบการล้าง ทำความสะอาดสารปนเปื้อนในอุปกรณ์จากการรื้อถอนและการจัดการของเสียต่าง ๆ อย่างถูกต้องเหมาะสม ตามประเภทของของเสีย ตลอดจนการส่งไปกำจัดและหรือบำบัดยังสถานที่ที่ได้รับใบอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมอีกด้วย

capacity of 3,000 tons. The operation started on August 2 with the Funan M wellhead platform and ended on September 23 with the Yala A wellhead platform. All platform jackets were relocated to become artificial reefs at Koh Pha-ngan, Surat Thani, with a towing distance of 150-200 kilometers. All platform jackets were delivered to the Department of Marine and Coastal Resources on November 18. This operation exemplified integrated cooperation between government agencies and the private sector in creating concrete benefit in the conservation of marine resources.

As for the vertical pipings and the topside of the wellhead platforms, the company will manage them onshore. The topsides was reused for other wells. To this end, DMF has supervised demolition under the project, including the monitoring of environmental quality to ensure that the process is safe and environmentally sound, including monitoring, utilizing appropriate treatment, and disposal of liquid and solid waste generated from equipment cleaning at the Department of Industrial Works-licensed facility.



5.3

CODE OF PRACTICE (CoP) FOR ONSHORE E&P CONTINUATION BY NEW CONCESSIONAIRES AFTER CONCESSION EXPIRY

ประมวลหลักการปฏิบัติสำหรับผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบนบก ที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมซึ่งยังผลิตได้อย่างต่อเนื่องหลังสิ้นอายุสัมปทาน พ.ศ. 2563

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีภารกิจในการบริหารจัดการแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมของประเทศให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อรักษาความมั่นคงทางด้านพลังงาน และประโยชน์ในการส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมควบคู่กันไป ในปี 2564 จะมีพื้นที่สัมปทานบนบกที่สิ้นอายุสัมปทานแต่ยังคงมีศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียมต่อไปได้ในอนาคต ด้วยเหตุนี้จึงทำให้การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมไม่สามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่อง อันส่งผลให้ประเทศสูญเสียผลประโยชน์ที่จะได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมดังกล่าว จึงได้ออกประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง การบังคับใช้ประมวลหลักการปฏิบัติ สำหรับผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในแปลงสำรวจบนบกที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมซึ่งยังผลิตได้อย่างต่อเนื่องหลังสิ้นอายุสัมปทาน พ.ศ. 2563 และประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice: CoP) สำหรับผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบนบกที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ซึ่งยังผลิตได้อย่างต่อเนื่องหลังสิ้นอายุสัมปทาน พ.ศ. 2563 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมให้มีการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างต่อเนื่องในช่วงระยะเวลาที่โครงการพัฒนาปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจปิโตรเลียมบนบกของผู้ที่ได้รับสิทธิ รอบใหม่อยู่ระหว่างกระบวนการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เพื่อเสนอคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณา รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (คชก.) พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนเริ่มดำเนินการ ทั้งนี้ ได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 25 ธันวาคม 2563 และมีผลใช้บังคับตั้งแต่วันถัดจากวันประกาศในราชกิจจานุเบกษา เป็นต้นไป

สาระสำคัญของการบังคับใช้ประมวลหลักการปฏิบัติ ดังนี้

1. โครงการที่เข้าข่ายต้องปฏิบัติตามประมวลหลักการปฏิบัติ เป็นโครงการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบนบกที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมซึ่งยังผลิตได้อย่างต่อเนื่องหลังสิ้นอายุสัมปทาน และเป็นแปลงสำรวจที่กำหนดให้มีการใช้สิ่งติดตั้งที่รับมอบจากรัฐ รวมทั้งมีรายงาน EIA ที่ได้รับความเห็นชอบจาก คชก. มาก่อน

2. ผู้ได้รับสิทธิ ต้องใช้สิ่งติดตั้งของรัฐภายใต้เงื่อนไขกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมตามที่ระบุไว้ในโครงการเดิมและอื่น ๆ ตามที่ได้รับมอบจากรัฐ และเสนอรายงานการปฏิบัติ

DMF has a mission to efficiently manage national petroleum resources so that Thailand may sustain energy security in coexistence with environmental quality. In 2021 there will be onshore concession areas that expire, but their potential remains viable. Since production suspension would cause discontinued E&P activities, Thailand could stand to lose benefit from petroleum operations. DMF therefore developed and stipulated a Code of Practice for onshore E&P concessionaires still with viable production potential after concession expiry after 2020. This code of practice provides the new concessionaires who hold E&P rights with opportunities to continue operations while progressing with their EIAs and their approval from the EIA Panel of Experts. The code was announced in the Royal Gazette on December 25, 2020, and came into effect on the day following the announcement.

The essences of the enforcement of the code are as follows:

1. The projects required to comply with the Code of Practice are onshore production projects with viable production potential after concession expiry and the use of installations received from the government, including approved EIA reports.

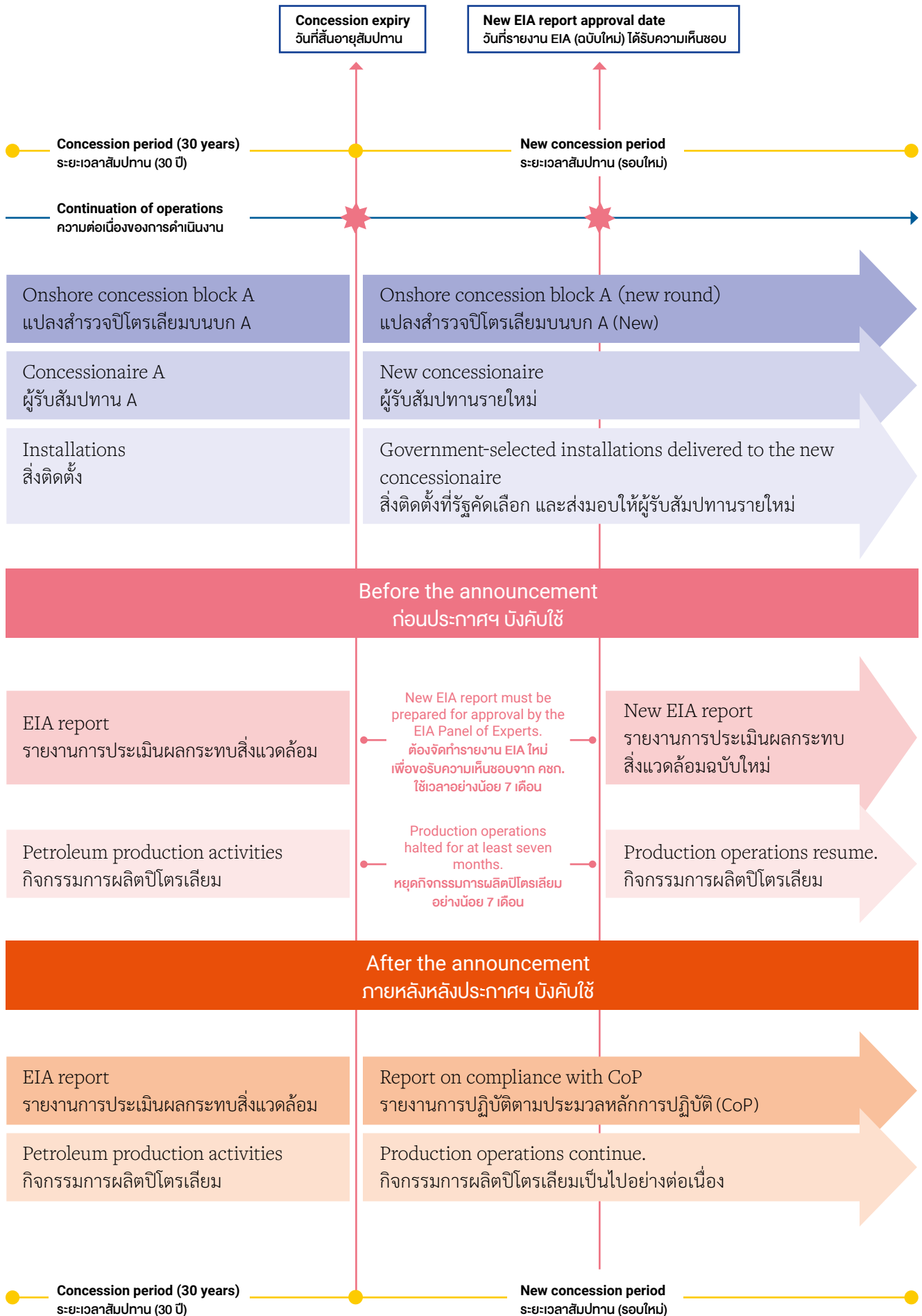
2. Each qualified concessionaire must use the installations received from the state strictly for production activities stated in the former project and other duties delegated by the government. A report to confirm compliance with the code for petroleum production must be submitted to the DMF Director General. If the concessionaire changes the details of production operations, a new, approved EIA is required.

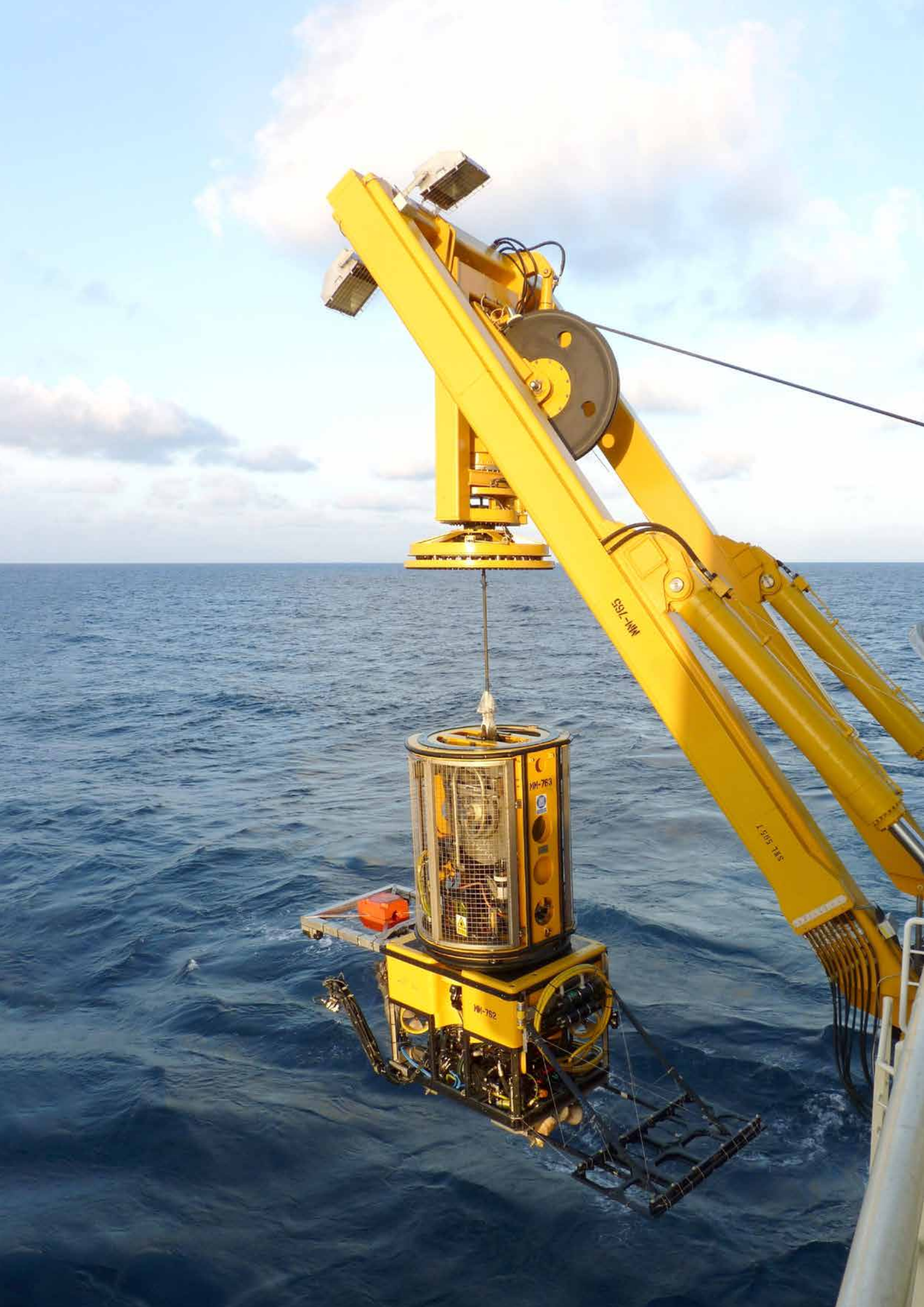
ตามประมวลหลักการปฏิบัติ สำหรับโครงการผลิตปิโตรเลียม ต่ออธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทั้งนี้ หากผู้ได้รับสิทธิประสงค์ จะเปลี่ยนแปลงรายละเอียดการดำเนินการผลิตปิโตรเลียม จะต้องจัดทำรายงาน EIA ตามกระบวนการทางกฎหมาย ว่าด้วยการส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมก่อน จึงสามารถดำเนินการได้

3. ผู้รับสิทธิต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไข ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบ ผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่ระบุไว้ในรายงานการปฏิบัติตามประมวลหลักการปฏิบัติ สำหรับโครงการผลิตปิโตรเลียม ตามที่ได้รับความเห็นชอบไว้จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

3. Each concessionaire must comply with the environmental impact prevention, mitigation and monitoring measures described in the Code of Conduct Compliance Report for production projects upon receiving approval from DMF.

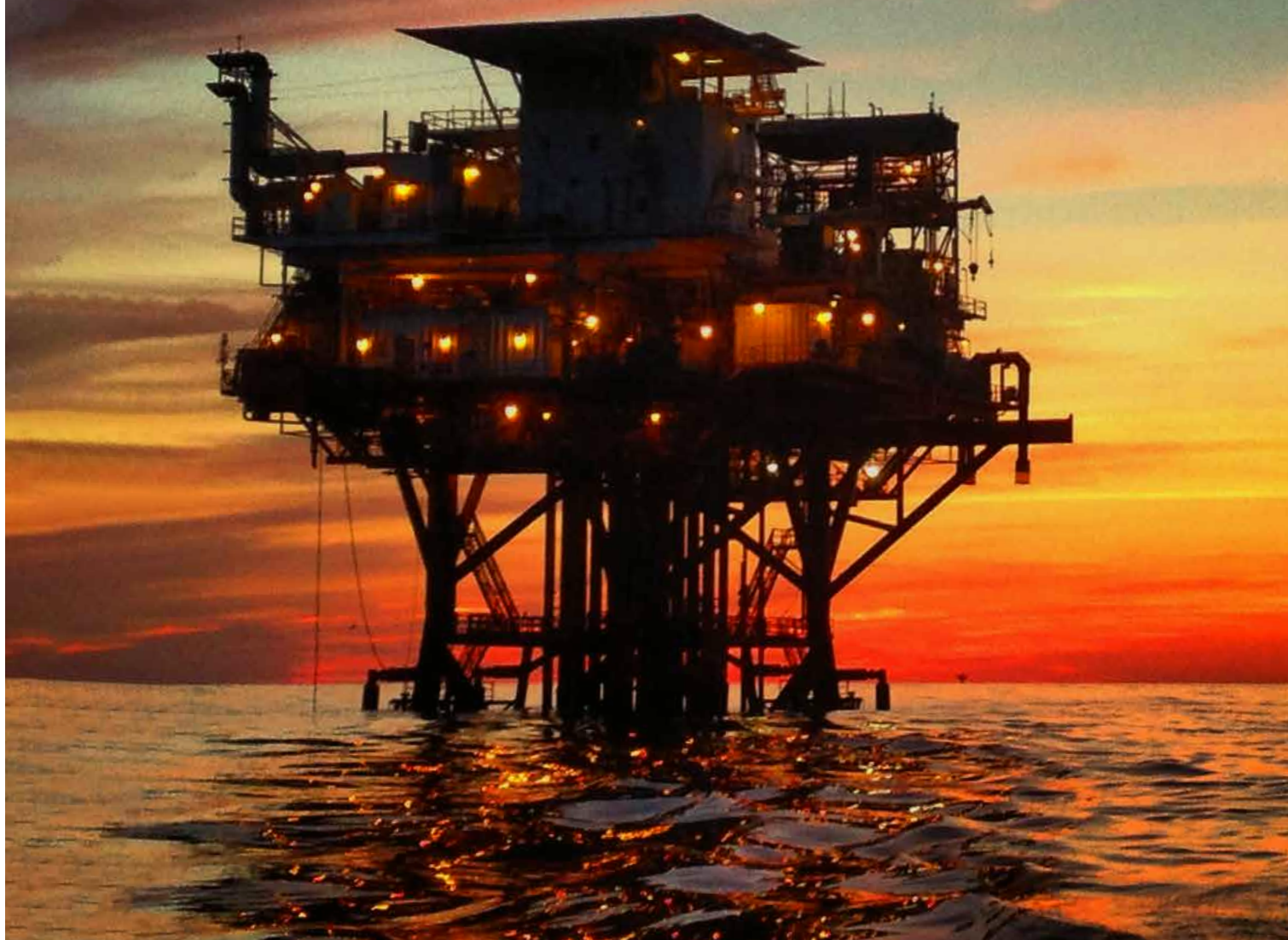






PART 6 MALAYSIA - THAILAND JOINT DEVELOPMENT AREA & INTERNATIONAL COOPERATION

พื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย และ
ความร่วมมือระหว่างประเทศ



6.1

MTJDA UNDER THE MALAYSIA-THAILAND JOINT AUTHORITY ACT 1990

พื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย ภายใต้ พ.ร.บ. องค์การร่วมไทย - มาเลเซีย พ.ศ. 2533

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

องค์การร่วมไทย - มาเลเซีย มีฐานะเป็นนิติบุคคลที่สรุวมสิทธิและความรับผิดชอบแทนรัฐบาลไทยและรัฐบาลมาเลเซียในการสำรวจและแสวงประโยชน์จากปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract, PSC) โดยทั้งสองประเทศจะได้รับผลประโยชน์จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมมา 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

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. การดำเนินงานในพื้นที่พัฒนาร่วมมา ในปี 2563

2.1. แปลง A-18

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี 2563 บริษัท Carigali-Hess สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 241.79 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 2.19 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยวันละ 660.63 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 5,993 บาร์เรล ตามลำดับ

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 on behalf of the two governments in petroleum exploration and exploitation in the Joint Development Area (JDA) under production sharing contracts (PSCs). All benefits derived from E&P activities have been equally shared between the two countries.

1. Current PSC Contractors

The PSC contractors in the MTJDA currently consists of:

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

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

2. JDA Operations 2020

2.1. Block A-18

Output: This year Carigali-Hess delivered a total of 241.79 BCF (an average of 660.63 MMscfd) and 2.19 million barrels (an average of 5,993 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 436.65 MMscfd (157.80 MMscfd to Chana Power Plant for

โดยก๊าซธรรมชาติจะแบ่งเป็นสองส่วนคือ ส่วนแรกส่งเข้าท่อทรานส์ไทย - มาเลเซียขนาด 34 นิ้ว ไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดสงขลา ในอัตราเฉลี่ยวันละ 436.65 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ส่งเข้าโรงไฟฟ้าจะนะและใช้เป็นเชื้อเพลิง NGV วันละ 157.80 ล้านลูกบาศก์ฟุต ส่วนก๊าซธรรมชาติจำนวนวันละ 278.85 ล้านลูกบาศก์ฟุต จะถูกส่งเข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ อำเภोजะนะ แล้วส่งต่อไปยังประเทศมาเลเซีย) และส่วนที่สองส่งเข้าท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองในอัตราเฉลี่ยวันละ 224.42 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี 2563 บริษัท Carigali-Hess ไม่มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ: บริษัท Carigali-Hess มีการหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติตามแผนเป็นระยะเวลา 9 วัน ในระหว่างวันที่ 29 สิงหาคม - 6 กันยายน 2563 โดยเป็นการหยุดผลิตทั้งหมด (Total Shutdown) 7 วัน และการหยุดผลิตบางส่วน (Partial Shutdown) 2 วัน โดยในช่วงเวลาดังกล่าวไม่มีก๊าซธรรมชาติส่งไปโรงไฟฟ้าจะนะและโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่จังหวัดสงขลา

การเจาะหลุมปิโตรเลียม: ในปี 2563 บริษัท Carigali-Hess ไม่มีการเจาะหลุมสำรวจ/หลุมประเมินผล/หลุมพัฒนา

NGV and 278.85 MMscfd to Chana GSP before further transport to Malaysia). The second (an average of 224.42 MMscfd) was transported through a 42-inch pipeline and came ashore at Rayong.

Field Development: This year there was no platform installation by Carigali-Hess.

Shutdown: Carigali-Hess had a 9-day shutdown from August 9 to September 6, 2020, under planned annual maintenance: 7-day total shutdown and 2-day partial shutdown. As a result, no natural gas was delivered to Chana Power Plant and GSP in Songkhla.

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

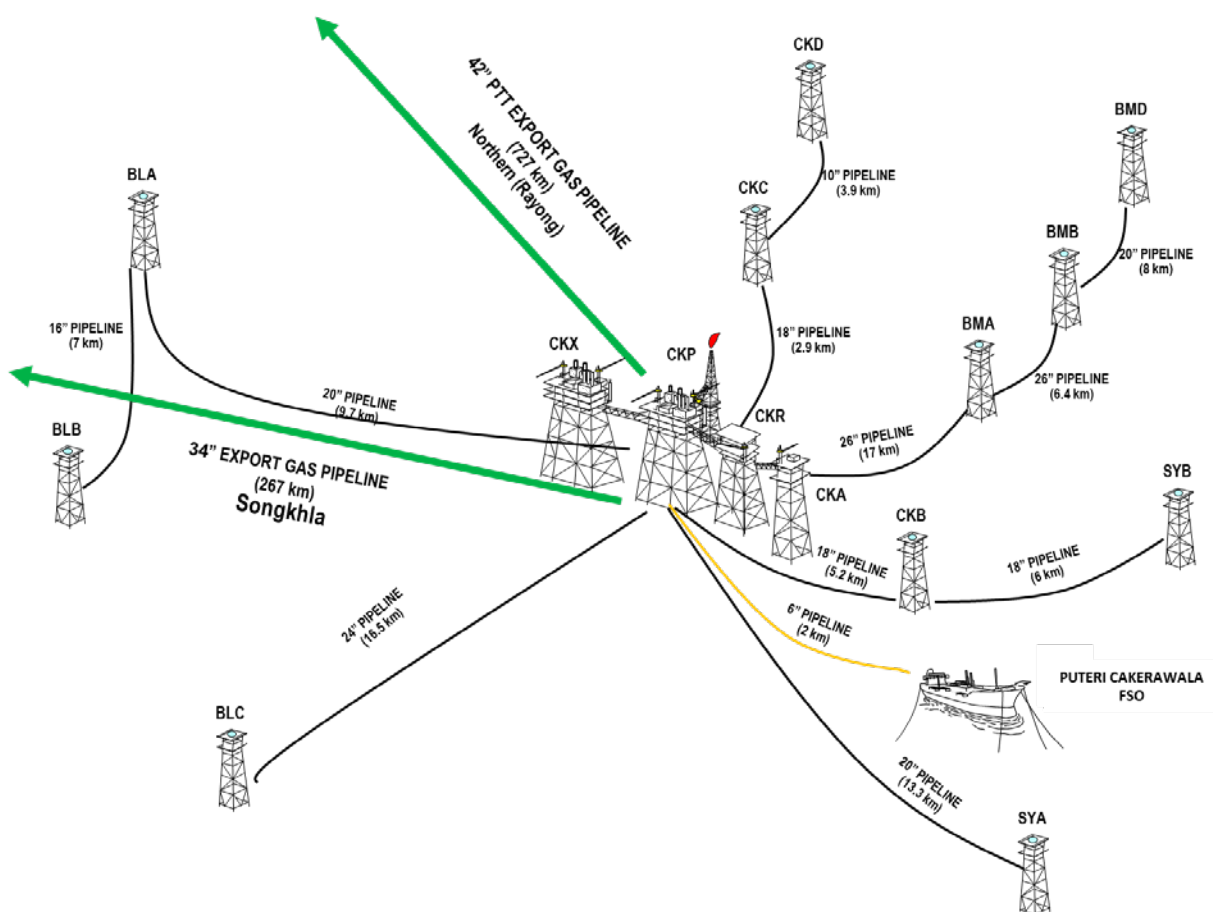


Table 1: Block A-18 Field Development Schematic
รูปที่ 1: แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตแปลง A-18

2.2. แปลง B-17&C-19 และ B-17-01

การจัดหาปิโตรเลียม: ในปี 2563 บริษัท CPOC สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 96.90 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 2.95 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยวันละ 264.77 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 8,066 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จะส่งเข้าท่อขนาด 24 นิ้ว ที่เชื่อมต่อกับท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองเฉลี่ยวันละ 4.48 ล้านลูกบาศก์ฟุต และส่งเข้าท่อไปประเทศมาเลเซียเฉลี่ยวันละ 260.28 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี 2563 บริษัท CPOC ไม่มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ: บริษัท CPOC มีการหยุดผลิตทั้งหมด (Total Shutdown) เป็นระยะเวลา 10 วัน ในระหว่างวันที่ 27 กันยายน – 6 ตุลาคม 2563 เพื่อซ่อมบำรุงตามแผนงานประจำปี

การเจาะหลุมปิโตรเลียม: ในปี 2563 ได้ดำเนินการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในแปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 รวมทั้งสิ้น 9 หลุม ดังนี้

- ที่แท่นหลุมผลิต Amarit-A จำนวน 4 หลุม ได้แก่ หลุม AMA-01 AMA-01ST AMA-02 และ AMA-02ST
- ที่แท่นหลุมผลิต Melati-A จำนวน 3 หลุม ได้แก่ หลุม MTA-07 MTA-04 และ MTA-12
- ที่แท่นหลุมผลิต Andalas-B จำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม ADB-07 และ ADB-13

2.2. Blocks B-17 & C-19 and Block B-17-01

Output: This year CPOC delivered a total of 96.90 BCF (an average of 264.77 MMscfd) and 2.95 million barrels (an average of 8,066 bpd) of condensate. The gas was transported through a 24-inch pipeline connected to a 42-inch pipeline: 4.48 MMscfd came ashore at Rayong and 260.28 MMscfd went on to Malaysia.

Field Development: This year there was no platform installation.

Shutdown: CPOC faced a 10-day total shutdown from September 27 to October 6, 2020, for planned annual maintenance.

- Drilling: This year nine production wells were drilled in Blocks B-17 & C-19, and Block B-17-01:
- Four wells in Amarit-A: AMA-01, AMA-01ST, AMA-02 and AMA-02ST
- Three wells in Melati-A: MTA-07 MTA-04 and MTA-12
- Two wells in Andalas-B: ADB-07 and ADB-13.

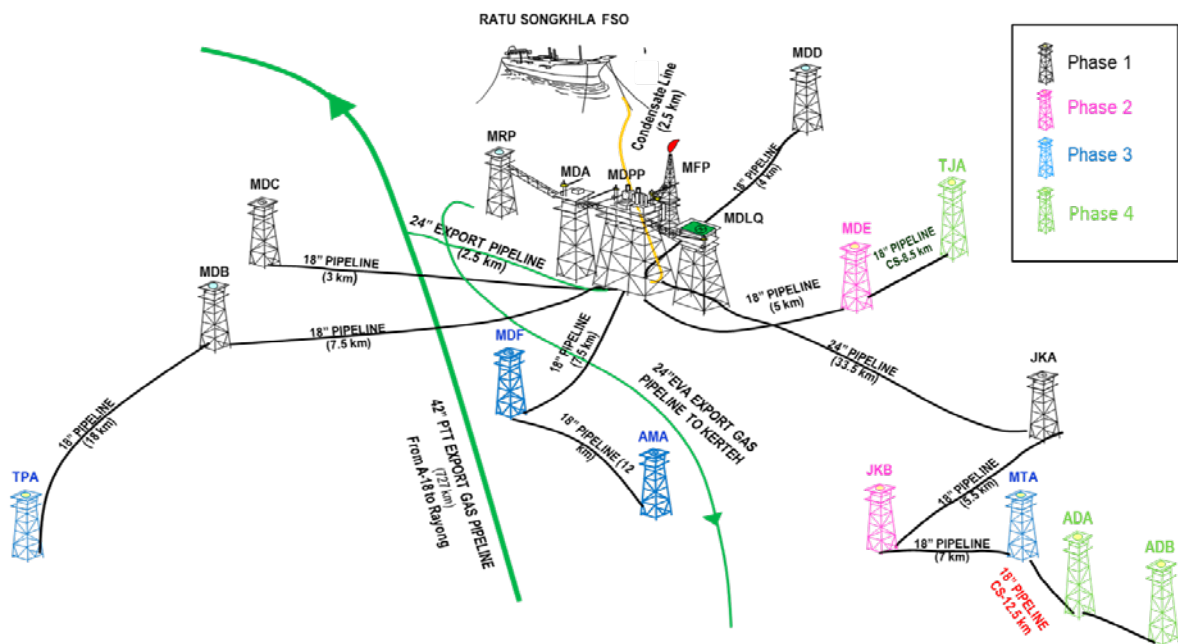


Table 2: Blocks B-17 & C-19 and B-17-01 Field Development Schematic
รูปที่ 2: แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตแปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01

3. รายได้ของประเทศจากพื้นที่พัฒนาร่วมมา ในปี 2563

องค์กรร่วมไทย - มาเลเซียทำหน้าที่จัดเก็บรายได้ทั้งหมดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมมา และนำส่งรายได้ครึ่งหนึ่งให้กับประเทศไทยผ่านทางกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อนำส่งให้กระทรวงการคลังจัดเก็บเป็นรายได้ของแผ่นดินต่อไปโดยในช่วงเดือนมกราคม - ธันวาคม 2563 ได้จัดส่งค่าภาคหลวงปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร และรายได้อื่น ๆ จากแปลง A-18 แปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 เป็นเงินรวม 11,912.15 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 B-17-01 for the calendar year amounted to Baht 11.91215 billion.

Unit: Baht million
หน่วย: ล้านบาท

Revenue	Block A-18	Blocks B-17 & C-19	Block B-17-01
Royalty	1,668.50	695.38	402.28
Profit Petroleum	6,032.34	1,392.73	859.48
Others	856.83	3.02	1.59
Total	8,557.67	2,091.13	1,263.35



6.2

INTERNATIONAL COOPERATION

การเสริมสร้างความร่วมมือกับต่างประเทศ

THE 4th JAPAN-THAILAND ENERGY POLICY DIALOGUE

การประชุมหารือเชิงนโยบายความร่วมมือด้านพลังงานไทย - ญี่ปุ่น ครั้งที่ 4

นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทยเข้าร่วมการประชุม The 4th Japan - Thailand Energy Policy Dialogue ในระหว่างวันที่ 29 - 31 มกราคม 2563 ณ เมืองโอซากะ ประเทศญี่ปุ่น โดยมีนายภูมิ ศรีสุวรรณ รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว ซึ่งในที่ประชุมได้มีการหารือในเรื่องการส่งเสริมความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างประเทศไทยและญี่ปุ่น รวมถึงแลกเปลี่ยนข้อคิดเห็นด้านนโยบายพลังงานระหว่างสองประเทศ

Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent Secretary, Ministry of Energy, headed the Thai delegation to the 4th Japan-Thailand Energy Policy Dialogue between January 29 and 31, 2020, in Osaka, Japan, with DMF Deputy DG Phume Srisuwon in attendance. The dialogue discussed promotion of bilateral cooperation and exchange of views on energy policies.



THE 38th SENIOR OFFICIALS MEETING ON ENERGY AND ASSOCIATED MEETINGS (SOME)

การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 38 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง

เมื่อวันที่ 24 - 27 สิงหาคม 2563 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทยเข้าร่วมการประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 38 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (38th Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings) ในรูปแบบของการประชุมผ่านระบบ Video Conference ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ โดยมีนายสมบูรณ์ วัชรชัยสุรพล รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว ซึ่งในที่ประชุมได้มีการกำหนดแนวทางการดำเนินงานในแผนปฏิบัติการความร่วมมือด้านพลังงานอาเซียนระยะที่ 2 ปี 2564 - 2568 (APAEC Phase II) รวมถึงสรุปผลการดำเนินงานโครงการภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมือด้านพลังงานอาเซียนระยะที่ 1

Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent Secretary, Ministry of Energy, headed the Thai delegation to the 38th Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings (SOME) in a video conference format held at Conference Room 2, 15th floor, Ministry of Energy. DMF Deputy



(APAEC Phase I) และโครงการที่จะดำเนินการต่อเนื่องในอนาคต ที่อยู่ภายใต้กรอบความร่วมมือใน 7 สาขา ได้แก่ 1) ด้านการเชื่อมโยงโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าอาเซียน 2) ด้านการเชื่อมโยงท่อส่งก๊าซธรรมชาติอาเซียน 3) ด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด 4) ด้านประสิทธิภาพและการอนุรักษ์พลังงาน 5) ด้านพลังงานหมุนเวียน 6) ด้านนโยบายและแผนพลังงานของภูมิภาค และ 7) ด้านพลังงานนิวเคลียร์เพื่อประชาชน โดยมุ่งเน้นการใช้นวัตกรรมทางพลังงานในการขับเคลื่อนสาขาพลังงานในยุคเปลี่ยนผ่าน (Energy Transition) นอกจากนี้ที่ประชุมยังได้มีการอภิปรายถึงแนวโน้มและสถานการณ์พลังงานโลก ปัญหาที่เผชิญและแนวทางการฟื้นฟูทางด้านพลังงานภายหลังจากการแพร่ระบาดของโรคโควิด-19

DG Somboon Vachalachaisulapon also attended. The meeting set out implementation of APAEC Phase II for 2021-2025 for ASEAN and summarized the outcomes of APAEC Phase I implementation together with future projects under the plan, namely connection of the ASEAN Power Grid; connection of the Trans-ASEAN gas pipeline; coal and clean-coal technology; energy efficiency and conservation; renewable energy; regional energy policy and plans; and nuclear energy for the people. The focus is on applying energy innovations to mobilize energy transition. The meeting also discussed global trends and situations, problems faced, and ways to restoration in the energy realm in the wake of COVID-19.

THE MEETING WITH THE OIL AND GAS DIVISION, AGENCY FOR NATURAL RESOURCES AND ENERGY (ANRE), MINISTRY OF ECONOMY, TRADE, AND INDUSTRY (METI), JAPAN
การประชุมระหว่างกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกับ Oil and Gas Division, Agency for Natural Resources and Energy (ANRE), Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) ประเทศญี่ปุ่น

นายภูมิ ศรีสุวรรณ รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมผ่านระบบ Video Conference ร่วมกับ Mr. Soda Takeshi, Director, Oil and Gas Division, Agency for Natural Resources and Energy (ANRE), Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) ประเทศญี่ปุ่น เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2563 ณ ห้องประชุม 1 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยได้มีการหารือในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับกลไกของราคา LNG และการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ตลอดห่วงโซ่ของ LNG รวมถึงการประชุม LNG Producer – Consumer Conference 2020

On August 28, 2020, DMF Deputy DG Phumee Srisuwon attended a video conference meeting with Mr. Soda Takeshi, Director, Oil and Gas Division, Agency for Natural Resources and Energy (ANRE), Ministry of Economy, Trade and Industry (METI), Japan. The meeting took place at Conference Room 1, DMF, with consultation on LNG pricing mechanisms, the reduction of carbon dioxide emissions across the LNG value chain, and the LNG Producer-Consumer Conference 2020.



The 38th ASEAN Ministers of Energy Meeting and Associated Meetings การประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงานครั้งที่ 38 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง

ระหว่างวันที่ 17 - 20 พฤศจิกายน 2563 นายสุพัฒนพงษ์ พันธ์มีเชาว์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 38 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (38th ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings) ในรูปแบบของการประชุมผ่านระบบ Video Conference ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ โดยมีนายสรารุช แก้วตาทิพย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และนายสมบูรณ์ วัชรชัยสุรพล รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมเห็นชอบแผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงาน ระยะที่ 2 ปี 2564 - 2568 (APAEC Phase II) โดยมีแนวคิด “มุ่งเน้นการกระตุ้นการเปลี่ยนผ่านและเสริมสร้างความเข้มแข็งในด้านความยืดหยุ่นทางพลังงานเพื่อไปสู่นวัตกรรมที่ดีกว่า” ที่อยู่ภายใต้กรอบความร่วมมือใน 7 สาขา ได้แก่ 1) ด้านการเชื่อมโยงโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าอาเซียน 2) ด้านการเชื่อมโยงท่อส่งก๊าซธรรมชาติอาเซียน 3) ด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด 4) ด้านประสิทธิภาพและการอนุรักษ์พลังงาน 5) ด้านพลังงานหมุนเวียน 6) ด้านนโยบายและแผนพลังงานของภูมิภาค และ 7) ด้านพลังงานนิวเคลียร์เพื่อประชาชน นอกจากนี้ที่ประชุมยังได้รับทราบถึงความคืบหน้าของการดำเนินงานภายใต้ความร่วมมือกับองค์กรระหว่างประเทศ ได้แก่ ทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency (IEA)) และทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศ (International Renewable Energy Agency (IRENA)) รวมถึงการประชุมกับประเทศคู่เจรจา (Dialogue Partner)



From November 17 to 20, 2020, Mr. Supattanapong Punmeechaow, Minister of Energy, headed the Thai delegation to the 38th ASEAN Ministers of Energy Meeting and Associated Meetings in the video conference format at Conference Room 2, 15th floor, Ministry of Energy, Energy Complex. DMF was represented by DG Sarawut Kaewtathip and Deputy DG Somboon Vachalachaisulapon. The meeting endorsed APAEC Phase II for 2021-2025 under the concept of “focus on stimulating transition and enhancement of strength of energy resilience for better innovation” under a scope of cooperation in seven branches, namely connection of the ASEAN Power Grid; connection of the Trans-ASEAN gas pipeline; coal and clean-coal technology; energy efficiency and conservation; renewable energy; regional energy policy and plans; and nuclear energy for the people. The meeting also acknowledged updates of cooperation with the International Energy Agency (IEA) and the International Renewable Energy Agency (IRENA) in addition to meetings with dialogue partners.

The 1st United States - Thailand Energy Policy Dialogue การประชุมหารือเชิงนโยบายด้านพลังงานระหว่างสหรัฐอเมริกาและไทย ครั้งที่ 1



On October 27, 2020, Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent Secretary, Ministry of Energy, headed the Thai delegation to the 1st United States-Thailand Energy Policy Dialogue for bilateral energy cooperation in the video conference format held at Conference Room 2, 15th floor, Ministry of Energy, Energy Complex, with DMF Deputy DG Phume Srisuwon in attendance. The meeting's objective was to promote bilateral investment opportunities through consultation and exchange of policy views with the private sector playing a role. The meeting also promoted bilateral relations.

นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทยเข้าร่วมการประชุม The 1st United States - Thailand Energy Policy Dialogue สำหรับความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างไทยและสหรัฐอเมริกา ในรูปแบบของการประชุมผ่านระบบ Video Conference เมื่อวันที่ 27 ตุลาคม 2563 ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยีคอมเพล็กซ์ โดยมีนายภูมิ ศรีสุวรรณ รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยการประชุมมีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมโอกาสการลงทุนระหว่างสองประเทศ ผ่านการหารือและแลกเปลี่ยนเชิงนโยบาย โดยมีภาคเอกชนเข้ามาจับบทบาทด้วย และยังเสริมสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างไทยและสหรัฐอเมริกา







PART 7 PRODUCTION SHARING CONTRACT MANAGEMENT

การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต

7

PRODUCTION SHARING CONTRACT MANAGEMENT

การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต

ตามที่กระทรวงพลังงานได้ลงนามสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นครั้งแรกเมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 จำนวน 2 ฉบับสำหรับการให้สิทธิแก่บริษัทที่ได้รับการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีให้เป็นผู้ได้รับสิทธิเป็นผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ดังนี้

1. สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 1/2562/1 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ผู้รับสัญญาคือ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ร้อยละ 60 และเป็นผู้ดำเนินงาน) และบริษัท เอ็มพี จี 2 (ประเทศไทย) จำกัด (ร้อยละ 40)

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

กระทรวงพลังงานโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานของรัฐที่มีหน้าที่ติดตามและกำกับดูแลการดำเนินงานของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต เพื่อเป็นการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมที่จะสิ้นอายุลงในปี พ.ศ. 2565 (แหล่งเอราวัณและแหล่งบงกช) และเพื่อให้การเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินงานในพื้นที่ตามสัญญาจากสัมปทานปัจจุบันไปยังสัญญาแบ่งปันผลผลิต (แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 และ G2/61) ให้เป็นไปอย่างราบรื่นและต่อเนื่อง สร้างความมั่นคงในการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศ ทำให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตต้องเตรียมความพร้อมสำหรับการดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่าน (Transition Period)

ซึ่งกระทรวงพลังงานกำหนดให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจะต้องดำเนินการต่าง ๆ ในระหว่างช่วงเตรียมการ ระหว่างวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 ถึง 23 เมษายน 2565 ดังต่อไปนี้

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

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

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

2. PSC No. 2/2562/2 for the G2/61 exploration block in the Gulf to PTTEP Energy Development Co., Ltd.

The ministry, through DMF, is responsible for monitoring and supervising PSC operations in managing petroleum resources for concessions ending in 2022 (Erawan and Bongkot fields) and for a smooth transition for work in the contract areas as Erawan and Bongkot move from concession-governed to PSC-governed operations for national energy security. The contractors must therefore ensure preparedness for operation during the transition.

To this end, the ministry has required that the contractors prepare the following elements from February 25, 2019, to April 23, 2022:

1. Annual preparation work plan
2. Negotiation on entry into the areas
3. Assessment of existing equipment and infrastructure
4. Negotiation on commercial cooperation agreement
5. Use of production equipment whose ownership is transferred to the State with other operators
6. Negotiation on hiring of workers and work transfer
7. Preparation of gas sales agreements
8. Preparation of EIAs
9. Fabrication of production platforms
10. Production well drilling
11. Application for production areas

โดยในปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้พิจารณาแผนดำเนินการประจำปีช่วงเตรียมการ (Annual Preparation Work Plan) สำหรับปี 2562 และ ปี 2563 ที่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้เสนอ รวมทั้งการประสานความร่วมมือระหว่างผู้รับสัมปทานรายปัจจุบันกับผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในการเจรจาข้อตกลงต่าง ๆ เพื่อให้การส่งผ่าน การดำเนินงานเป็นไปอย่างราบรื่น และผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสามารถผลิตและขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณขั้นต่ำตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิต เพื่อประโยชน์สูงสุด ด้านความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ

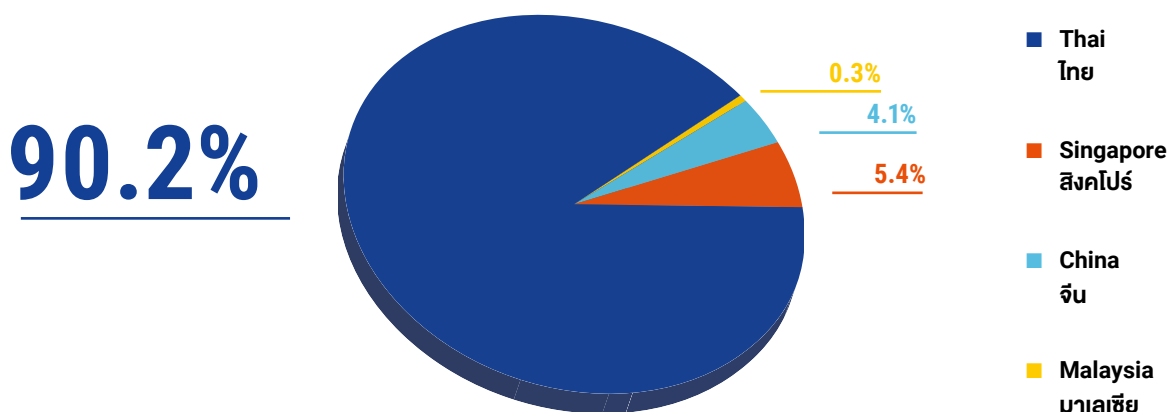
INVESTMENT UNDER PSCs การลงทุนภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

ในปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้พิจารณาและให้ความเห็นชอบแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการ (Annual Preparation Work Plan) ที่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตทั้งสองรายเสนอ แผนดังกล่าวจะทำให้เกิดการใช้จ่ายเงินโดยผู้รับสัญญาทั้งสองเป็นเงินกว่า 11,000 ล้านบาท ซึ่งกว่าร้อยละ 90.2 เป็นการลงทุนภายในประเทศ โดยได้มีการจัดหาสินค้าและบริการที่สำคัญเพื่อใช้ในกิจกรรมการสำรวจ พัฒนาแหล่งปิโตรเลียมรวมถึงการผลิตและขายปิโตรเลียม ได้แก่ จัดหาส่วนประกอบพื้นฐานสำหรับของเหลวที่ใช้ในการเจาะซีเมนต์ผสมและอุปกรณ์ต่าง ๆ ประกอบด้วย ท่อกรุ ท่อผลิต และข้อต่อระหว่างท่อ การจัดหาสัญญาเช่าบริการเฮลิคอปเตอร์ของแปลงสำรวจ G1/61 ร่วมกับแปลงสำรวจ G2/61 แหล่งบงกช และโครงการอาทิตย์ เพื่อโดยสารพนักงานและขนส่งสัมภาระที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและการบริการเฮลิคอปเตอร์ทางการแพทย์ รวมถึงการจัดหาบริการเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ณ ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม ปตท.สผ. จังหวัดสงขลา

This year DMF examined the contractors' annual preparation work plans for 2019 and 2020 and coordinated cooperation between the current concessionaires and the contractors in their negotiations so that the transition could proceed seamlessly and that the contractors could produce and sell natural gas at the minimum levels stated in the PSCs in the best interests of Thailand's energy security.

This year DMF endorsed both contractors' annual preparation work plans, which provided for their spending of over Baht 11 billion, some 90.2 % of which is to be domestic investment, including procurement of essential merchandise and services for the exploration and development of petroleum deposits and production and sale. These include basic components of drilling fluids, mixed cement, and equipment like casings, production tubings, and pipe flanges, and acquisition of helicopter service leases for both blocks for transport of personnel and E&P supplies along with medical helicopter services. Apart from these actions, the contractors secured E&P support services at PTTEP's Songkhla supply base.

PSC CONTRACTORS' INVESTMENT VALUE IN 2020
มูลค่าการลงทุนในปี 2563 ของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต



นอกจากการลงทุนต่างๆ ข้างต้น ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในแปลงสำรวจ G1/61 และ G2/61 ยังได้ดำเนินโครงการที่สำคัญเพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการประกอบกิจการปิโตรเลียมในปี 2565 คือ โครงการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตตามแผนการพัฒนาระยะที่ 1 ประกอบด้วย การก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตสำหรับแปลงสำรวจ G1/61 และแปลงสำรวจ G2/61 จำนวน 8 และ 4 แท่นตามลำดับ ซึ่งเริ่มดำเนินการก่อสร้างในไตรมาสที่ 2 ปี 2563 โดยโครงการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตดังกล่าว มีความคืบหน้าการดำเนินการสำหรับแปลงสำรวจ G1/61 ร้อยละ 42.66 และแปลงสำรวจ G2/61 ร้อยละ 40.89 ซึ่งยังคงเป็นไปตามแผนการดำเนินงานที่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตเสนอ

ทั้งนี้ ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต มีกำหนดการเริ่มนำแท่นหลุมผลิตที่ก่อสร้างเสร็จไปติดตั้งในทะเลได้ในช่วงไตรมาส 3 ของปี 2564 คาดว่าแท่นหลุมผลิตดังกล่าวจะทำให้เกิดการพัฒนาทรัพยากรก๊าซธรรมชาติในแปลงสำรวจ G1/61 และแปลงสำรวจ G2/61 กว่า 273 และ 185 พันล้านลูกบาศก์ฟุตตามลำดับ

ดังนั้น เมื่อเริ่มมีการผลิตปิโตรเลียมในปี 2565 เป็นต้นไปนั้น จะทำให้จัดเก็บรายได้เข้าสู่รัฐปีละประมาณ 35,000 ล้านบาท

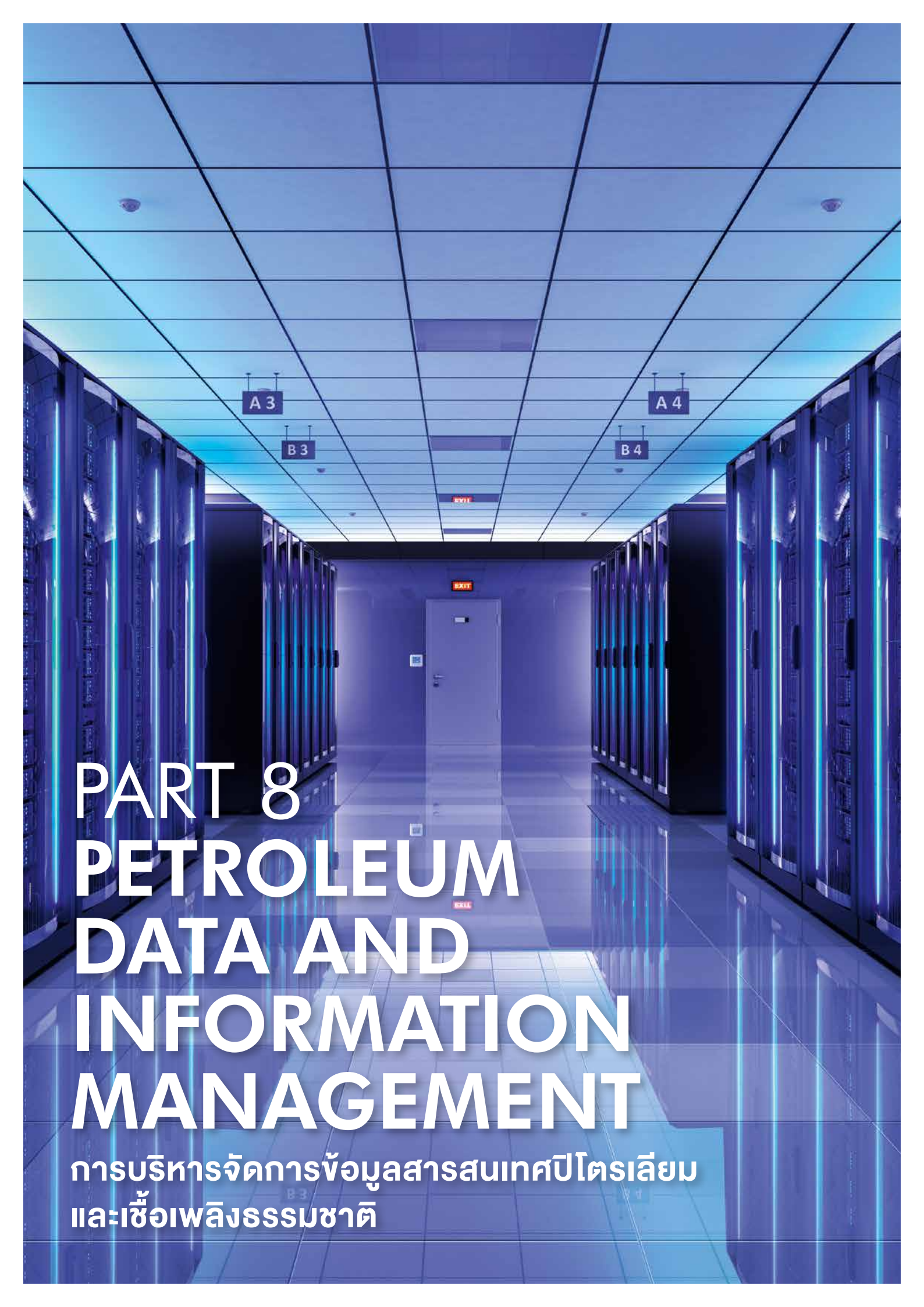
Besides these investment items, the contractors for both blocks executed a key project on preparedness for operation in 2032, namely a project to fabricate and install wellhead platforms under Phase 1 of their development plans, consisting of fabrication and installation of eight wellhead platforms for G1/61 and four platforms for G2/61. Fabrication began in the second quarter of 2020. The projects currently posted 42.66% progress for G1/61 and 40.89% for G2/61, in keeping with their proposed plans.

The contractors planned to install these platforms in the third quarter of 2021. It is expected that these platforms would enable gas production of some 273 Bcf in G1/61 and 185 Bcf in G2/61.

Finally, once production begins in 2022, the State would derive about Baht 35 billion a year in revenue stream.

FABRICATION OF WELLHEAD PLATFORMS UNDER PHASE 1 DEVELOPMENT PLAN การก่อสร้างแท่นหลุมผลิตตามแผนการพัฒนาระยะที่ 1





PART 8 PETROLEUM DATA AND INFORMATION MANAGEMENT

การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม
และเชื้อเพลิงธรรมชาติ

8

PETROLEUM DATA AND INFORMATION MANAGEMENT

การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ดำเนินการพัฒนาระบบข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม ระบบคอมพิวเตอร์และระบบเครือข่ายอย่างต่อเนื่อง ภายใต้การดำเนินงานของศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร ในฐานะหน่วยงานที่มีหน้าที่บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้มีประสิทธิภาพ และเพื่อยกระดับฐานข้อมูลปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้ก้าวไปสู่การเป็นศูนย์กลางองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทย สำหรับหน่วยงานของรัฐ สถาบันการศึกษา และผู้ที่สนใจในการศึกษาข้อมูลทางธรณีวิทยา ข้อมูลทรัพยากรปิโตรเลียม และทรัพยากรอื่น ๆ ที่ได้จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

Responsible for managing petroleum and other mineral fuel data to support operations of all units of the department and become a national petroleum E&P data center, DMF has constantly upgraded its information system and network through the Information and Communication Technology Center. The center provides data services to state authorities, academic institutions and interested parties on geology, petroleum resources, and other mineral fuels derived from E&P activities.

DATA MANAGEMENT

การบริหารจัดการข้อมูล

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

- การบริหารจัดการข้อมูลธรณีฟิสิกส์ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนงานของ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยทำการตรวจสอบและปรับปรุงฐานข้อมูลธรณีฟิสิกส์ ให้มีความถูกต้อง ครบถ้วน ใช้งานผ่านระบบฐานข้อมูลการสำรวจ วัตคลื่นไหวสะเทือน และระบบระเบียบแท็บข้อมูลธรณีฟิสิกส์ เพื่อรองรับการศึกษา และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในการเปิดสัมปทานในอนาคต และงานการให้บริการข้อมูลธรณีฟิสิกส์

- การบริหารจัดการข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม ที่บริษัทผู้รับสัมปทานนำส่ง จำนวน 365 หลุม ประกอบด้วย พื้นที่ยกเว้นจำนวน 146 หลุม และพื้นที่ในทะเลจำนวน 219 หลุม โดยมีโปรแกรมการแสดงผลข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะที่ใช้ในการตรวจสอบข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะที่ผู้รับสัมปทานนำส่งแก่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน ก่อนนำเข้าสู่ฐานข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม

- บริหารจัดการข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมผ่านชุดโปรแกรมบริหารจัดการข้อมูลการสำรวจและ

1. Monitoring and management of petroleum exploration information reported by concessionaires in compliance with Section 76 of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971), and the DMF Notification on Rules, Procedures and Periods for the Submission of Reports on Petroleum Operations B.E. 2561 (2018), which includes:

- Management of geophysical data by verifying and improving the geophysical database for accuracy and completeness to improve DMF's data management and service efficiency. This geophysical database includes exploration databases of seismic and other geophysical data in magnetic tapes mainly used for petroleum potential assessment and evaluation as well as for preparation of geophysical data packages for new licensing purposes.

- Management of well data reported by concessionaires. In 2020 the reports included 365 wells: 146 onshore and 219 offshore. The DMF well database system is fully equipped with highly efficient tools and software to display and verify wireline data delivered by concessionaires before uploading into the database.

ผลิตปิโตรเลียม โดยจัดเก็บข้อมูลผ่านอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบเครือข่าย (Network Attached Storage : NAS) และระบบสำรองข้อมูล (Disaster Recovery Site: DR Site) เพื่อรองรับเหตุการณ์ฉุกเฉิน รวมถึงการเพิ่มประสิทธิภาพของวงจรสื่อสาร (Multi-Protocol Label Switching: MPLS) ให้สามารถจัดเก็บและสำรองข้อมูลให้มีความปลอดภัยและมีเสถียรภาพมากยิ่งขึ้น

- บริหารจัดการอาคารคลังข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีการบำรุงรักษาเพื่อให้อาคารมีความมั่นคงปลอดภัย มีสภาพแวดล้อมที่ดีและเหมาะสม ในการเป็นศูนย์กลางการรวบรวม จัดเก็บ รวมไปถึงการใช้ประโยชน์จากข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการให้บริการข้อมูลดังกล่าวได้แก่ ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ ข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม โดยเฉพาะข้อมูลตัวอย่างหิน แก่ผู้รับสัมปทาน หน่วยงานของรัฐ สถาบันการศึกษา และผู้ที่สนใจศึกษาข้อมูล

2. การบริหารจัดการข้อมูลภูมิสารสนเทศและข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนข้อมูล

- บริหารจัดการข้อมูลเชิงพื้นที่ โดยตรวจสอบและปรับปรุงฐานข้อมูลให้เป็นปัจจุบัน เช่น พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม พื้นที่สงวน และพื้นที่คัดสรร เพื่อเตรียมการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ ผ่านระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนข้อมูลประกอบการตัดสินใจและการวางแผนงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

- บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม โดยติดตามข้อมูล ปรับปรุงและเผยแพร่บนเว็บไซต์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

- เชื่อมโยงฐานข้อมูลระหว่างหน่วยงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อลดขั้นตอนการทำงาน เพื่อให้เจ้าหน้าที่สามารถเข้าถึงข้อมูลและนำไปใช้ได้อย่างรวดเร็ว โดยข้อมูลมีความถูกต้องและเป็นปัจจุบัน

- จัดทำระบบแจ้งเรื่องร้องเรียนการทุจริตออนไลน์ เพื่อเพิ่มช่องทางอำนวยความสะดวกให้กับประชาชน

- ปรับปรุงและพัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อผู้บริหาร (Executive Information System) ในระบบอินทราเน็ตของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยปรับปรุงการเชื่อมโยงฐานข้อมูล และพัฒนาหน้าแสดงผลของโมดูลการซื้อขาย ค่าภาคหลวง การสำรวจและปริมาณสำรอง

3. การบริหารจัดการระบบคอมพิวเตอร์ระบบเครือข่าย อินเทอร์เน็ตและอินทราเน็ต ติดตั้ง/ซ่อมบำรุงคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ รวมถึงด้านความปลอดภัยของระบบคอมพิวเตอร์และระบบเครือข่ายเพื่อสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้ปฏิบัติงานที่ตามภารกิจที่ได้รับมอบหมายได้อย่างมีประสิทธิภาพ สะดวก รวดเร็ว

- Management of the E&P database through an application suite for managing E&P data. Data are stored via Network Attached Storage (NAS) equipment and the Disaster Recovery Site (DR Site) system in case of emergency. This also enhances the efficiency of Multi-Protocol Label Switching (MPLS), allowing the system to store and back up data with greater safety and reliability.

- Management of an E&P data warehouse, including building maintenance to ensure site stability and safety, thus providing a good and adequate environment to serve as the national center for E&P databases for data collection and storage, as well as data retrieval and services of geophysical and well data, including well cuttings and cores, for concessionaires, state authorities, academic institutions and interested parties.

2. Management of geospatial and petroleum information to improve efficiency of data servicing:

- Management of spatial data by verifying and updating databases including petroleum production areas, reserved areas, and selection of areas for future licensing rounds through the geographic information system (GIS) to improve the efficiency of data services for DMF's internal decision-making and planning.

- Management of petroleum information including data monitoring and collection, enhancement, publication, and posting on the DMF website.

- Database network within DMF to optimize work processes, thus assisting its officers with ready access to accurate and the most current data.

- Establishment of an online whistleblowing system for the public to conveniently report malpractices.

- Development and improvement of an Executive Information System within the DMF intranet system by improving the database network and development of an executive dashboard including sales of petroleum, royalty, exploration and petroleum reserve data.

3. Management of computer systems, internet and intranet networks, hardware installation/maintenance, and security system for computers and networks to improve convenience, efficiency and speed for DMF officers in their respective operations.

- มีระบบ VPN สนับสนุนการทำงานสำหรับกรณี Work from Home

- มีระบบ DNS และระบบ email สำรองผ่านคลาวด์กลางภาครัฐ (GDCC) กรณีระบบ DNS ไม่สามารถใช้งานได้

- ประสานงานและร่วมมือกับกรมพัฒนาธุรกิจการค้า ในการเชื่อมโยงข้อมูลนิติบุคคลผ่านระบบศูนย์กลางแลกเปลี่ยนข้อมูลภาครัฐ (Government Data Exchange Center, GDGX)

- จัดทำข้อควรปฏิบัติในการใช้งานระบบสารสนเทศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ให้กับเจ้าหน้าที่ เพื่อเป็นแนวทางในการใช้งานระบบสารสนเทศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ให้มีความปลอดภัย

- จัดทำแผนรับสถานการณ์ฉุกเฉินจากภัยพิบัติระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Contingency Plan) เพื่อให้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศสามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ และเป็นแนวทางในการดูแลรักษาความมั่นคงปลอดภัยของฐานข้อมูล และระบบสารสนเทศ ให้มีเสถียรภาพพร้อมสำหรับการใช้งาน

- จัดหาและทดแทนอุปกรณ์คอมพิวเตอร์สำหรับใช้งานภายในองค์กร เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานให้กับเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

- จัดหาอุปกรณ์การประชุมผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์เพื่อให้เพียงพอต่อการจัดประชุมคณะกรรมการ คณะอนุกรรมการ หรือคณะทำงานต่าง ๆ ภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รวมทั้งการปรึกษาหารือผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

- จัดทำระบบการรับแจ้งปัญหาและให้บริการด้านคอมพิวเตอร์และเครือข่ายผ่าน Web Application เพื่ออำนวยความสะดวกให้กับเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในการแจ้งปัญหาหรือขอรับบริการด้านคอมพิวเตอร์และเครือข่าย

- จัดทำระบบทะเบียนครุภัณฑ์เพื่อบริหารจัดการครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

- Providing a virtual private network (VPN) to ease uninterrupted operations for working from home.

- Providing a domain name (DNS) and email system backups via the Government Data Center and Cloud Service (GDCC) in case of DNS unavailability.

- Coordination and collaboration with the Department of Business Development in linking corporate data via Government Data Exchange Center (GDGX).

- Development of a DMF IT system handbook for officers as a guideline for secured use of the DMF IT system.

- Development of an IT Contingency Plan for disaster emergency to ensure uninterrupted and efficient IT operations, serving as a security guideline for database and IT maintenance to ensure system availability.

- Providing computer hardware and computer replacement for official internal use to enhance DMF's efficiency.

- Providing computer and telecommunication equipment adequately for efficient offline and online meetings of the Petroleum Committee, petroleum subcommittees and other internal committees.

- Development of the computer and network call center and support system through web application for DMF officers in reporting and requesting support on computer and network issues.

- Development of a hardware registry to improve the efficiency of computer hardware management.



DATA SERVICES

การให้บริการข้อมูล

1. ข้อมูลธรณีฟิสิกส์และข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมสำหรับการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อรองรับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
2. ข้อมูลธรณีฟิสิกส์และข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมสำหรับเจ้าหน้าที่กรมทรัพยากรน้ำบาดาลในโครงการ การศึกษาเพื่อการพัฒนาแหล่งน้ำบาดาลระดับลึกพื้นที่ภาคกลาง และพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
3. ให้บริการตรวจสอบและจัดทำแผนที่ เพื่อสนับสนุนงานเกี่ยวกับการพิจารณาอนุมัติพื้นที่ต่าง ๆ ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จำนวน 231 ฉบับ
4. ให้บริการตรวจสอบพื้นที่ ตรวจสอบค่า พิกัดขอบเขตพื้นที่ที่จะวางและจัดทำผังเมืองรวมชุมชนรวม 32 ชุมชน
5. ให้บริการข้อมูลเชิงพื้นที่ที่สิ่งติดตั้งในทะเลในรูปแบบดิจิทัล (Shape file) แก่กรมอุทกศาสตร์
6. ให้บริการเชื่อมโยงข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมในรูปแบบ Web Service แก่กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และสำนักงานปลัดกระทรวงมหาดไทย
7. ให้บริการข้อมูลสารสนเทศเชื้อเพลิงธรรมชาติผ่าน Internet Website ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยมีผู้เข้าชมประจำปี 2563 จำนวน 484,896 ครั้ง

1. Geophysical and well data for internal petroleum potential assessment studies in preparation for future E&P licensing.
2. Geophysical and well data for officers of the Department of Groundwater Resources to investigate deep groundwater development in the Central and Northeastern regions.
3. Map verification and mapping services for DMF's approval on a variety of licenses, totaling 231 maps in 2020.
4. Land plot verification and coordination of verification services for 32 urban development and planning in 2020.
5. Spatial data services in digital shape-file format for marine installations for the Hydrographic Department.
6. Providing petroleum information network services via web service for the Department of Alternative Energy Development and Efficiency and the Office of the Permanent Secretary, Ministry of Interior.
7. Providing mineral fuel information via the DMF internet website, with 484,896 visits in 2020.

PREPARATION AND EXECUTION FOR FUTURE WORK PLANS

การเตรียมความพร้อมและการดำเนินงานเพื่อรองรับแผนงานในอนาคต

1. ดำเนินการการออกแบบและยกระดับฐานข้อมูลการสำรวจปิโตรเลียมระดับกายภาพ เพื่อให้สามารถจัดเก็บเข้าถึง และเรียกใช้งานข้อมูลได้สะดวก รวดเร็ว และรองรับการทำงานในยุคดิจิทัลผ่านโปรแกรมบริหารจัดการข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
2. จัดเตรียมข้อมูลการสำรวจปิโตรเลียมเพื่อรองรับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในรอบถัดไป
3. จัดทำเว็บไซต์สำหรับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในรอบถัดไป
4. เตรียมความพร้อมในการเชื่อมฐานข้อมูลกับศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ ตามแผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ด้านการบริหารจัดการพลังงานของประเทศ ประเด็นปฏิรูปที่ 2 การพัฒนาศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ
5. จัดทำแผนการจัดหาครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ทั้งฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ เพื่อทดแทนของเดิมที่เสื่อมสภาพและจัดหาเพิ่มเติมให้สามารถรองรับการทำงานปัจจุบันของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1. Design and upgrade of the physical database of exploration data for rapid and easy use in data storage, access, and retrieval with E&P data management software to accommodate operations in the digital era.
2. Preparation of exploration data to cater for future rounds of E&P licensing.
3. Development of a specific website for the new round of E&P licensing.
4. Preparation for a database network with the National Energy Information Center under the national energy reform plan (national energy management), issue # 2 - Development of the National Energy Information Center.
5. Development of computer hardware and software sourcing plans to replace outdated units and provide additional ones for current DMF operations.

6. จัดทำโครงการปรับปรุงระบบควบคุมและบริหารจัดการเครือข่ายไร้สาย ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อรองรับการทำงานของผู้ใช้เครือข่ายไร้สายในการทำงานเพิ่มมากขึ้น

6. Execution of a DMF control system and wireless network management project to meet the fast-increasing wireless operations workload.

DATA GOVERNANCE

การดำเนินงานภายใต้ธรรมาภิบาลข้อมูล

ตามที่รัฐบาลมีนโยบายและแผนระดับชาติว่าด้วยการพัฒนาดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม และได้มีการบังคับใช้พระราชบัญญัติการบริหารงานและการให้บริการภาครัฐผ่านระบบดิจิทัล พ.ศ. 2562 ซึ่งส่งเสริมและสนับสนุนให้หน่วยงานรัฐมีการนำเทคโนโลยีที่เหมาะสมมาประยุกต์ใช้ในการบริหารราชการแผ่นดิน เพื่ออำนวยความสะดวกแก่ประชาชนในการรับบริการ ติดตามการดำเนินการของรัฐ และสามารถนำข้อมูลเปิดของหน่วยงานรัฐไปสร้างประโยชน์ต่อเศรษฐกิจและสังคม โดยในพระราชบัญญัติมีกรอบสำคัญให้หน่วยงานรัฐดำเนินการ ดังนี้

- ให้มีธรรมาภิบาลข้อมูล (Data Governance)
- ให้จัดทำข้อมูลและบริการในรูปแบบดิจิทัล (Digitization)
- ให้เปิดเผยข้อมูลเปิดภาครัฐในรูปแบบดิจิทัล (Open Government Data)

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดตั้งคณะทำงานธรรมาภิบาลข้อมูลพลังงานและคณะทำงานย่อย เพื่อดำเนินการจัดทำธรรมาภิบาลข้อมูลพลังงาน สำหรับเป็นมาตรการและแนวปฏิบัติในการบริหารจัดการข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และเพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมสำหรับการดำเนินงานในส่วนอื่นๆ ภายใต้พระราชบัญญัติดังกล่าวต่อไป

The national policy and national strategic plan on digitalization for economic and social development and the promulgation of the Digital Government Administration and Services Act, B.E. 2562 (2019), enforce and enhance state authorities' roles in adopting and applying appropriate technologies to their data management to facilitate the public in government services, government performance monitoring, and economic as well as social value creation with open government data. The key scopes outlined in this act for departmental cascade are:

- Develop data governance
- Digitize data and services
- Provide open government data in digital format.

DMF has established a taskforce for data governance and sub-taskforce to develop energy data governance as a policy and practice for its data management and provide readiness for other executions stipulated under the act.



PART 9

SOCIAL ACTIVITIES AND NETWORKING

กิจกรรมเพื่อสังคม
และการสร้างเครือข่าย



9

SOCIAL ACTIVITIES AND NETWORKING กิจกรรมเพื่อสังคมและการสร้างเครือข่าย

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนในพื้นที่ต่างๆ เพื่อให้เกิดการสนับสนุนร่วมมือในการดำเนินงานตามภารกิจของกรมให้เป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้ จึงได้จัดทำโครงการเกี่ยวกับการสร้างและรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมประกอบด้วยประชาชนในพื้นที่ ครู เยาวชน เป็นต้น เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องเกี่ยวกับการดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้เครือข่ายดังกล่าวสามารถนำข้อมูล ความรู้ที่ถูกต้องไปเผยแพร่แก่บุคคลอื่นได้ต่อไป โดยในปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินโครงการเพื่อสร้างและรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียม ประกอบด้วย

As the core agency in charge of domestic E&P under the Petroleum Act B.E. 2514 (1971), DMF values engagement with the people sector of various areas to develop support and cooperation with its mission. It therefore launched projects for the formation and upkeep of petroleum networks of locals, teachers, youths, etc., to forge mastery and proper understanding of the E&P business to in turn spread proper data and understanding to others. In 2020 DMF conducted the following projects to develop and maintain petroleum networks.



9.1

PROJECT TO BOLSTER CONFIDENCE, TRUST, AND GREATER ENGAGEMENT OF THE PEOPLE TO ACCOMMODATE E&P PROJECT DEVELOPMENT

โครงการการสร้างเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

A TRIPARTITE TASKFORCE ON NETWORK UPKEEPING กิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีนโยบายเสริมสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนในการทำงานร่วมกับทางราชการและผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม โดยจัดตั้งตั้งคณะทำงานในรูปแบบไตรภาคี ซึ่งประกอบไปด้วย ผู้แทนกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม และตัวแทนภาคประชาชน ในพื้นที่จังหวัดเป้าหมาย เพื่อเพิ่มช่องทางการรับฟังความคิดเห็น และสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนและผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง นำไปสู่การสร้างความเข้าใจอันดีและหาแนวทางลดผลกระทบที่อาจเกิดจากการดำเนินกิจกรรมด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยที่ผ่านมาได้ดำเนินการในพื้นที่ 4 จังหวัด คือ สุราษฎร์ธานี (เกาะสมุย เกาะพะงัน และเกาะเต่า) ชุมพร สงขลา และบุรีรัมย์ สำหรับจังหวัดขอนแก่น (นามูล และดอนсад) อยู่ระหว่างการจัดตั้งคณะทำงานไตรภาคี ซึ่งทุกพื้นที่ที่ได้ดำเนินโครงการได้มีส่วนส่งเสริมและสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกับกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในพื้นที่ได้เป็นอย่างดี

โดยในปี 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดโครงการดังกล่าว ประกอบด้วย 2 กิจกรรม ดังนี้

1. กิจกรรมการจัดทำรายงานวิเคราะห์เชิงพื้นที่ ในพื้นที่การดำเนินงานของคณะทำงานไตรภาคี 4 จังหวัด คือ ชุมพร สงขลา บุรีรัมย์ และขอนแก่น (นามูล และดอนсад) โดยเป็นการดำเนินการลงพื้นที่พูดคุยเก็บข้อมูลจากแบบสอบถามและการสัมภาษณ์เชิงลึกกับคณะทำงานไตรภาคี และประชาชนในพื้นที่จังหวัดที่ดำเนินงานไตรภาคี เพื่อนำมาวิเคราะห์ วิจัยเกี่ยวกับประเด็นต่าง ๆ ของพื้นที่ เช่น ประเด็นสำคัญในพื้นที่เกี่ยวกับการดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่กำลังดำเนินการอยู่ หรือที่อาจจะกำลังดำเนินการในอนาคต ทั้งด้านสิ่งแวดล้อม การประกอบอาชีพ การดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมเพื่อพัฒนาชุมชน รวมทั้งข้อมูลเกี่ยวกับการดำเนินงานและบทบาทของคณะทำงานไตรภาคีปัญหาอุปสรรคในการดำเนินงานของคณะทำงานไตรภาคี ในพื้นที่ที่ผ่านมา และแนวทางที่ต้องการแก้ไข ปรับปรุง เป็นต้น เพื่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะสามารถใช้ประโยชน์สำหรับการวางแผนการดำเนินงานเชิงพื้นที่ของจังหวัดเป้าหมาย และวางแผนการดำเนินงานในภาพรวมเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้สามารถเป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้

DMF's policy is to advocate the people sector's engagement with the public sector and petroleum operators by forming a tripartite taskforce of DMF delegates, petroleum business operators, and delegates of the people sector in target provinces for enhanced public-hearing channels and establishment of people engagement as well as that by relevant parties to lead to better understanding and mitigation approaches for potential E&P impacts. To date, four provinces have been covered: Surat Thani (Ko Samui, Ko Phangan, and Ko Tao), Chumphon, Songkhla, and Buri Ram. Khon Kaen (Na Mun and Dun Sat) is another target province for a tripartite taskforce. All areas under this project have seen healthy promotion of cordial relations among DMF and local stakeholders.

In 2020 DMF staged this project by way of two activities:

1. Areal analytical reports: In four target provinces, Chumphon, Songkhla, Buri Ram, and Khon Khen, officers worked on site and collected data for questionnaires and in-depth interviews with the taskforce and people for analysis and research on each area's issues, including key issues about ongoing or potential E&P work and the environment, livelihoods, social activities for community development, together with information about the taskforce's work and roles, its past obstacles in each area, and approaches needing improvement. DMF leverages these data for planning work in each target province along with actions concerning E&P to achieve goals.

2. กิจกรรมเพื่อสังคม เพื่อบรรเทาผลกระทบและความเดือดร้อนของประชาชนจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) โดยมอบถุงยังชีพและมอบหน้ากากอนามัยผ้าฝ้ายในพื้นที่จังหวัดชุมพร สงขลา บุรีรัมย์ และขอนแก่น (นามูล และดุนสาด)

2. Social activities: To ease the impacts and hardship of people amid the COVID-19 pandemic, DMF handed out survival kits and cotton hygienic masks in Chumphon, Songkhla, Buri Ram, and Khon Kaen (Na Mun and Dun Sat).

COORDINATED COLLABORATION AND MULTIPLICATION OF PETROLEUM NETWORK OUTCOMES

กิจกรรมประสานความร่วมมือและขยายผลการดำเนินงานของเครือข่ายด้านปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้สร้างเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เป้าหมาย ผ่านการจัดกิจกรรมถ่ายทอดองค์ความรู้ด้านปิโตรเลียมให้แก่แกนนำเครือข่าย เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจในกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงบุคลากรในสำนักงานพลังงานจังหวัด ในพื้นที่ 7 จังหวัดของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ประกอบด้วย อุตรธานี สกลนคร กาฬสินธุ์ ร้อยเอ็ด มหาสารคาม อุบลราชธานี และยโสธร ซึ่งนับเป็นแกนนำหลักในการขับเคลื่อนกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในการสนับสนุนการส่งต่อความรู้ ความเข้าใจ ข่าวสาร และข้อเท็จจริงด้านปิโตรเลียมให้กับชุมชน ส่งผลให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีข้อมูลเชิงพื้นที่สำหรับการปฏิบัติงานในภารกิจหลักในพื้นที่ได้อย่างเหมาะสม ทำให้เกิดความร่วมมือ ความเชื่อมั่น และการยอมรับจากเครือข่ายปิโตรเลียมในระยะยาว พร้อมทั้งมีการติดตามประเมินผลการรับรู้อย่างต่อเนื่อง โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เล็งเห็นความสำคัญของเครือข่ายด้านปิโตรเลียมดังกล่าว ในปี 2563 จึงได้จัดกิจกรรมประสานความร่วมมือและขยายผลการดำเนินงานของเครือข่ายด้านปิโตรเลียม ประกอบด้วย

1. การจัดทำเกมเกี่ยวกับความรู้เรื่องปิโตรเลียมด้านต่าง ๆ สำหรับการจัดกิจกรรมสันทนาการด้านปิโตรเลียม เพื่อใช้ประกอบการเรียนการสอนให้กับเยาวชนในโรงเรียนต่าง ๆ และใช้ในกิจกรรมอื่น ๆ เช่น ออกบูธงานต่าง ๆ ของจังหวัด โดยมอบให้แก่สำนักงานพลังงานจังหวัด 7 จังหวัด (ยโสธร สกลนคร ร้อยเอ็ด อุบลราชธานี มหาสารคาม กาฬสินธุ์ และอุตรธานี) และโรงเรียนในพื้นที่ 4 จังหวัด (ยโสธร สกลนคร ร้อยเอ็ด และอุบลราชธานี)

2. การจัดทำบอร์ดโรลอัพ (Roll Up) เพื่อใช้ประกอบการเรียนการสอนการบรรยายในสถาบันการศึกษาหรือออกบูธงานต่าง ๆ แก่สำนักงานพลังงานจังหวัด 7 จังหวัด (ยโสธร สกลนคร ร้อยเอ็ด อุบลราชธานี มหาสารคาม กาฬสินธุ์ และอุตรธานี) และโรงเรียนในพื้นที่ 7 จังหวัด (ยโสธร สกลนคร อุบลราชธานี ร้อยเอ็ด อุตรธานี กาฬสินธุ์ และมหาสารคาม)

3. เอกสารเผยแพร่ เพื่อใช้ประชาสัมพันธ์ และเผยแพร่ความรู้เรื่องปิโตรเลียมแก่จังหวัดต่าง ๆ ที่เป็นเครือข่ายด้านปิโตรเลียม เพื่อเป็นช่องทางในการประชาสัมพันธ์ข้อมูลที่ถูกต้องให้กับประชาชนในพื้นที่ ตลอดจนประชาชนทั่วไปที่มาติดต่อกับหน่วยงานในพื้นที่ได้อีกทางหนึ่งด้วย

DMF has formed networks in target areas by staging educational activities for network leaders to establish understanding of E&P activities as well as for personnel of provincial energy offices in seven Northeastern provinces (Udon Thani, Sakon Nakhon, Kalasin, Roi Et, Maha Sarakham, Ubon Ratchathani, and Yasothon). These form the main core for driving DMF activities concerning promotion of petroleum understanding, news, and facts for communities. As a result, DMF commands local data for executing its main mission, which results in cooperation, confidence, and long-term acceptance by petroleum networks. These efforts accompany ongoing monitoring and assessment of people's awareness. Valuing such petroleum networks, DMF therefore staged the following activities designed to coordinate and extend the outcomes of these networks:

1. Petroleum knowledge games: Meant for petroleum recreational activities complementing classroom study for youths in schools and other activities, including those at booths at events in each province, these games were given to seven energy provincial offices (Yasothon, Sakon Nakhon, Roi Et, Ubon Ratchathani, Maha Sarakham, Kalasin, and Udon Thani) and schools in Yasothon, Sakon Nakhon, Roi Et, and Ubon Ratchathani.

2. Roll-up boards: Complementing formal lessons and lectures in academies or finding application at various events, these boards were given to seven energy provincial offices and schools in Yasothon, Sakon Nakhon, Roi Et, Ubon Ratchathani, Maha Sarakham, Kalasin, and Udon Thani.

3. Publicity documents: These documents spread petroleum knowledge to various provinces under petroleum networks as channels for accurate information for the public together with people who contact local agencies.

9.2

FLAGSHIP PROJECT

โครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย ปีงบประมาณ 2563

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้ความสำคัญกับการสร้างและพัฒนาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจ พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม และพื้นที่ที่คาดว่าจะมีกิจกรรมด้านปิโตรเลียม โดยมุ่งเน้นการทำงานเชิงรุก แก้ไขปัญหา และตอบสนองความต้องการของประชาชน ด้วยการลงพื้นที่จัดกิจกรรมอบรม สร้างความรู้และความเข้าใจที่ถูกต้องเกี่ยวกับสถานการณ์ด้านพลังงานของประเทศ ความจำเป็นด้านการจัดหาพลังงาน และการดำเนินกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ให้กับกลุ่มเป้าหมายซึ่งได้แก่ บุคลากรสำนักงานพลังงานจังหวัด ผู้นำชุมชน ตัวแทนชุมชน และประชาชนในพื้นที่เป้าหมาย เพื่อร่วมแบ่งปันและแลกเปลี่ยนข้อมูลความรู้ร่วมกัน ตลอดจนเปิดกว้างให้ภาคส่วนอื่น ๆ เช่น ภาคเอกชน ภาคประชาสังคม ได้เข้ามามีส่วนร่วมในกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ในปี พ.ศ. 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินโครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อสร้าง พัฒนา และรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เป้าหมาย ด้วยการสื่อสารถ่ายทอดองค์ความรู้ด้านปิโตรเลียมให้กับแกนนำชุมชน พร้อมทั้งพัฒนาต่อยอดแกนนำด้านเครือข่ายปิโตรเลียมสู่การเป็นวิทยากรในระดับชุมชน ครอบคลุมพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัด ประกอบด้วย ขอนแก่น ชัยภูมิ มุกดาหาร และนครพนม ซึ่งผลการดำเนินงานในโครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับความร่วมมืออย่างดียิ่งจากเครือข่ายแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียม รวมถึงกลุ่มผู้นำกลุ่มและตัวแทนชุมชน ซึ่งผลการดำเนินงานสรุปได้ ดังนี้

1. จัดกิจกรรมอบรมวิทยากรพื้นที่ด้านปิโตรเลียมให้กับพลังงานจังหวัดและเจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัด โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อทบทวนและพัฒนาองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้เจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัดในพื้นที่เป้าหมาย 11 จังหวัด คือ อุบลราชธานี อุดรธานี กาฬสินธุ์ ร้อยเอ็ด ยโสธร มหาสารคาม สกลนคร ขอนแก่น ชัยภูมิ มุกดาหาร และนครพนม ให้สามารถทำหน้าที่เป็นวิทยากรตัวคูณในพื้นที่ส่งต่อองค์ความรู้ด้านปิโตรเลียมให้ครอบคลุมพื้นที่เป้าหมายต่อไป มีผู้เข้าร่วมประชุม จำนวน 31 คน

2. จัดกิจกรรมถ่ายทอดความรู้ด้านปิโตรเลียมสู่ชุมชนในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัด ได้แก่ ขอนแก่น ชัยภูมิ มุกดาหาร และนครพนม โดยบูรณาการการทำงานร่วมกับสำนักงาน

Taking seriously the forging of petroleum networks in exploration and production areas as well as areas where petroleum activities are anticipated, DMF focuses on proactive engagement with the public in resolving problems and addressing people's needs. Activities consist of site work on staging public educational activities concerning the national energy situation, the need for petroleum supply procurement, and E&P activities, notably for target groups (personnel of provincial energy offices, community leaders and representatives, and people of target areas). The objectives are to share and impart knowledge and data and engage other sectors (including the private sector and the civic society) in E&P activities.

This year the department proceeded with the Flagship Project to forge petroleum networks in target areas by conveying petroleum knowledge to community leaders and grooming petroleum network leaders to become community instructors for the four target provinces, namely Khon Kaen, Chaiyaphum, Mukdahan, and Nakhon Phanom. DMF garnered excellent cooperation from these networks, network leaders, group leaders, and community representatives, as highlighted below.

1. Training for local petroleum instructors for the heads and personnel of provincial energy offices to review and develop E&P knowledge for those in 11 target provinces: Ubon Ratchathani, Udon Thani, Kalasin, Roi Et, Yasothon, Maha Sarakham, Sakhon Nakhon, Khon Kaen, Chaiyaphum, Mukdahan, and Nakhon Phanom. These 31 trainees would then serve as multiplier instructors in respective areas, cascading such knowledge to target areas.

2. Petroleum education activities for communities of four target provinces, namely Khon Kaen, Chaiyaphum, Mukdahan, and Nakhon Phanom, in collaboration with provincial energy offices in staging activities, area selection, and target group selection for petroleum

พลังงานจังหวัดในการจัดกิจกรรม คัดเลือกพื้นที่ และคัดเลือกกลุ่มเป้าหมายที่เข้าร่วมเป็นเครือข่ายด้านปิโตรเลียมจัดกิจกรรมรวม 8 ครั้ง ให้กับผู้นำชุมชน ผู้นำท้องถิ่น และประชาชน มีผู้เข้าร่วมอบรม จำนวน 339 คน โดยความรู้ที่ถ่ายทอดให้กลุ่มเป้าหมาย คือ ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับปิโตรเลียม สถานการณ์พลังงานในปัจจุบัน ความจำเป็นในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย การกำกับดูแลและการจัดการสิ่งแวดล้อม และประโยชน์ที่ได้รับจากกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

3. จัดกิจกรรมสร้างแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัด ได้แก่ ขอนแก่น ชัยภูมิ มุกดาหาร และนครพนม เพื่อตีความความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้แกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียม ให้สามารถนำความรู้ที่ได้รับจากการอบรมไปถ่ายทอด พูดคุย ส่งต่อให้กับครอบครัวและคนในชุมชน การจัดกิจกรรมรวม 4 ครั้ง มีผู้เข้าร่วมเป็นแกนนำเครือข่าย จำนวน 99 คน

4. จัดกิจกรรมติดตามประเมินผลการรับรู้ข้อมูลด้านปิโตรเลียมสู่ชุมชนในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัด ได้แก่ ขอนแก่น ชัยภูมิ มุกดาหาร และนครพนม มีการจัดกิจกรรมจังหวัดละ 1 ครั้ง รวม 4 ครั้ง โดยมีการอบรมมีผู้เข้าร่วมเป็นแกนนำเครือข่ายการอบรม จำนวน 216 คน

ผลลัพธ์ที่ได้จากการจัดทำโครงการคือการสร้างคุณค่าให้กับบุคลากรกลุ่มเป้าหมายด้วยการพัฒนาให้เป็นแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียม มีสำนักงานพลังงานจังหวัดเป็นเจ้าภาพหลักในพื้นที่ที่การทำงานร่วมกันแบบบูรณาการในเชิงยุทธศาสตร์ ตั้งแต่ระดับการวางนโยบาย ไปจนถึงการนำไปปฏิบัติ เพื่อให้เกิดการมีส่วนร่วมในการขับเคลื่อนการทำงานเชิงพื้นที่แบบบูรณาการในการสร้าง พัฒนา และรักษาเครือข่ายอย่างยั่งยืน สามารถส่งต่อองค์ความรู้ด้านปิโตรเลียมสู่ชุมชน และพร้อมให้ความร่วมมือสนับสนุนภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รองรับการทำงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่จะเกิดขึ้นในพื้นที่ต่อไป

network association. Eight activities were staged for 339 community leaders, local leaders, and the public. The knowledge imparted to these target groups was primary knowledge of petroleum, current energy situation, Thailand's need for E&P, environmental oversight and management, and benefit of E&P activities.

3. Petroleum network leader building in four target provinces, namely Khon Kaen, Chaiyaphum, Mukdahan, and Nakhon Phanom, to provide intense E&P training for such network leaders to apply in conveying and discussing with their families and community members. Four such activities attracted 99 trainees from the ranks of network leaders.

4. Monitoring and assessment of petroleum knowledge awareness among communities of four target provinces, namely Khon Kaen, Chaiyaphum, Mukdahan, and Nakhon Phanom. One activity was organized in each of these four provinces, with a total of 216 network leaders in attendance.

The outcome of this project was value enhancement for target group personnel through their development into petroleum network leaders. Provincial energy offices served as the main hosts of these areas of strategic integration with DMF, ranging from policy formulation to implementation so as to engage people in mobilizing integrated areal work in sustainably forging and maintaining networks, conveying petroleum knowledge to communities, and standing ready to support DMF's mission supporting future E&P activities in respective areas.



PART 10 FINANCIAL STATEMENT / PERFORMANCE OUTCOME

ผลการดำเนินงาน / งบการเงิน



10.1

STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

งบแสดงฐานะทางการเงิน

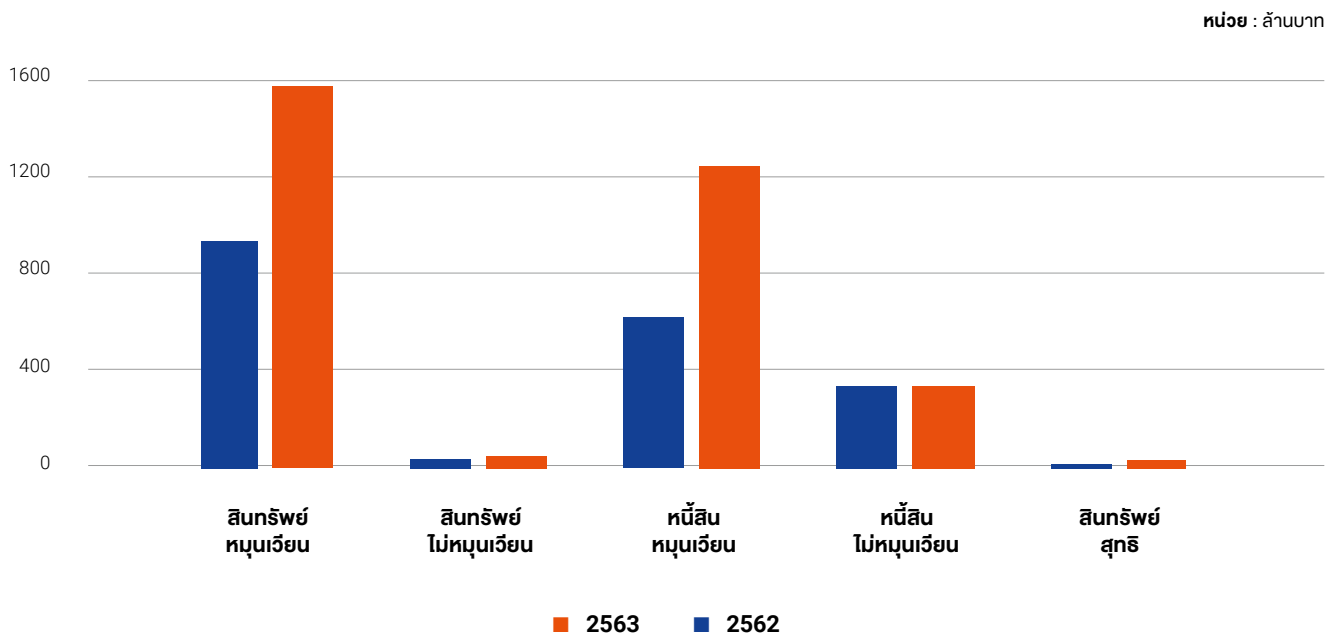
หน่วย : บาท

งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2563	หมายเหตุ	2563	2562
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	5	945,144,296.08	1,595,448,739.17
ลูกหนี้อื่นระยะสั้น	6	6,318,851.50	796,615.24
วัสดุคงเหลือ		987,051.74	735,348.41
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		952,450,199.32	1,596,980,702.82
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
ลูกหนี้ระยะยาว	7	5,024,128.83	5,024,128.83
ที่ดินอาคารและอุปกรณ์	8	28,408,653.58	37,595,146.02
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	9	7,308,413.82	12,590,943.71
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		40,741,196.23	55,210,218.56
รวมสินทรัพย์		993,191,395.55	1,652,190,921.38
หนี้สิน			
หนี้สินหมุนเวียน			
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	10	138,771,547.84	288,740,715.01
เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	11	21,145,816.75	11,383,057.79
เงินรับฝากระยะสั้น	12	469,231,171.56	967,023,565.24
รวมหนี้สินหมุนเวียน		629,148,536.15	1,267,147,338.04
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
หนี้สินระยะยาว	13	5,024,128.83	5,024,128.83
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว	14	338,274,806.17	341,060,838.02
เงินอุดหนุนราชการรับจากคลังระยะยาว		1,000,000.00	1,000,000.00
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		344,298,935.00	347,084,966.85
รวมหนี้สิน		973,447,471.15	1,614,232,304.89

งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2563	หมายเหตุ	2563	2562
สินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน			
ทุน		21,361,504.14	21,361,504.14
รายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	15	(1,617,579.74)	16,597,112.35
รวมสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน		19,743,924.40	37,958,616.49

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการการเงินนี้

กราฟแสดงฐานะการเงิน



10.2

FINANCIAL PERFORMANCE STATEMENT

งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน

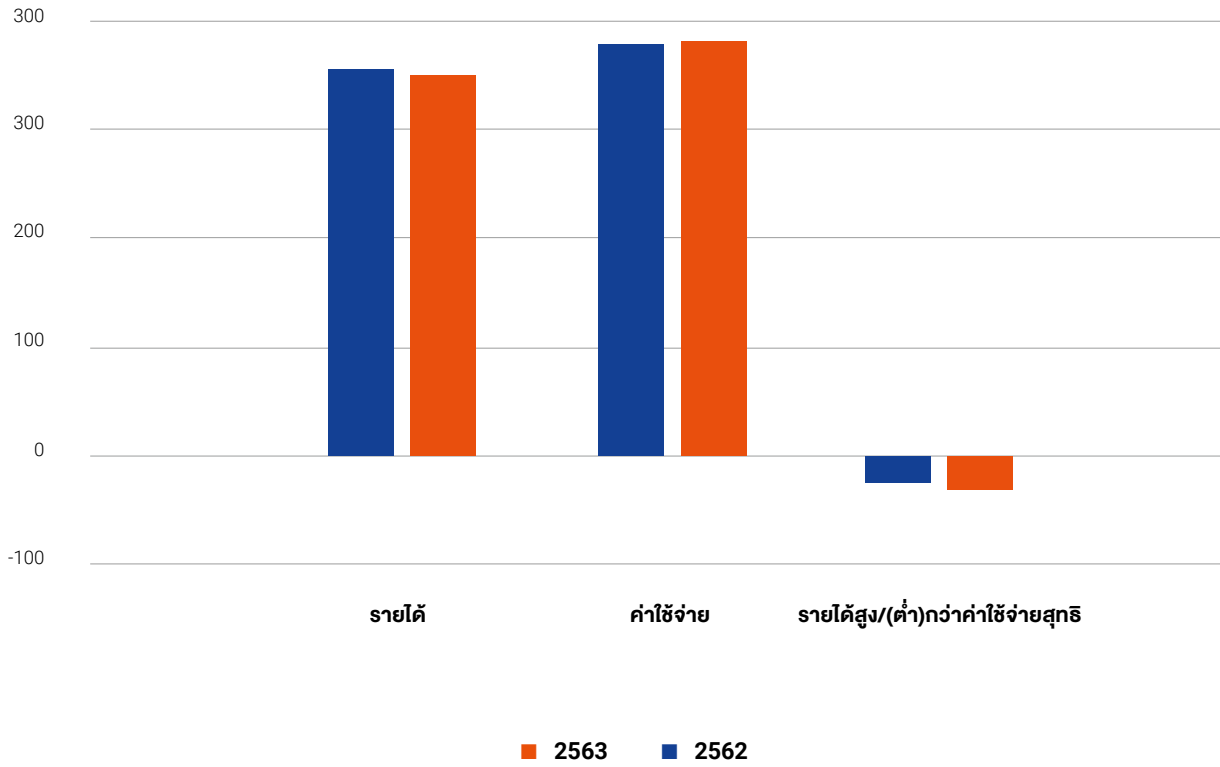
หน่วย : บาท

งบรายได้และค่าใช้จ่าย ณ วันที่ 30 กันยายน 2563	หมายเหตุ	2563	2562
รายได้			
รายได้จากงบประมาณ	16	238,450,297.66	236,894,789.21
รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	17	37,662,500.15	35,742,706.72
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		193,500.00	37,400.00
รวมรายได้		276,306,297.81	272,674,895.93
ค่าใช้จ่าย			
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	18	94,560,089.33	93,790,750.98
ค่าบำเหน็จบำนาญ	19	33,003,184.46	29,704,780.24
ค่าตอบแทน		73,000.00	33,000.00
ค่าใช้สอย	20	134,815,042.44	148,647,912.30
ค่าวัสดุ	21	2,356,871.39	2,296,374.26
ค่าสาธารณูปโภค	22	4,451,367.39	4,158,676.72
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	23	21,117,294.89	16,577,238.75
ค่าใช้จ่ายจากเงินอุดหนุนและบริจาค		3,690,000.00	1,300,000.00
ค่าใช้จ่ายอื่น	24	454,140.00	197,520.00
รวมค่าใช้จ่าย		294,520,989.90	296,706,253.25
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายก่อนต้นทุนทางการเงิน		(18,214,692.09)	(24,031,357.32)
ต้นทุนทางการเงิน		-	-
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ		(18,214,692.09)	(24,031,357.32)

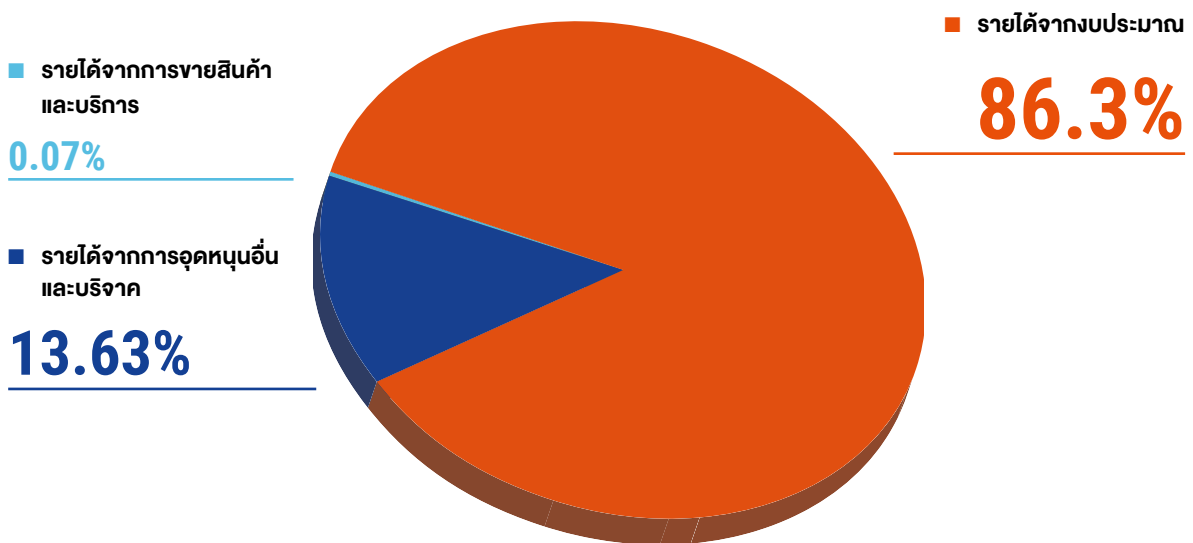
หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการการเงินนี้

กราฟแสดงฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท

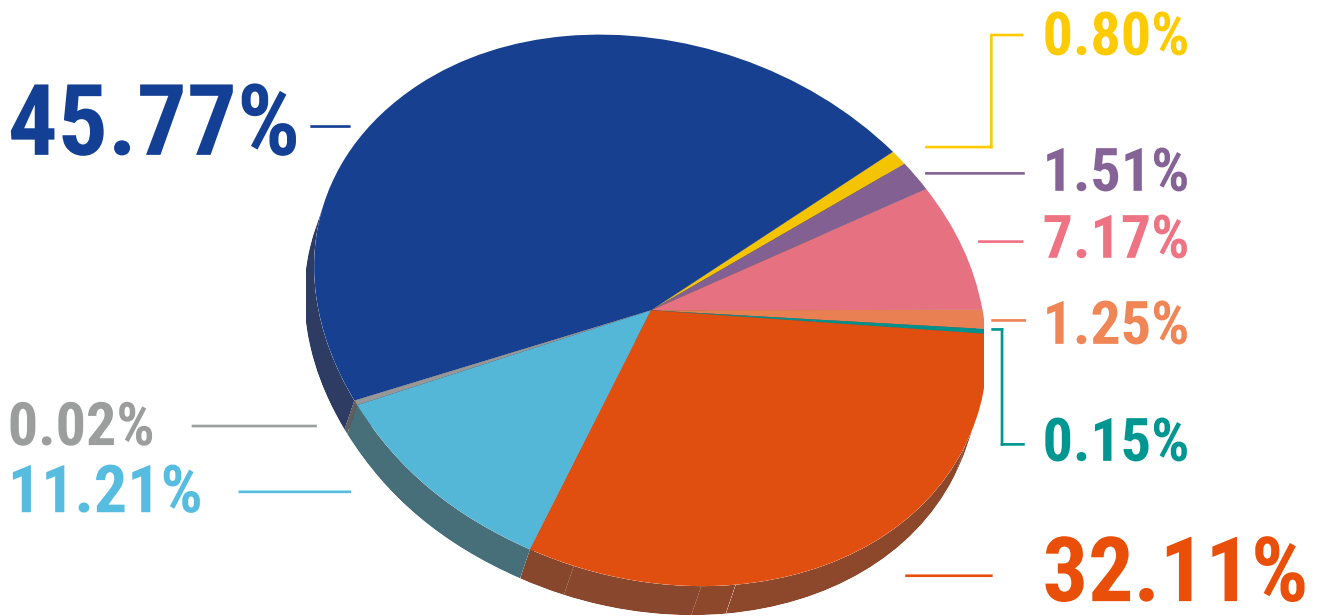


กราฟแสดงรายได้



กราฟแสดงค่าใช้จ่าย

หน่วย : บาท



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

10.3

หมายเหตุประกอบงบการเงิน สำหรับปีงบสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2563

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	รายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม
16	รายได้จากงบประมาณ
17	รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค
18	ค่าใช้จ่ายบุคลากร
19	ค่าบำเหน็จบำนาญ
20	ค่าใช้จ่าย
21	ค่าวัสดุ
22	ค่าสาธารณูปโภค
23	ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
24	ค่าใช้จ่ายอื่น

หมายเหตุ 1 ข้อมูลทั่วไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นส่วนราชการในสังกัดกระทรวงพลังงาน มีหน้าที่ความรับผิดชอบหลักในการบริหารจัดการในการให้สัมปทาน การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่ง การขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม กำหนดแนวทางการจัดการ การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรอง และพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ พิจารณาสีทธิ ประสาน และอำนวยความสะดวกแก่ผู้ประกอบการให้เป็นไปตามกฎหมายและข้อผูกพันต่อรัฐ รวมทั้งจัดเก็บค่าภาคหลวงและผลประโยชน์อื่นใดนอกจากปิโตรเลียม กำหนดมาตรฐานการดำเนินงานอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนา แหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วมพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน และประเทศอื่น บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นอำนาจหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ หรือตามที่กระทรวงพลังงานหรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

หน่วยงานมีสถานที่ตั้งหลักอยู่ที่เลขที่ 555/2 ศูนย์เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้น 21-22 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ซึ่งไม่มีหน่วยงานในสังกัดในส่วนภูมิภาค

กรอบกฎหมายหลักที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2563 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับการจัดสรรงบประมาณรายจ่ายประจำปี จำนวน 218,637,400 บาท (ปีงบประมาณ พ.ศ. 2562 จำนวน 211,308,841.31บาท) ประกอบด้วย งบบุคลากร จำนวน 84,853,300 บาท งบดำเนินงาน จำนวน 71,467,700 บาท งบลงทุน จำนวน 14,320,100 บาท และงบรายจ่ายอื่น จำนวน 47,996,300 บาท เพื่อใช้จ่ายในแผนงานยุทธศาสตร์พัฒนา ความมั่นคงทางพลังงาน แผนงานบุคลากรภาครัฐ และแผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน ซึ่งสำนักงบประมาณได้ปรับลดวงเงินจัดสรรเพื่อนำไปตั้งเป็น งบประมาณรายจ่ายงบกลาง รายการเงินสำรองจ่ายเพื่อกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการแก้ไขปัญหาช่วยเหลือเยียวยา และบรรเทาผลกระทบจากสถานการณ์แพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) และปัญหาภัยพิบัติ ภัยแล้ง อุทกภัยที่อาจเกิดขึ้นในช่วงปลายปีงบประมาณ พ.ศ. 2563 จำนวน 17,150,900 บาท และปรับลดวงเงินจัดสรรเพื่อโอนให้หน่วยรับงบประมาณอื่น จำนวน 133,200 บาท รวมจำนวนวงเงินจัดสรรที่ปรับลด จำนวน 17,284,100 บาท ทำให้เงินงบประมาณที่ได้รับจัดสรรในปีงบประมาณ พ.ศ. 2563 คงเหลือสุทธิ จำนวน 201,353,300 บาท

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน่วยเบิกจ่าย จำนวน 1 หน่วย เบิกจ่าย ซึ่งรับผิดชอบบริหารจัดการเงินงบประมาณและเงินนอกงบประมาณที่ได้รับการจัดสรร และมีศูนย์ต้นทุนภายใต้หน่วยเบิกจ่ายดังกล่าว จำนวน 12 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
12. กองบริหารสัญญา	1200300011

หมายเหตุ 2 เกณฑ์การจัดทำรายงานการเงิน

รายงานการเงินนี้ได้จัดทำขึ้นตามมาตรฐานการบัญชีภาครัฐ และนโยบายการบัญชีภาครัฐ พ.ศ. 2561 ที่กระทรวงการคลัง กำหนด 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 และอยู่ภายใต้การควบคุมของรัฐบาลในภาพรวมแต่ให้หน่วยงานเป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลรักษาและบริหารจัดการให้แก่รัฐบาลภายในขอบเขตอำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย และรวมถึงองค์ประกอบของรายงานการเงินซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมของหน่วยงานที่ใช้เพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานเอง

หมายเหตุ 3 มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่ และมาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่ปรับปรุงใหม่

กระทรวงการคลังได้ประกาศใช้มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่และฉบับปรับปรุงใหม่ ดังนี้

มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับปรับปรุงใหม่ ที่มีผลบังคับใช้สำหรับรอบระยะเวลา (บัญชีปัจจุบัน ที่เริ่มในหรือหลังวันที่ 1 ตุลาคม 2562)

- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 1 เรื่อง การนำเสนอรายงานการเงิน
- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 3 เรื่อง นโยบายการบัญชี การเปลี่ยนแปลงประมาณการทางบัญชีและข้อผิดพลาด
- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 5 เรื่อง ต้นทุนการกู้ยืม
- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 9 เรื่อง รายได้จากรายการแลกเปลี่ยน
- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 12 เรื่อง สินค้าคงเหลือ
- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 13 เรื่อง สัญญาเช่า
- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 14 เรื่อง เหตุการณ์ภายหลังวันที่ในรายงาน

- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐฉบับที่ 16 เรื่อง อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน

- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 17 เรื่อง ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์

- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 31 เรื่อง สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

- นโยบายการบัญชีภาครัฐ เรื่อง เงินลงทุน

มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่ที่จะมีผลบังคับใช้ในอนาคต

- มาตรฐานและนโยบายการบัญชีภาครัฐ ที่มีผลบังคับใช้วันที่ 1 ตุลาคม 2563

- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 23 เรื่อง รายได้จากรายการไม่แลกเปลี่ยน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเชื่อว่ามาตรฐานการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่ที่จะบังคับใช้ในอนาคต จะไม่มีผลกระทบต่อรายงานการเงินในงวดที่นำมาถือปฏิบัติ

หมายเหตุ 4 สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

4.1 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

• เงินทดรองราชการ เป็นเงินที่หน่วยงานได้รับจากรัฐบาลเพื่อทดรองจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายปลีกย่อยในการดำเนินงานของหน่วยงานตามวงเงินที่ได้รับอนุมัติ และต้องคืนให้รัฐบาลเมื่อหมดความจำเป็นในการใช้เงิน แสดงไว้เป็นเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดซึ่งมียอดตรงกันข้ามกับรายการเงินทดรองราชการรับจากคลังภายใต้หัวข้อหนี้สินไม่หมุนเวียน

• รายการเทียบเท่าเงินสด ได้แก่ เงินฝากสถาบันการเงิน เงินฝากประจำที่มีกำหนดจ่ายคืนไม่เกิน 3 เดือน และเงินฝากคลัง แสดงไว้เป็นรายการเทียบเท่าเงินสด

4.2 ลูกหนี้ แสดงด้วยมูลค่าสุทธิที่จะได้รับคืนตามสัญญาการยืมเงิน

4.3 วัสดุคงเหลือ หมายถึง ของใช้สิ้นเปลือง ที่มีมูลค่าไม่สูงและไม่มีความคงทนถาวร แสดงตามราคาทุน และตีราคาวัสดุคงเหลือโดยวิธีเข้าก่อนออกก่อน

4.4 ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์

• ที่ดิน หน่วยงานมีที่ดินซึ่งเป็นที่ดินราชพัสดุที่หน่วยงานครอบครองและใช้ประโยชน์แต่ไม่ได้เป็นผู้ถือกรรมสิทธิ์ จะแสดงข้อมูลเพิ่มเติมไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงิน

• อาคารและสิ่งปลูกสร้าง รวมทั้งส่วนปรับปรุงอาคารทั้งอาคารและสิ่งปลูกสร้างที่หน่วยงานมีกรรมสิทธิ์และไม่มีกรรมสิทธิ์ แต่หน่วยงานได้ครอบครองและนำมาใช้ประโยชน์

ในการดำเนินงาน แสดงมูลค่าสุทธิตามบัญชีที่เกิดจากราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม อาคารที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง แสดงตามราคาทุน

• อุปกรณ์ ได้แก่ ครุภัณฑ์ประเภทต่าง ๆ รับรู้เป็นสินทรัพย์เฉพาะรายการที่มีมูลค่าต่อหน่วยตั้งแต่ 10,000 บาทขึ้นไป แสดงมูลค่าตามมูลค่าสุทธิตามบัญชีที่เกิดจากราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม

• ราคาทุนของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมถึงรายการที่เกี่ยวข้องโดยตรงเพื่อให้สินทรัพย์อยู่ในสถานที่และสภาพที่พร้อมใช้งาน ต้นทุนในการต่อเติมหรือปรับปรุงซึ่งทำให้หน่วยงานได้รับประโยชน์ตลอดอายุการให้ประโยชน์ของสินทรัพย์เพิ่มขึ้นจากมาตรฐานเดิม ถือเป็นราคาทุนของสินทรัพย์ ค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซมถือเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน

• ค่าเสื่อมราคา บันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน คำนวณโดยวิธีเส้นตรงตามอายุการใช้งานที่กำหนดไว้ในคู่มือการบัญชีภาครัฐ เรื่อง ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ ตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ที่ กค 0410.3/ว 43 ลงวันที่ 29 มกราคม 2562 ดังนี้

• ไม่มีการคิดค่าเสื่อมราคาสำหรับที่ดิน และสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้าง

	อายุการให้ประโยชน์
อาคารเพื่อประโยชน์อื่น	15 - 40 ปี
สิ่งปลูกสร้าง	15 ปี
ครุภัณฑ์สำนักงาน	3 ปี
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	5 ปี
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	5 ปี
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	5 ปี
ครุภัณฑ์เกษตร	5 ปี
ครุภัณฑ์โรงงาน	5 ปี
ครุภัณฑ์ก่อสร้าง	2 ปี
ครุภัณฑ์สำรวจ	8 ปี
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์	5 ปี
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	5 ปี
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	2 ปี
อาคารไม่ระบุรายละเอียด	37 ปี
ครุภัณฑ์ไม่ระบุรายละเอียด	2 - 12 ปี

4.5 สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

• สินทรัพย์ไม่มีตัวตน แสดงมูลค่าด้วยมูลค่าสุทธิตามบัญชี

• ค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ไม่มีตัวตน บันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน โดยวิธีเส้นตรงตามอายุการให้ประโยชน์โดยประมาณ ดังนี้

	อายุการให้ประโยชน์
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	1 - 5 ปี
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนไม่ระบุรายละเอียด	2 - 5 ปี

4.6 สัญญาเช่าดำเนินงาน

สัญญาเช่าระยะยาวเพื่อเช่าสินทรัพย์โดยที่ความเสี่ยงและผลตอบแทนของความเป็นเจ้าของส่วนใหญ่ไม่ได้โอนมาให้หน่วยงานในฐานะผู้เช่าถือเป็นสัญญาเช่าดำเนินงาน จำนวนเงินที่จ่ายตามสัญญาเช่าดำเนินงานรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงินตามวิธีเส้นตรงตลอดอายุของสัญญาเช่า

4.7 รายได้รอการรับรู้ระยะยาว

รายได้รอการรับรู้ระยะยาว เป็นสินทรัพย์ที่หน่วยงานได้รับความช่วยเหลือจากบุคคลใดหรือหน่วยงาน เพื่อสนับสนุนการดำเนินงานของหน่วยงานให้บรรลุวัตถุประสงค์และสินทรัพย์รับบริจาค โดยมีผู้มอบให้หน่วยงานไว้ใช้ในการดำเนินงานซึ่งหน่วยงานยังไม่อาจรับรู้รายได้

รายได้รอการรับรู้ระยะยาวจะถูกทยอยตัดบัญชีเพื่อรับรู้รายได้ตามเกณฑ์ที่เป็นระบบและสมเหตุสมผลตลอดระยะเวลาที่จำเป็นเพื่อจับคู่รายได้กับค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง เช่น ทยอยรับรู้รายได้ตามเกณฑ์สัดส่วนของค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ที่ได้รับความช่วยเหลือหรือรับบริจาค

4.8 ประมาณการหนี้สิน

ประมาณการหนี้สิน หมายถึง หนี้สินที่มีความไม่แน่นอนเกี่ยวกับจังหวะเวลา หรือจำนวนที่ต้องจ่ายชำระ แต่เป็นภาระผูกพันในปัจจุบันตามกฎหมายหรือข้อตกลงที่จัดทำไว้ อันเป็นผลสืบเนื่องจากเหตุการณ์ในอดีต ซึ่งมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนที่หน่วยงานจะต้องจ่ายชำระภาระผูกพันนั้นในอนาคต และสามารถประมาณมูลค่าภาระผูกพันนั้นได้อย่างน่าเชื่อถือ หน่วยงานจะรับรู้ประมาณการหนี้สินด้วยจำนวนประมาณการที่ดีที่สุดของรายการที่จะต้องจ่ายชำระภาระผูกพันในปัจจุบัน ณ วันที่จัดทำรายงาน

4.9 รายได้จากเงินงบประมาณ

รายได้จากเงินงบประมาณรับรู้ตามเกณฑ์ ดังนี้

1. เมื่อยื่นคำขอเบิกเงินจากกรมบัญชีกลางในกรณีเป็นการรับเงินเข้าบัญชีหน่วยงาน
2. เมื่ออนุมัติจ่ายเงินให้กับผู้มีสิทธิได้รับเงินแล้วในกรณีเป็นการจ่ายเงินให้กับผู้มีสิทธิรับเงิน
3. เมื่อยื่นคำขอเบิกเงินจากกรมบัญชีกลางในกรณีที่เป็นการเบิกหักผลส่งไม่รับตัวเงิน

หน่วยงานแสดงรายได้จากเงินงบประมาณในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงินตามจำนวนเงินงบประมาณที่ขอเบิกสุทธิจากเงินงบประมาณเบิกเกินส่งคืน

4.10 รายได้แผ่นดิน

รายได้แผ่นดิน เป็นรายได้ที่หน่วยงานไม่สามารถนำมาใช้จ่ายในการดำเนินงาน รับรู้เมื่อเกิดรายได้ด้วยยอดสุทธิหลังจากหักส่วนที่จัดสรรเป็นเงินนอกงบประมาณตามที่ได้รับการยกเว้น รายได้แผ่นดิน และรายได้แผ่นดินนำส่งคลังไม่ต้องแสดงเป็นรายได้และค่าใช้จ่ายของหน่วยงาน แต่แสดงไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นรายงานแยกต่างหาก

4.11 รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค เป็นรายได้จากเงินโอนและเงินบริจาคจากบุคคลอื่นนอกจากหน่วยงานภาครัฐ รับรู้เมื่อได้รับเงินยกเว้นในกรณีที่ได้รับความช่วยเหลือและบริจาคเป็นสินทรัพย์ที่ให้ประโยชน์แก่หน่วยงานเกินหนึ่งปี จะทยอยรับรู้เป็นรายได้ตามสัดส่วนของค่าใช้จ่ายเพื่อการนั้นเกิดขึ้นหรือเกณฑ์การคำนวณค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ที่ได้รับตลอดอายุของสินทรัพย์นั้น

หมายเหตุ 5 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

หน่วย : บาท

	2563	2562
เงินสดในมือ	143,925,082.27	341,136,440.08
เงินทดรองราชการ	1,000,000.00	1,000,000.00
เงินฝากสถาบันการเงิน		
เงินฝากกระแสรายวัน		
- เงินในงบประมาณ	193,970.51	130,159.90
เงินฝากออมทรัพย์	87,950,700.41	86,645,993.87
รวมเงินฝากสถาบันการเงิน	88,144,670.92	86,776,153.77
เงินฝากคลัง	712,074,542.89	1,166,536,145.32
รวมเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	945,144,296.08	1,595,448,739.17

เงินสดในมือ เป็นเงินสดและเช็คธนาคาร นอกจากส่วนที่หน่วยงานถือไว้เพื่อใช้จ่ายสำหรับ

การดำเนินงานตามปกติตามวัตถุประสงค์ของหน่วยงานแล้ว ยังรวมถึงส่วนที่หน่วยงานได้รับไว้เพื่อรอนำส่งคลังเป็นรายได้แผ่นดินตามกฎหมาย ซึ่งไม่สามารถนำไปใช้เพื่อประโยชน์ของหน่วยงานได้

เงินสดในมือ จำนวน 143,925,082.27 บาท ประกอบด้วยเงินรายได้ค่าภาคหลวงรอนำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน จำนวน 138,771,547.84 บาท และเงินรายได้ค่าภาคหลวงที่จัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 5,153,534.43 บาท

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

เงินฝากออมทรัพย์ ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) จำนวน 87,950,700.41 บาท ส่วนใหญ่เป็นเงินรับฝากอื่น ซึ่งได้รับจากเงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียมเพื่อสนับสนุนการฝึกอบรมและให้ทุนการศึกษาและค่าใช้จ่าย

ดำเนินงานตามโครงการสัมปทานปิโตรเลียม รวมทั้งการจัดซื้อตำราข้อมูลและเครื่องมือหรืออุปกรณ์ทางเทคนิค

ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2563 มีเงินโอนเข้าธนาคาร จำนวน 120,400 บาท โดยยังไม่ได้บันทึกบัญชีเนื่องจากยังไม่มีหลักฐานแจ้งการโอนเงินเข้าบัญชีและไม่มีเอกสารจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาเบิกเงิน ทำให้บัญชีเงินฝากออมทรัพย์แสดงยอดต่ำไป จำนวน 120,400 บาท ซึ่งได้บันทึกบัญชีในเดือนตุลาคม 2563

เงินฝากคลัง เป็นเงินที่หน่วยงานฝากไว้กับกระทรวงการคลัง ภายใต้ข้อกำหนดตามกฎหมาย โดยไม่มีดอกเบี้ย ซึ่งสามารถเบิกถอนได้เมื่อต้องการใช้จ่ายตามรายการที่กำหนดไว้ในระเบียบที่ระบุข้อจำกัดในการใช้จ่าย

เงินฝากคลัง จำนวน 712,074,542.89 บาท เป็นเงินนอกงบประมาณที่มีข้อจำกัดในการใช้จ่าย เพื่อจ่ายต่อไปให้บุคคล หรือหน่วยงานอื่นตามวัตถุประสงค์ที่ระบุไว้ในกฎหมายอันเป็นที่มาของเงินฝากคลังก่อนนั้น หน่วยงานไม่สามารถนำไปใช้จ่ายเพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานตามปกติได้ แต่มีหน้าที่ถือไว้เพื่อจ่ายตามวัตถุประสงค์ของเงินฝากคลัง ดังนี้

	2563	2562
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญา และสัมปทานปิโตรเลียม (00911)	31,827,939.39	32,140,917.07
เงินฝากจากเงินอุดหนุน เพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม (00912)	304,030,093.51	306,503,148.68
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหา เขตทับซ้อนทางทะเล (00913)	2,416,773.27	2,416,773.27
เงินรับฝากค่าภาคหลวงรอจัดสรร ให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (00914)	291,666,263.58	629,862,883.86
เงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901)		
• ค่าสงวนพื้นที่	78,992,000.00	193,363,100.00
• เงินประกันสัญญา	3,134,473.14	2,249,322.44
• เงินโอนขายบิล จากสำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน	7,000.00	-
รวมเงินฝากเงินประกันสัญญา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901)	82,133,473.14	195,612,422.44
รวมเงินฝากคลัง	712,074,542.89	1,166,536,145.32

หมายเหตุ 6 ลูกหนี้อื่นระยะสั้น

	2563	2562
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ	786,887.00	486,406.00
รายได้ค้างรับ	5,531,964.50	310,209.24
รวมลูกหนี้อื่นระยะสั้น	6,318,851.50	796,615.24

ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ แยกตามอายุหนี้ ดังนี้

หน่วย : บาท

	ยังไม่ถึงกำหนดชำระ และการส่งใช้ใบสำคัญ	ถึงกำหนดชำระ และการส่งใช้ใบสำคัญ	เกินกำหนดชำระ และการส่งใช้ใบสำคัญ	รวม
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ				
ปี 2563	786,887.00	-	-	786,887.00
ปี 2562	486,406.00	-	-	486,406.00

หมายเหตุ 7 ลูกหนี้ระยะยาว

เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาการศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ จำนวน 5,024,128.83 บาท อยู่ระหว่างฟ้องคดีที่ศาลปกครองเพื่อให้ชดใช้ทุนและค่าปรับ จึงได้ตั้งคู่กับบัญชีหนี้สินระยะยาวตามหมายเหตุ 13 ซึ่งเมื่อวันที่ 22 มีนาคม 2550 ศาลปกครองสูงสุดมีความเห็นไม่รับคำฟ้องไว้พิจารณา และให้จำหน่ายคดีออกจากสารบบความ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ดำเนินการแต่งตั้งคณะกรรมการสอบข้อเท็จจริงความรับผิดชอบทางละเมิด (เป็นการแต่งตั้งร่วมกันระหว่าง 3 หน่วยงาน คือ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน สำนักงานอัยการสูงสุด) พิจารณาแล้วเห็นว่าเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องได้ปฏิบัติหน้าที่ราชการโดยชอบแล้ว ไม่ได้จงใจหรือประมาทเลินเล่ออย่างร้ายแรง จึงไม่ต้องรับผิดชอบใช้ค่าสินไหมทดแทนให้แก่ทางราชการ และคณะกรรมการฯ ได้เสนอรายงานผลการสอบข้อเท็จจริงต่อผู้แต่งตั้ง เพื่อวินิจฉัยสั่งการตามอำนาจหน้าที่ของผู้แต่งตั้งเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2555 (ต้องจัดส่งสำนวนให้กระทรวงการคลังภายใน 7 วัน นับแต่วันสั่งการ) กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงจัดส่งสำนวนการสอบข้อเท็จจริงความรับผิดชอบทางละเมิดของเจ้าหน้าที่ให้แก่กรมบัญชีกลาง กระทรวงการคลัง เพื่อพิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้อง ตามหนังสือกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ด่วนที่สุดที่ พน 0301/716 ลงวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2555

ต่อมากรมบัญชีกลางแจ้งผลการพิจารณาความรับผิดชอบทางละเมิด ตามหนังสือที่ กค 0410.3/32424 ลงวันที่ 15 สิงหาคม 2555 เห็นว่า พนักงานอัยการผู้รับผิดชอบสำนวนมิได้ใช้ความระมัดระวังยื่นฟ้องคดี เป็นเหตุให้การฟ้องคดีเมื่อพ้นกำหนดระยะเวลาตามกฎหมาย และอธิบดีอัยการในฐานะผู้บังคับบัญชา มีหน้าที่ดำเนินการเกี่ยวกับการฟ้องและว่าต่างคดีปกครองให้หน่วยงานของรัฐ รวมทั้งควบคุมดูแลพนักงานอัยการในการฟ้องและว่าต่างคดีปกครองให้หน่วยงาน

ของรัฐ โดยจะต้องใช้ความระมัดระวังฟ้องคดีภายในอายุความ และในกรณีที่ยังไม่มีความชัดเจนข้อกฎหมายในเรื่องใด โดยเฉพาะการโต้แย้งเกี่ยวกับวันที่เริ่มนับอายุความซึ่งมีทุนทรัพย์จำนวนมากแล้ว จะต้องใช้ความระมัดระวังเริ่มนับอายุความในทางที่จะเป็นการป้องกันมิให้คดีขาดอายุความมากที่สุด พฤติการณ์ถือได้ว่ากระทำด้วยความประมาทเลินเล่ออย่างร้ายแรงเป็นเหตุให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับความเสียหาย จึงให้รับผิดชอบใช้ค่าสินไหมทดแทนในอัตราร้อยละ 50 คิดเป็นเงินจำนวน 2,512,064.42 บาท ตามนัยมาตรา 10 ประกอบมาตรา 8 แห่งพระราชบัญญัติความรับผิดชอบทางละเมิดของเจ้าหน้าที่ พ.ศ. 2539 ซึ่งเป็นผู้ต้องรับผิดชอบชดใช้ค่าเสียหายให้ชดใช้ค่าเสียหายให้แก่ทางราชการโดยด่วน เมื่อได้รับชำระและนำส่งเข้าบัญชีที่เกี่ยวข้องแล้วให้ส่งเอกสารหลักฐานให้กรมบัญชีกลางทราบต่อไป หากผู้ต้องรับผิดชอบปฏิเสธบิดพลิ้วหรือประวิงเวลาชำระหนี้ ขอให้รีบดำเนินการตามกฎหมายต่อไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้นำคดีฟ้องต่อศาลปกครองกลางตามคดีหมายเลขดำที่ 2129/2556 เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2555 เนื่องจากผู้ต้องรับผิดชอบยังเพิกเฉยไม่ชดใช้ค่าสินไหมทดแทน โดยขอให้ศาลพิจารณาให้ผู้ต้องรับผิดชอบชดใช้ค่าสินไหมทดแทนพร้อมดอกเบี้ยในอัตราร้อยละ 7.5 ต่อปี นับแต่วันครบ 60 วัน ที่ผู้ถูกฟ้องคดีทราบคำสั่งให้ใช้เงินจนถึงวันฟ้องแก่ผู้ฟ้องคดี และชำระดอกเบี้ยร้อยละ 7.5 ต่อปีของเงินต้น นับแต่วันฟ้องจนกว่าจะชำระเสร็จแก่ผู้ฟ้องคดีและผู้ถูกฟ้องคดีได้ยื่นคำสั่งเรียกให้ทำคำคัดค้านให้การยื่นต่อศาลปกครองกลางเมื่อวันที่ 8 พฤษภาคม 2557 และขอให้ศาลพิจารณายกฟ้องของผู้ฟ้องคดี และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีหนังสือ ด่วนที่สุดที่ พน 0301/2466 ลงวันที่ 13 มิถุนายน 2557 ถึงสำนักงานคดีปกครอง สำนักงานอัยการสูงสุด เพื่อชี้แจงคำคัดค้านแล้ว และขอให้อัยการเจ้าของสำนวนพิจารณาและดำเนินการ

ต่อไป ต่อมาสำนักงานคดีปกครอง สำนักงานอัยการสูงสุด ได้มีหนังสือ ที่ อส 0027.4/630 ลงวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2558 เรื่องแจ้งกำหนดวันนั่งพิจารณาคดีครั้งแรกโดยศาลปกครองกลาง ได้กำหนดนั่งพิจารณาคดีครั้งแรกในวันที่ 24 มีนาคม 2558 และศาลปกครองกลางได้มีคำพิพากษาตามคดีหมายเลขดำที่ 549/2556 คดีหมายเลขแดงที่ 1598/2558 เมื่อวันที่

1 กรกฎาคม 2558 ให้เพิกถอนคำสั่งของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามคำสั่งที่ 172/2555 ลงวันที่ 17 ตุลาคม 2555 ต่อมา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ยื่นอุทธรณ์ต่อศาลปกครองสูงสุด เป็นคดีหมายเลขดำที่ อ 1625/2559 ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาของศาลปกครองสูงสุด

หมายเหตุ 8 ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์

ที่ดิน ประกอบด้วย

• ที่ดิน ซึ่งเป็นที่ตั้งของอาคารเก็บตัวอย่างถ่านหิน จังหวัดสระบุรี เป็นที่ราชพัสดุ โดยให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ใช้ประโยชน์

• ที่ดิน ที่เป็นสาธารณประโยชน์ของกระทรวงมหาดไทย ตั้งอยู่หมู่ที่ 3 ถนนสุขุมวิท ตำบลแก่ง อำเภอมือง จังหวัดระยอง จำนวน 4 ไร่ 6 งาน 8 ตารางวา เพื่อการจัดสร้างอาคารเก็บตัวอย่างหิน

หน่วย : บาท

	2563	2562
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง		
อาคารเพื่อประโยชน์อื่น	24,137,593.83	24,065,485.12
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(15,531,159.98)	(13,854,686.59)
อาคารเพื่อประโยชน์อื่น - สุทธิ	8,606,433.85	10,210,798.53
อาคารและสิ่งปลูกสร้างไม่ระบุรายละเอียด	13,549,990.00	13,549,990.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(7,379,738.00)	(7,054,988.00)
อาคารและสิ่งปลูกสร้างไม่ระบุรายละเอียด - สุทธิ	6,170,252.00	6,495,002.00
สิ่งปลูกสร้าง	73,914.40	3.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(73,907.40)	-
สิ่งปลูกสร้าง - สุทธิ	7.00	3.00
รวมอาคารและสิ่งปลูกสร้าง - สุทธิ	14,776,692.85	16,705,803.53

อุปกรณ์		
ครุภัณฑ์สำนักงาน	21,970,214.80	21,799,017.20
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(19,594,039.23)	(18,504,396.78)
ครุภัณฑ์สำนักงาน - สุทธิ	2,376,175.57	3,294,620.42
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	14,088,158.00	14,088,158.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(13,501,409.04)	(13,251,809.04)
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง - สุทธิ	586,748.96	836,348.96

	2563	2562
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	10,862,949.48	10,862,949.48
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(10,484,928.41)	(9,451,892.82)
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ - สุทธิ	378,021.07	1,411,056.66
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	3,832,123.46	3,732,153.36
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(3,294,216.34)	(2,944,398.28)
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่ - สุทธิ	537,907.12	787,755.08
ครุภัณฑ์เกษตร	160,500.00	160,500.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(160,499.00)	(160,499.00)
ครุภัณฑ์เกษตร - สุทธิ	1.00	1.00
ครุภัณฑ์โรงงาน	1.00	-
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	-	-
ครุภัณฑ์โรงงาน - สุทธิ	1.00	-
ครุภัณฑ์ก่อสร้าง	8.00	-
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	-	-
ครุภัณฑ์ก่อสร้าง - สุทธิ	8.00	-
ครุภัณฑ์สำรวจ	820,400.00	820,400.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(794,548.29)	(788,298.27)
ครุภัณฑ์สำรวจ - สุทธิ	25,851.71	32,101.73
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์	1,025,100.00	1,025,100.00
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(467,345.89)	(262,325.87)
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์ - สุทธิ	557,754.11	762,774.13
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	76,205,254.79	75,856,434.79
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(67,035,859.60)	(62,091,847.28)
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ - สุทธิ	9,169,395.19	13,764,587.51
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	130,369.33	130,369.33
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม	(130,363.33)	(130,363.33)
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว - สุทธิ	6.00	6.00
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	13,631,960.73	20,889,342.49
รวมที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ - สุทธิ	28,408,653.58	37,595,146.02

หมายเหตุ 9 สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

หน่วย : บาท

	2563	2562
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	95,574,289.84	89,692,034.09
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม	(88,265,887.02)	(77,101,101.38)
โปรแกรมคอมพิวเตอร์ - สุทธิ	7,308,402.82	12,590,932.71
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	7,308,413.82	12,590,943.71

หมายเหตุ 10 รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง

รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง จำนวน 138,771,547.84 บาท กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดเก็บรายได้แผ่นดินในปีงบประมาณ 2563 แต่นำส่งคลังไม่ทันภายในปีงบประมาณที่รับเงินรายได้แผ่นดิน ได้ปรับปรุงรายการบัญชีเพื่อรับรู้หนี้สินในบัญชีรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง ณ วันสิ้นปีงบประมาณ จำนวน

138,771,547.84 บาท เมื่อกรมบัญชีกลางผ่านรายการเอกสารจะบันทึกรายการบัญชีคู่กับบัญชีค่าใช้จ่ายระหว่างหน่วยงาน - รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง (รหัสบัญชี 5210010112) ด้วยจำนวนเดียวกันและเมื่อขึ้นปีงบประมาณใหม่กรมบัญชีกลางจะกลับรายการทางบัญชีให้ส่วนราชการ

หมายเหตุ 11 เจ้าหนี้ระยะสั้น

หน่วย : บาท

	2563	2562
เจ้าหนี้การค้า	20,435,560.90	10,777,678.51
เจ้าหนี้อื่น	1,893.00	4,864.00
ค่าสาธารณูปโภคค้างจ่าย	381,477.29	330,340.28
ใบสำคัญค้างจ่าย	319,255.51	256,845.00
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายอื่น	7,630.05	13,330.00
รวมเจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	21,145,816.75	11,383,057.79

หมายเหตุ 12 เงินรับฝากระยะสั้น

หน่วย : บาท

	2563	2562
เงินจัดสรรค่าภาคหลวง	296,819,798.01	682,258,608.93
เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานปิโตรเลียม	87,984,900.41	86,645,993.87
เงินประกันผลงาน	2,300,000.00	2,506,540.00
เงินประกันอื่น	82,126,473.14	195,612,422.44
รวมเงินรับฝากระยะสั้น	469,231,171.56	967,023,565.24
รวมเจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	21,145,816.75	11,383,057.79

เงินจัดสรรค่าภาคหลวง จำนวน 2,631,670,723.32 บาท จัดสรรให้กับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 2,334,850,925.31 บาท คงเหลือ 296,819,798.01 บาท

เงินประกันอื่น ประกอบด้วย เงินประกันสัญญา จำนวน 3,134,473.14 บาท และเงินค่าสงวนพื้นที่ จำนวน 78,992,000.00 บาท รวมทั้งสิ้น 82,126,473.14 บาท

หมายเหตุ 13 หนี้สินระยะยาว

จำนวน 5,024,128.83 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาการศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ ได้ตั้งคู่กับบัญชีลูกหนี้ระยะยาวตามหมายเหตุ 7

หมายเหตุ 14 รายได้รอการรับรู้ระยะยาว

หน่วย : บาท

	2563	2562
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม	31,827,939.39	32,140,917.07
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม	304,030,093.51	306,503,147.68
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล	2,416,773.27	2,416,773.27
รวมรายได้รอการรับรู้ระยะยาว	338,274,806.17	341,060,838.02

หมายเหตุ 15 รายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม

หน่วย : บาท

	2563	2562
รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสมต้นงวด	16,597,112.35	37,493,624.55
ผลสะสมจากการแก้ไขข้อผิดพลาดปีก่อน	-	3,134,845.12
หัก รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	(18,214,692.09)	(24,031,357.32)
รวมรายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	(1,617,579.74)	16,597,112.35

หมายเหตุ 16 รายได้จากงบประมาณ

หน่วย : บาท

	2563	2562
รายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน		
รายได้จากงบบุคลากร	83,394,374.05	81,964,282.38
รายได้จากงบดำเนินงาน	62,592,998.76	61,573,408.44
รายได้จากงบลงทุน	579,314.20	12,473,458.00
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	25,340,165.00	28,949,000.60
รายได้จากงบกลาง	43,992,740.97	39,831,650.38
หัก เบิกเกินส่งคืนงบประมาณ	(325,878.04)	(440,105.37)
รวมรายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน - สุทธิ	215,573,714.94	224,351,694.43
รายได้จากงบประมาณปีก่อน ๆ และเงินกันไว้เบิกเหลือเมื่อปี เบิกจ่ายปีปัจจุบัน		
รายได้จากงบดำเนินงาน	8,121,087.50	6,041,745.68
รายได้จากงบลงทุน	3,721,652.60	-
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	11,033,842.62	6,474,225.60
รายได้จากงบกลาง	-	27,123.50
รวมรายได้จากงบประมาณปีก่อน ๆ	22,876,582.72	12,543,094.78
รวมรายได้จากงบประมาณ	238,450,297.66	236,894,789.21

หมายเหตุ 17 รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

หน่วย : บาท

	2563	2562
รายได้จากการอุดหนุนหน่วยงานภาครัฐ	-	13,000,000.00
รายได้ของหน่วยงานรับเงินจากหน่วยงานอื่น	18,135,000.00	-
รายได้จากการรับโอนสินทรัพย์ระหว่างหน่วยงาน	146,029.11	-
รายได้จากการบริจาค	19,381,471.04	22,742,706.72
รวมรายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	37,662,500.15	35,742,706.72

หมายเหตุ 18 ค่าใช้จ่ายบุคลากร

หน่วย : บาท

	2563	2562
เงินเดือน	70,182,563.94	68,573,529.77
ค่าล่วงเวลา	33,320.00	112,370.00
เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ	9,709,828.25	9,521,530.74
ค่าจ้าง	4,214,301.87	4,463,568.00
ค่ารักษาพยาบาล	5,616,307.94	6,362,905.99
เงินช่วยการศึกษาบุตร	307,390.00	460,900.00
เงินชดเชยสมาชิก กบข.	1,218,384.45	1,158,559.57
เงินสมทบ กบข.	1,827,576.66	1,737,839.38
เงินสมทบ กสจ.	125,945.22	133,279.20
เงินสมทบกองทุนประกันสังคม	292,414.00	324,634.00
เงินสมทบกองทุนทดแทน	17,537.00	13,495.00
ค่าตอบแทนเหมาจ่ายแทนการจัดการรถประจำตำแหน่ง	1,014,520.00	928,139.33
รวมค่าใช้จ่ายบุคลากร	94,560,089.33	93,790,750.98

หมายเหตุ 19 ค่าบำเหน็จบำนาญ

หน่วย : บาท

	2563	2562
บำนาญปกติ	24,757,364.56	22,820,179.32
เงินช่วยค่าครองชีพผู้รับเบี้ยหวัดบำนาญ	1,064,878.68	1,059,758.68
บำเหน็จรายเดือนสำหรับการเบิกเงินบำเหน็จลูกจ้าง	885,924.29	569,073.37
บำเหน็จตกทอด	516,221.80	352,815.00
บำเหน็จดำรงชีพ	2,458,420.00	1,688,965.05
ค่ารักษาพยาบาล	3,286,875.13	3,159,288.82
เงินช่วยการศึกษาบุตร	33,500.00	54,700.00
รวมค่าบำเหน็จบำนาญ	33,003,184.46	29,704,780.24

หมายเหตุ 20 ค่าใช้สอย

หน่วย : บาท

	2563	2562
ค่าใช้จ่ายฝึกอบรม	5,173,106.36	13,046,118.47
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	1,648,264.63	2,893,066.20
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	400,996.19	290,483.49
ค่าแก๊สและน้ำมันเชื้อเพลิง	94,280.05	160,710.10
ค่าจ้างเหมาบริการ	69,512,311.25	101,841,555.72
ค่าธรรมเนียม	194,466.00	193,509.60
ค่าจ้างที่ปรึกษา	33,479,580.30	7,431,998.80
ค่าใช้จ่ายในการประชุม	1,309,702.00	1,734,260.00
ค่าเช่าอสังหาริมทรัพย์	19,798,107.28	19,384,978.14
ค่าครุภัณฑ์มูลค่าต่ำกว่าเกณฑ์	882,675.10	265,702.40
ค่าเช่าเบ็ดเตล็ด	1,532,345.16	925,153.87
ค่าใช้จ่ายผลักส่งเป็นรายได้แผ่นดิน	120,852.11	42,663.00
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ	668,356.01	437,712.51
รวมค่าใช้จ่าย	134,815,042.44	148,647,912.30

หมายเหตุ 21 ค่าวัสดุ

หน่วย : บาท

	2563	2562
ค่าวัสดุ	2,356,871.39	2,296,374.26
รวมค่าวัสดุ	2,356,871.39	2,296,374.26

หมายเหตุ 22 ค่าสาธารณูปโภค

หน่วย : บาท

	2563	2562
ค่าบริการไปรษณีย์โทรเลขและขนส่ง	187,655.60	42,869.00
ค่าไฟฟ้า	3,186,934.85	3,184,735.77
ค่าประปา	7,150.25	7,550.34
ค่าโทรศัพท์	1,069,626.69	923,521.61
รวมค่าสาธารณูปโภค	4,451,367.39	4,158,676.72

หมายเหตุ 23 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

หน่วย : บาท

	2563	2562
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	2,075,130.79	1,929,115.67
อุปกรณ์	7,877,378.46	8,710,476.11
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	11,164,785.64	5,937,646.97
รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	21,117,294.89	16,577,238.75

หมายเหตุ 24 ค่าใช้จ่ายอื่น

หน่วย : บาท

	2563	2562
ค่าใช้จ่ายอื่น	454,140.00	197,520.00
รวมค่าใช้จ่ายอื่น	454,140.00	197,520.00

บัญชีค่าใช้จ่ายอื่น จำนวน 454,140 บาท เป็นผลต่างจากการบันทึกบัญชีอัตโนมัติในระบบ GFMS ของบัญชี TR - หน่วยงานรับเงินนอกงบประมาณจากกรมบัญชีกลาง จำนวน

(2,560,240,612.51) บาท และบัญชี TE - ปรับเงินฝากคลัง จำนวน 2,560,694,752.51 บาท เป็นเงินประกันผลงานจากเงินนอกงบประมาณ

10.4

รายงานรายได้แผ่นดิน สำหรับปีงบสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2563

หน่วย : บาท

	2563	2562
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ		
รายได้แผ่นดิน - ภาษี	39,765,763,711.84	46,010,620,095.26
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	9,964,783,258.72	13,364,877,795.37
รวมรายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ	49,730,546,970.56	59,375,497,890.63
<u>หัก</u> รายได้แผ่นดินถอนคืนจากคลัง	-	-
รายได้แผ่นดินจัดสรรตามกฎหมาย	-	-
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บสุทธิ	49,730,546,970.56	59,375,497,890.63
รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	49,591,775,422.72	59,086,757,175.62
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	138,771,547.84	288,740,715.01
<u>ปรับ</u> รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	138,771,547.84	288,740,715.01
รายการรายได้แผ่นดินสุทธิ	-	-

	2563	2562
รายได้แผ่นดิน - ภาษี		
รายได้ภาษีอื่น		
ภาษีทรัพยากรธรรมชาติ		
รายได้ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม	39,765,763,711.84	46,010,620,095.26
รวมรายได้ภาษีอื่น	39,765,763,711.84	46,010,620,095.26
รวมรายได้แผ่นดิน - ภาษี	39,765,763,711.84	46,010,620,095.26
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี		
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		
รายได้ค่าธรรมเนียมปิโตรเลียม	30,938,174.64	34,631,499.86
รายได้ค่าธรรมเนียมสัมปทาน	306,780.00	240,540.00
รายได้ค่าธรรมเนียมการบริการอื่น	17,254.00	9,034.50
รายได้ค่าขายหนังสือราชการ	28,300.00	5,300.00
รวมรายได้จากการขายสินค้าและบริการ	31,290,508.64	34,886,374.36
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก		
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝากที่สถาบันการเงิน	3,499,381.23	2,403,322.89
รวมรายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก	3,499,381.23	2,403,322.89
รายได้อื่น		
รายได้จากค่าปรับอื่น	1,532,555.83	464,258,798.04
เงินเหลือจ่ายปีเก่า	382,200.63	302,366.94
รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น	9,928,078,612.39	12,863,026,933.14
รวมรายได้อื่น	9,929,993,368.85	13,327,588,098.12
รวมรายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	9,964,783,258.72	13,364,877,795.37

รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น จำนวน 9,928,078,612.39 บาท ส่วนใหญ่เป็นค่าปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไรในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย

10.5

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ปีปัจจุบัน และปีก่อน

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2563

หน่วย : บาท

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
โครงการที่ 1 : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านการประกอบกิจการปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	43,576,600.00	-	7,525,200.00	36,049,509.04	1,890.96
รวม	43,576,600.00	-	7,525,200.00	36,049,509.04	1,890.96
แผนงานบุคลากรภาครัฐ					
ผลผลิตที่ 1 : รายการค่าใช้จ่ายบุคลากรภาครัฐพัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
งบบุคลากร	84,748,300.00	-	-	84,093,131.27	655,168.73
งบดำเนินงาน	341,000.00	-	-	320,459.79	20,540.21
รวม	85,089,300.00	-	-	84,413,591.06	675,708.94
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ					
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริม และการบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบดำเนินงาน	70,141,645.15	-	4,745,580.60	65,253,932.26	142,132.29
งบลงทุน	1,855,754.85	-	1,276,354.85	579,314.20	85.80
งบรายจ่ายอื่น	690,000.00	-	-	690,000.00	-
รวม	72,687,400.00	-	6,021,935.45	66,523,246.46	142,218.09
รวมทั้งสิ้น	201,353,300.00	-	13,547,135.45	186,986,346.56	819,817.99

งบกลาง

หน่วย : บาท

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบริหารเพื่อรองรับกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น					
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเกี่ยวกับกระบวนการอนุญาตตุลาการระหว่างประเทศ					
งบรายจ่ายอื่น	52,443,300.00	-	-	1,525,780.60	-
รวม	52,443,300.00	-	-	1,525,780.60	-

หมายเหตุ : กระทรวงพลังงาน ได้มีหนังสือถึงสำนักงบประมาณ เมื่อวันที่ 11 มีนาคม 2563 เพื่อขออนุมัติงบประมาณรายจ่ายประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2563 งบกลาง รายการเงินสำรองจ่ายเพื่อกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น สำหรับเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเกี่ยวกับกระบวนการอนุญาตตุลาการระหว่างประเทศ กรณีข้อพิพาทระหว่างราชอาณาจักรไทยและผู้รับสัมปทานในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม

ต่อมา สำนักงบประมาณ มีหนังสือ ลับที่สุด ด่วนที่สุด ที่ นร 0719/1/492 ลงวันที่ 25 พฤษภาคม 2563 ถึงรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน แจ้งว่าได้นำเรื่องกราบเรียนนายก

รัฐมนตรีเพื่อพิจารณา โดยนายกรัฐมนตรีได้ให้ความเห็นชอบให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใช้จ่ายจากงบประมาณรายจ่ายประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2563 งบกลาง รายการเงินสำรองจ่ายเพื่อกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเกี่ยวกับกระบวนการฯ ให้ได้ข้อยุติในโอกาสแรก

ซึ่งงบประมาณที่ได้รับเป็นจำนวนเงิน 52,443,300 บาท ตามเอกสารใบโอนจัดสรร เลขที่ 4000006618 ลงวันที่ 29 พฤษภาคม 2563 และได้เบิกจ่ายในเดือนกันยายน 2563 เป็นจำนวนเงิน 1,525,780.60 บาท คงเหลือ จำนวน 50,917,519.40 บาท กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้กั้นเงินไว้เบิกเหลือในปีไว้เบิกจ่ายในปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 ต่อไป

**รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายจากเงินกันไว้เบิกเหลือมปี
ก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2563**

หน่วย : บาท

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา
รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่ายประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2562			
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ ผลผลิต : การส่งเสริมและบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
งบดำเนินงาน	5,917,568.95	5,830,468.13	87,100.82
งบลงทุน	873,312.60	873,312.60	-
รวม	6,790,881.55	6,703,780.73	87,100.82
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน ผลผลิต : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านการประกอบกิจการปิโตรเลียม			
งบรายจ่ายอื่น	4,916,223.07	4,916,223.07	-
รวม	4,916,223.07	4,916,223.07	-
รวมทั้งสิ้น	11,707,104.62	11,620,003.80	87,100.82

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย
ปีงบประมาณ พ.ศ. 2562

หน่วย : บาท

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
โครงการ การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านการประกอบกิจการปิโตรเลียม					
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

**รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย
จากเงินกันไว้เบิกเหลือมปีก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2562**

หน่วย : บาท

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลือมปี (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	-

10.6

แบบรายงานผลการประเมินผลการดำเนินงานตัวชี้วัดระดับกรม ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2563

ตัวชี้วัด	น้ำหนัก	เป้าหมาย			ผลการดำเนินงาน
		ค่าเป้าหมาย ขั้นต่ำ (50.00)	ค่าเป้าหมาย มาตรฐาน (75.00)	ค่าเป้าหมาย ขั้นสูง (100)	
1. การเปิดให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย	30	1	2	3	1
องค์ประกอบการประเมิน FB, AGB		(ผลผลิต)	(ผลผลิต)	(ผลผลิต)	(ผลผลิต)
2. การกำหนดประเด็นหลัก (Key terms) ในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติสำหรับแปลงสำรวจ G1/61 และ G2/61	25	1	2	3	1
องค์ประกอบการประเมิน FB		(ผลผลิต)	(ผลผลิต)	(ผลผลิต)	(ผลผลิต)
3. การศึกษาความเป็นไปได้สำหรับวิธีการสำรองเงินเพื่อใช้ในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)	25	1	2	3	3
องค์ประกอบการประเมิน FB, ARB		(ผลผลิต)	(ผลผลิต)	(ผลผลิต)	(ผลผลิต)
4. การจัดทำโปรแกรมรับส่งข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์สำหรับการขอใช้สิทธิตามมาตรา 69 แห่ง พ.ร.บ.ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 เพื่อนำเข้าช่างฝีมือผู้เชี่ยวชาญ และบุคคลในครอบครัวเข้ามาในราชอาณาจักร	20	น้อยกว่า 60.00 + 1	มากกว่า เท่ากับ 60.00+2	มากกว่า เท่ากับ 100.00 + 2	100.00 + 2
องค์ประกอบการประเมิน FB, ARB		(ร้อยละ + ผลผลิต)	(ร้อยละ + ผลผลิต)	(ร้อยละ + ผลผลิต)	(ร้อยละ + ผลผลิต)
การถอดบทเรียนในการบริหารจัดการผลกระทบและการแก้ไขปัญหาในสภาวะวิกฤตโควิด-19 (COVID-19)	0	-	-	-	100
องค์ประกอบการประเมิน AGB		-	-	-	(คะแนน บรรยาย)

หมายเหตุ

FB : Function Based (ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจพื้นฐาน)

AGB : Agenda Based (ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจยุทธศาสตร์ที่ได้รับมอบหมายเป็นพิเศษ)

ARB : Area Based (ประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามหลักภารกิจพื้นที่หรือการบูรณาการการดำเนินงานหลายพื้นที่หรือหลายหน่วยงาน)

IB : Innovation Based (ประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและพัฒนานวัตกรรมและการให้บริการประชาชนหรือหน่วยงานของรัฐ)

PB : Potential Based (ศักยภาพในการเป็นส่วนราชการที่มีความสำคัญเชิงยุทธศาสตร์เพื่อการพัฒนาประเทศ)

PART 11

APPENDICES

ภาคผนวก



11.1

5 - YEAR LOOK BACK

สถิติย้อนหลัง 5 ปี

Activity กิจกรรม	2016 2559	2017 2560	2018 2561	2019 2562	2020 2563
Geophysical Surveys การสำรวจธรณีฟิสิกส์					
2D seismic surveys (km) การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 2 มิติ (กม.)	-	-	-	-	-
3D Seismic surveys (sq.km) การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (ตร.กม.)	886	456	30	170	-
Drilling การเจาะ					
Exploratory wells ¹ หลุมสำรวจ (หลุม) ¹	16	33	18	22	9
Development wells หลุมพัฒนา (หลุม)	767	591	581	500	342
Sale Volume & Govt. Revenue ปริมาณการขายและรายได้ของรัฐ					
Natural Gas (Bcf) ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)	1103	1062	1112	1059	965
Condensate (MMbbl) คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล)	35.5	35.5	34.7	34.1	27.9
Crude Oil (MMbbl) น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)	60.5	52.6	49.5	49.7	45.6
Value (billion baht) มูลค่าปิโตรเลียม (พันล้านบาท)	342.3	344.2	378.4	375.5	274.3
Royalty (billion baht) ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (พันล้านบาท)	41.3	41.2	45.1	45.4	33.0
SRB (billion baht) ² ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) (พันล้านบาท) ²	1.1	0.065	.0465	1.1	0.015
Petroleum Income tax (billion baht) ² ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (พันล้านบาท) ²	46.1	38.4	66.8	84.1	70.9

Activity กิจกรรม	2016 2559	2017 2560	2018 2561	2019 2562	2020 2563
Royalty Allocation (Million Baht) การจัดสรรค่าภาคหลวง (ล้านบาท)					
TAOs in producing areas ให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม	686.10	543.10	852.64	845.65	518.42
TAOs and other municipalities nationwide ให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) และเทศบาล ทั่วประเทศ	686.10	543.10	852.64	845.65	518.42
PAOs in producing areas ให้องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.)	686.10	543.10	852.64	845.65	518.42
Petroleum Concessions สัมปทานปิโตรเลียม					
Concessions จำนวนสัมปทาน	40	39	39	38	38
Exploration Blocks จำนวนแปลงสำรวจ	50	49	49	48	48
Proved Reserve at December 31³ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ 31 ธันวาคม³					
Natural Gas (Tcf) ก๊าซธรรมชาติ (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต)	6.83	6.41	6.05	4.88	3.94
Condensate (MMbbl) คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล)	171.08	166.10	155.72	127.21	102.65
Crude Oil (MMbbl) น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)	178.33	156.40	136.88	125.54	92.44

¹ รวมหลุมประเมินผล

¹ Including appraisal wells

² จัดเก็บในเดือนพฤษภาคมถึงสิงหาคมของปีถัดไป

² Collected in May to August of the following year

³ รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

³ Including half of MTJDA

11.2

SALES VOLUME, VALUE AND ROYALTY (ANNUAL)

ปริมาณ มูลค่าปีโตรเทียม และค่าภาคหลวง (รายปี)

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Erawan														
• Sales (MMCF)	614,049.60	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	59,027.43	3,268,927.80
• 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	9,857.98	337,496.50
• 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	1,232.25	42,204.98
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	33,017.17	801,640.01
• 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	5,958.88	102,548.04
• 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	744.86	12,818.46
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	87,942.39	2,714,449.89
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	17,190.13	352,337.22
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	2,148.77	44,042.33
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	110,723.30	1,957,086.46
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	17,942.35	284,264.09
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	2,242.79	35,532.63
Funan + Jakrawan + West Jakrawan + Gomin + Dara + S Gomin														
• Sales (MMCF)	0.00	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	80,432.69	2,497,917.91
• Value (MMBaht)	0.00	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	15,098.42	341,300.95
• Royalty (MMBaht)	0.00	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	1,887.30	42,662.58
Pailin + Morakot+North Pailin + North West Moragot + South Pailin														
• Sales (MMCF)	0.00	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	120,387.63	2,619,064.99
• Value (MMBaht)	0.00	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	23,580.10	481,806.55
• Royalty (MMBaht)	0.00	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	2,947.51	60,225.82
Yala 10A + Yala U2 + Yala U3														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	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	14,482.85	386,973.85
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	2,279.45	61,523.58
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	2,889.81	500.16	852.40	752.60	563.58	617.89	330.89	249.36	312.81	336.02	284.93	7,690.45
Bongkot + Bongkot South														
• Sales (MMCF)	0.00	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	279,025.83	6,085,418.55
• Value (MMBaht)	0.00	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	57,800.75	1,063,856.87
• Royalty (MMBaht)	0.00	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	7,235.98	132,992.99
Arthit														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	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	81,666.87	1,227,168.82
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	16,303.99	230,153.06
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	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	2,038.00	28,769.13
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	2,519.02	384,949.12
• 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	486.97	22,330.48
• 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	60.87	2,800.29
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	2,966.09	418,286.24
• 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	319.60	39,059.49
• 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	39.95	4,882.43
Tantawan														
• Sales (MMCF)	0.00	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	0.00	0.00	0.00	250,209.63
• Value (MMBaht)	0.00	7,094.31	15,824.22	1,238.76	537.21	365.77	412.02	631.49	1,444.00	286.48	0.00	0.00	0.00	27,834.26
• Royalty (MMBaht)	0.00	718.10	2,153.12	158.82	68.84	45.78	51.13	77.55	182.81	35.70	0.00	0.00	0.00	3,491.85
Benchamas+Benchamas North+ Maliwan + Jarmjuree														
• Sales (MMCF)	0.00	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	16,950.47	870,462.03
• Value (MMBaht)	0.00	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	2,192.32	122,551.79
• Royalty (MMBaht)	0.00	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	236.01	15,941.23

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

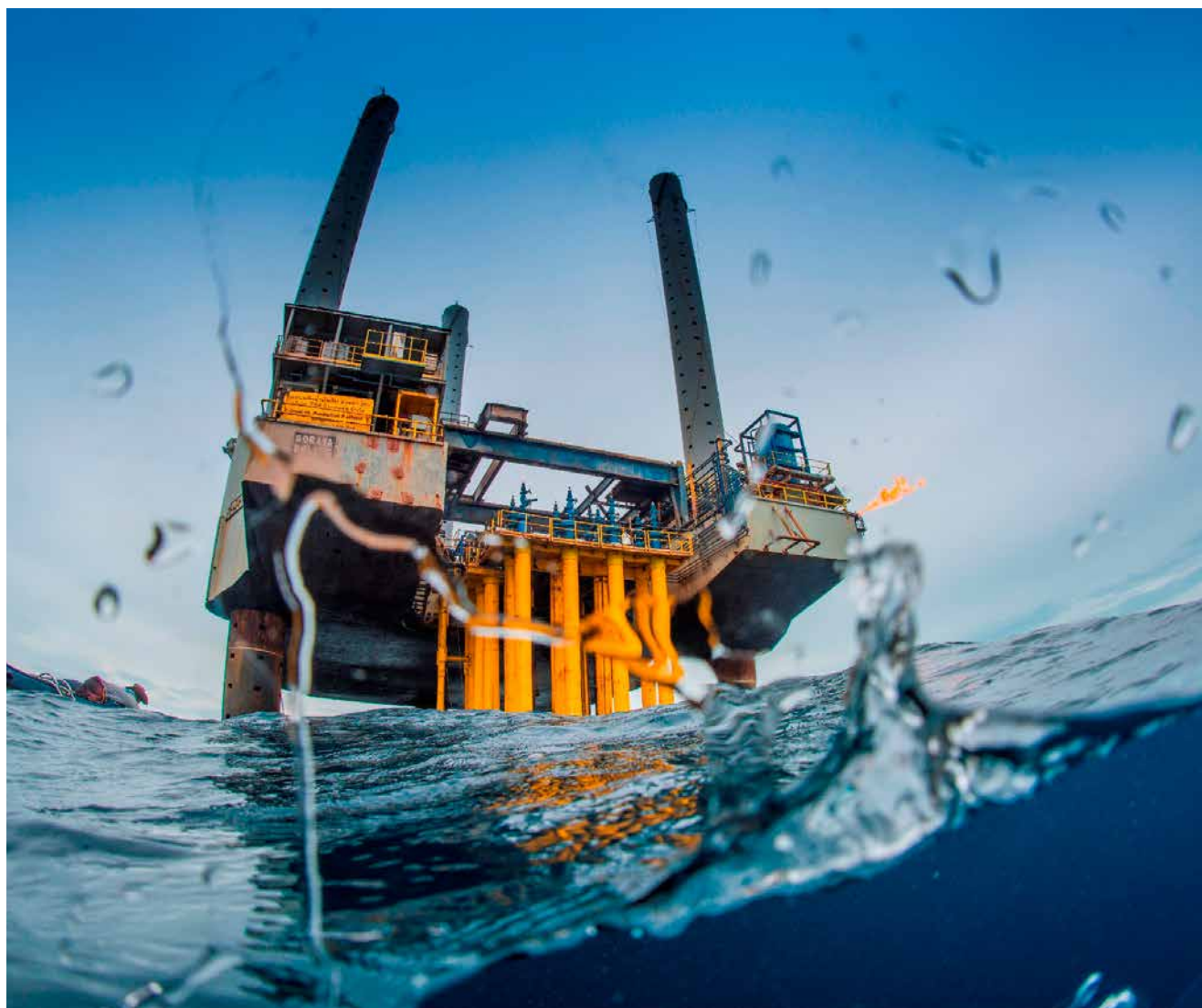
PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Rajpruek														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	13,354.02	2,285.24	373.81	115.26	283.68	210.38	294.99	108.38		0.00	0.00	17,025.76
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	1,728.58	385.11	72.29	18.56	47.21	29.98	35.99	14.41	(0.00)	0.00	0.00	2,332.14
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	216.07	48.14	9.04	2.32	5.90	3.75	4.50	1.80	(0.00)	0.00	0.00	291.52
Sinphuhorn														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	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	34,334.26	470,916.06
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	3,917.42	93,144.98
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3,396.55	1,018.01	1,188.29	986.07	1,203.49	909.61	647.95	531.62	640.28	631.56	483.78	11,637.23
Lanta + Surin														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	3,778.96	1,061.08	443.48	634.00	8,844.19	785.16	653.41	787.41	526.52	573.46	548.25	18,635.91
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	652.20	185.51	90.03	118.17	239.58	121.14	82.99	109.75	79.76	90.40	72.40	1,841.94
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	50.30	12.10	6.38	7.25	16.88	8.58	5.48	7.32	4.57	4.95	4.15	127.96
Yungthong														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	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	2,316.16	27,436.91
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	230.44	689.62	674.46	622.26	713.16	378.21	413.65	305.62	340.54	195.98	368.50	4,932.44
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	12.15	39.54	37.09	33.36	37.75	19.58	21.62	16.01	17.82	9.80	18.42	263.14
Chaba														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	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	1,761.30	23,630.65
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	464.09	318.48	499.90	242.02	110.37	115.04	273.26	386.88	320.20	301.07	183.32	3,214.63
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	61.91	40.88	64.15	30.36	13.88	14.27	34.54	47.48	35.97	35.25	19.87	398.57
Pakarang + Pakarang South														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	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	30,741.12	269,462.74
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	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	5,252.68	51,487.44
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	156.05	640.37	699.39	431.36	695.16	653.33	666.90	960.17	876.61	656.58	6,435.93
Burapa														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	96.44	115.67	125.08	28.64	15.49	22.83	8.83	412.99
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.18	5.47	6.00	1.37	0.73	1.01	0.39	19.14
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.27	0.30	0.07	0.04	0.05	0.02	0.96
G8/50														
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	73.70	358.41	224.08	68.88	0.00	725.07
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.78	63.20	42.78	14.57	0.00	133.34
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	3.16	2.14	0.73	0.00	6.67
G12/48														
• Sales (MMCF)											43.17	3,459.14	6,355.61	9,857.92
• Value (MMBaht)											12.24	932.03	1,511.96	2,456.24
• Royalty (MMBaht)											0.61	46.96	78.60	126.17
Na sanun East														
• Sales (MMCF)											6.10	14.50	0.00	20.60
• Value (MMBaht)											0.39	0.95	0.00	1.34
• Royalty (MMBaht)											0.02	0.05	0.00	0.07
MGWH G7/50														
• Sales (MMCF)													390.58	390.58
• Value (MMBaht)													76.19	76.19
• Royalty (MMBaht)													3.81	3.81
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	965,597.85	24,321,070.47
• 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	180,393.80	3,626,702.72
• 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	22,364.48	453,347.19

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	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	1,938.50	2,279.77	2,338.27	2,153.14	1,841.29	1,604.61	92,362.87
• 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	1,919.48	142,738.01
• 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	239.94	17,842.24
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	1,230.94	1,273.24	17,193.21
• 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	1,517.50	35,628.47
• 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	189.69	4,453.55
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	1,620.20	57,982.88
• 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	1,901.05	74,002.06
• 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	237.63	9,250.22
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	1,530.00	43,676.19
• 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	1,920.03	72,191.49
• 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	240.00	9,023.91
Funan														
• Sales (MBBL)	0.00	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	991.16	46,102.30
• Value (MMBaht)	0.00	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	1,113.58	69,460.31
• Royalty (MMBaht)	0.00	1,189.90	4,071.22	568.16	641.99	443.35	343.53	268.98	239.97	247.48	359.51	169.24	139.20	8,682.52
Jakrawan + West Jakrawan														
• Sales (MBBL)	0.00	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	607.41	19,194.26
• Value (MMBaht)	0.00	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	749.50	35,557.36
• Royalty (MMBaht)	0.00	320.01	1,865.58	169.41	196.71	489.28	286.31	176.20	137.94	270.11	261.08	178.32	93.69	4,444.64
Surat														
• Sales (MBBL)	0.00	1,600.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,600.38
• Value (MMBaht)	0.00	776.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	776.81
• Royalty (MMBaht)	0.00	97.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	97.36
Gomin + S Gomin														
• Sales (MBBL)	0.00	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	1,436.19	24,058.53
• Value (MMBaht)	0.00	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	1,801.60	44,862.11
• Royalty (MMBaht)	0.00	260.69	1,339.03	627.36	492.48	385.78	416.10	200.28	242.94	301.64	457.11	657.97	225.20	5,606.58
Pladang + Trat + Pladang_PLCPP2 + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + South Trat + Trat 11A + Trat U3														
• Sales (MBBL)	0.00	2,430.88	9,619.17	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	1,301.12	29,086.85
• Value (MMBaht)	0.00	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	1,605.11	55,834.38
• Royalty (MMBaht)	0.00	258.53	2,104.30	189.53	391.53	590.46	979.70	322.07	445.61	457.25	424.80	614.86	200.64	6,979.28
Plamuk														
• Sales (MBBL)	0.00	146.36	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.46	0.00	147.72
• Value (MMBaht)	0.00	119.60	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.86	0.00	121.39
• Royalty (MMBaht)	0.00	14.94	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.00	15.16
Pailin + Morakot + North Pailin + North West Moragot + South Pailin														
• Sales (MBBL)	0.00	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	4,875.71	116,646.30
• Value (MMBaht)	0.00	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	6,109.38	244,401.08
• Royalty (MMBaht)	0.00	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	763.67	30,549.74
Arthit														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	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	3,891.30	55,856.02
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	4,805.92	132,762.55
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	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	600.74	16,595.32
Bongkot + Bongkot South														
• Sales (MBBL)	0.00	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	7,767.02	182,730.45
• Value (MMBaht)	0.00	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	9,327.71	351,643.91
• Royalty (MMBaht)	0.00	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	1,165.96	43,955.47
Sinphuborn														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	660.75	138.77	156.34	139.39	151.32	168.07	159.22	91.43	89.62	99.49	103.51	1,957.91
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	1,502.86	424.42	485.12	410.71	452.38	280.69	236.97	161.79	189.74	172.82	114.94	4,432.47
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	187.86	53.05	60.64	51.34	56.55	35.09	29.62	20.22	23.72	21.60	14.37	554.06

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Pakarang + Pakarang South														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	201.90	1,080.66	1,083.46	1,160.24	1,223.51	1,039.85	849.42	1,172.95	1,053.42	723.75	9,589.16
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	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	892.58	21,895.52
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	80.24	441.08	427.76	453.78	267.11	196.85	192.50	319.83	246.20	111.57	2,736.94
G12/48														
• Sales (MBBL)												40.02	160.08	200.10
• Value (MMBaht)												70.64	200.92	271.56
• Royalty (MMBaht)												3.76	11.34	15.10
G8/50														
• Sales (MBBL)									0.00	18.00	10.00	3.07	0.00	31.07
• Value (MMBaht)									0.00	29.37	23.31	6.47	0.00	59.15
• Royalty (MMBaht)									0.00	1.47	1.17	0.32	0.00	2.96
Morakot G7/50														
• Sales (MBBL)													33.22	33.22
• Value (MMBaht)													43.57	43.57
• Royalty (MMBaht)													2.18	2.18
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	27,918.52	742,359.82
• 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	34,022.87	1,309,509.64
• 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	4,235.81	163,664.58



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

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	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	66.57	2,872.32
• 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	919.78	27,264.89
• 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	114.97	3,408.10
Platong + Platong U3 + South Platong														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	4,086.90	27.98	7.93	9.89	70.71	332.21	290.48	657.11	1,152.19	1,924.64	2,046.90	10,606.93
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	6,551.73	91.66	27.46	32.97	193.46	547.41	412.70	1,190.92	2,726.06	3,958.17	2,735.66	18,468.21
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	818.97	11.46	3.43	4.12	24.18	68.43	51.59	148.87	340.76	494.77	341.96	2,308.53
Kaphong + Kaphong 10A + Kaphong U3														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	8,590.03	1,985.39	897.36	887.80	718.90	1,910.50	3,092.99	2,618.17	2,535.38	2,825.40	1,744.93	27,806.86
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	2,378.64	61,435.97
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	2,508.45	810.23	389.88	367.46	295.84	384.88	557.48	603.67	739.85	724.43	297.33	7,679.50
Plamuk														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	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	3,383.29	92,764.13
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	4,390.65	223,657.06
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	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	548.83	27,957.13
Surat														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	6,779.13	1,724.14	984.59	570.47	1,133.41	643.58	294.56	193.46	494.56	481.28	315.37	13,614.55
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	415.07	34,402.27
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,904.82	718.10	425.44	238.95	449.33	142.47	54.57	44.79	147.51	122.43	51.88	4,300.28
Yala + Yala 10A + Yala U2 + Yala U3														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	28,544.08	3,353.23	1,924.11	1,927.79	1,261.31	2,050.61	2,085.96	1,547.87	2,366.48	2,315.62	2,297.01	49,674.08
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	3,175.26	117,507.71
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	8,328.44	1,381.98	840.87	798.17	483.18	441.61	394.39	357.94	678.13	586.85	396.91	14,688.46
Pladang + Trat + Satun + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + Pladang_PLCPP2														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	210.73	0.00	1.31	0.00	19.72	30.80	93.76	73.33	338.06	299.44	168.73	1,235.88
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	499.72	0.00	4.40	0.00	52.31	53.30	148.51	137.43	807.05	630.76	224.15	2,557.64
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	62.47	0.00	0.55	0.00	6.54	6.66	18.56	17.18	100.88	78.85	28.02	319.71
Jasmine														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	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	3,814.27	80,952.81
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	5,055.44	190,922.45
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	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	631.93	23,865.31
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	10,662.61	302,133.63
• 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	13,063.42	417,917.57
• 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	1,632.93	52,239.74
Nang Nuan														
• Sales (MBBL)	475.75	4,030.71	1,124.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5,630.57
• Value (MMBaht)	156.14	1,897.89	2,553.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4,607.82
• Royalty (MMBaht)	19.52	237.22	319.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	575.96
Kamphang Saen + U-Thong + Sangkrajai														
• Sales (MBBL)	0.00	3,097.05	1,915.24	142.70	136.14	120.19	97.35	140.98	134.48	92.49	92.06	83.19	49.31	6,101.18
• Value (MMBaht)	0.00	1,320.56	3,155.16	438.20	440.84	362.68	284.35	226.16	173.38	155.39	195.92	153.60	64.48	6,970.73
• Royalty (MMBaht)	0.00	65.54	157.75	21.91	22.04	18.13	14.22	11.31	8.67	7.77	9.80	7.68	3.22	348.05
Bung Ya + Bung Muang + Nong Sa														
• Sales (MBBL)	0.00	1,247.72	4,128.91	493.99	596.57	625.12	550.14	520.71	526.00	415.34	440.05	448.44	401.19	10,394.16
• Value (MMBaht)	0.00	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	510.30	20,074.76
• Royalty (MMBaht)	0.00	32.96	394.54	76.62	96.81	94.76	80.84	42.58	34.73	35.71	47.41	41.25	25.52	1,003.72
Wichian Buri + Nasanun + WBEXT-3 + POE Na sanun East + Borang North														
• Sales (MBBL)	0.00	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	192.51	17,153.21
• Value (MMBaht)	0.00	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	243.35	35,712.42
• Royalty (MMBaht)	0.00	10.56	1,273.01	133.63	86.33	66.58	197.33	168.80	89.90	48.76	41.94	23.51	12.17	2,152.52
Tantawan														
• Sales (MBBL)	0.00	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	0.00	0.00	34,626.45
• Value (MMBaht)	0.00	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	0.00	0.00	62,498.49
• Royalty (MMBaht)	0.00	872.84	5,087.72	552.02	545.50	451.02	235.51	165.21	212.73	114.46	34.33	0.00	0.00	8,271.36

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

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Benchamas + Maliwan + Jarmjuree + Benchamas North + Jarmjuree North														
• Sales (MBBL)	0.00	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	5,200.78	228,716.17
• Value (MMBaht)	0.00	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	7,176.55	485,854.58
• Royalty (MMBaht)	0.00	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	782.59	63,693.34
Rajapruek + Lanta + Surin														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	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	1,498.58	35,652.81
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	2,065.26	88,371.04
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3,428.03	736.18	745.02	444.55	581.04	335.67	244.15	286.83	184.85	127.59	119.22	7,233.13
Bauluang														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	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	3,554.30	40,774.34
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	4,338.95	91,435.87
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,168.01	660.61	791.84	1,237.37	1,207.28	655.43	300.93	469.31	479.72	348.73	342.51	7,661.74
Songkhla														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	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	698.57	45,385.15
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	967.80	113,243.22
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	716.86	890.63	2,301.47	2,761.00	1,460.58	729.26	567.48	467.70	373.35	309.61	70.40	10,648.32
Yungthong														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	629.05	931.41	821.29	646.67	631.25	357.99	578.13	482.84	557.40	245.13	169.81	6,050.98
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	221.18	16,407.03
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	83.51	199.43	168.42	126.60	117.51	37.42	52.19	51.54	70.20	25.22	11.06	943.09
Chaba														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	3,115.29	814.45	643.06	376.02	493.57	336.94	974.05	937.62	682.27	1,132.37	1,158.67	10,664.31
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	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	1,531.04	24,805.84
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,007.83	361.30	294.77	156.64	203.43	76.31	193.10	217.56	181.68	275.61	172.61	3,140.84
North Kung														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	228.77	492.42	467.00	216.40	191.53	242.56	345.94	69.13	22.23	0.00	0.00	2,275.98
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	568.72	1,588.55	1,597.41	716.08	622.36	368.17	473.73	124.24	52.66	0.00	0.00	6,111.93
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	71.09	198.57	199.68	89.51	77.80	46.02	59.22	15.53	6.58	0.00	0.00	763.99
Arunothai														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	8.39	13.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.22
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	20.14	42.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	63.08
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1.01	2.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.15
Burapa														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	86.88	0.00	221.87	218.24	210.09	189.11	200.13	49.51	33.57	54.42	19.35	1,283.18
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	197.50	0.00	704.81	662.30	632.53	312.71	270.84	87.63	77.81	102.69	24.16	3,072.97
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	9.87	0.00	35.24	33.12	31.63	15.64	13.54	4.38	3.89	5.13	1.21	153.65
L53A + L53D + L53G														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	28.68	165.71	342.98	323.68	239.45	221.50	189.06	185.12	182.16	773.68	887.95	3,539.96
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	61.67	498.84	1,093.41	950.14	687.44	342.11	243.30	308.93	379.08	1,330.89	1,111.21	7,007.01
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3.08	24.94	54.67	47.51	34.37	17.11	12.16	15.45	18.95	70.45	58.38	357.07
Bung Krathiam														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.70	1.10	1.13	1.02	0.65	0.00	0.70	0.16	0.21	5.76	0.03	11.45
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	1.63	3.39	3.71	3.09	1.74	0.00	0.93	0.28	0.50	10.84	0.04	26.15
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.08	0.17	0.19	0.15	0.09	0.00	0.05	0.01	0.02	0.54	0.00	1.31
L33														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	41.73	83.58	26.40	17.31	16.32	14.58	11.73	67.14	126.74	23.66	17.21	446.39
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	96.62	244.19	82.47	50.02	45.47	22.64	14.87	117.47	262.57	43.16	21.55	1,001.04
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	4.83	12.21	4.12	2.50	2.27	1.13	0.74	5.87	13.13	2.16	1.08	50.05
Nong Phuk Chi														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	1.04	4.49	65.37	44.19	108.36	193.69	229.18	380.00	603.62	366.31	1,996.26
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	3.24	13.73	198.73	130.66	171.20	265.92	386.79	807.59	1,115.73	467.62	3,561.21
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.16	0.69	9.94	6.53	8.56	13.30	19.34	40.38	56.14	23.38	178.42
SW. Platong + SW Platong_U2														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	12.02	0.00	0.00	0.44	172.65	174.79	179.77	382.38	295.10	471.85	1,688.99
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	39.76	0.00	0.00	0.92	302.53	275.97	325.37	899.11	596.37	592.31	3,032.34
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	4.97	0.00	0.00	0.12	37.82	34.50	40.67	112.39	74.55	74.04	379.04

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

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Pakarang														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	4.09	0.00	0.00	11.62	578.25	1,955.67	2,208.12	2,257.86	1,018.61	1,160.57	9,194.78
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	13.48	0.00	0.00	34.24	952.92	2,943.22	4,071.67	5,269.53	2,096.11	1,556.60	16,937.78
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	1.69	0.00	0.00	4.28	119.11	367.90	508.96	658.69	262.01	194.58	2,117.22
Manora														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	103.83	5,144.16	3,982.12	2,554.71	2,275.61	2,110.00	1,876.04	18,046.47
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	202.03	8,587.87	5,441.49	4,701.87	5,221.25	4,332.89	2,343.40	30,830.81
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.17	798.84	462.83	352.87	390.42	327.87	178.18	2,522.18
Wang Phai Sung														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.35	75.10	51.29	7.86	0.00	0.00	152.60
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.00	110.16	89.06	16.31	0.00	0.00	241.52
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	5.51	4.45	0.82	0.00	0.00	12.08
Wassana														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	288.40	2,907.14	1,520.38	1,533.17	1,649.37	676.46	8,574.93
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	317.74	2,647.60	2,286.23	3,253.59	3,018.16	689.01	12,212.34
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	24.75	206.33	171.13	233.72	231.95	49.87	917.74
Nong Yao														
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	846.04	3,639.43	3,186.74	2,998.34	2,712.63	2,861.06	16,244.23
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,242.93	5,120.81	5,869.54	7,047.39	5,791.85	3,678.17	28,750.68
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	82.54	428.14	467.33	531.77	443.61	285.27	2,238.65
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	45,693.65	1,083,415.64
• 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	59,961.05	2,156,964.45
• 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	6,450.04	252,133.36
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	274,377.72	7,093,176.81
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	33,050.33	869,145.13

หมายเหตุ

- G7/50 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนกรกฎาคม 2563
- G12/48 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนตุลาคม 2561
- Na sanun East เริ่มมีการขายก๊าซธรรมชาติในเดือนพฤศจิกายน 2561
- ** ปริมาณขายเฉพาะ Crude ไม่รวม LPG



11.3

2020 PRODUCTION (MONTHLY)

ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในปี 2563 (รายเดือน)

MONTHLY PRODUCTION OF NATURAL GAS IN 2020 (MMSCF)

OPERATOR	BLOCK	FIELD	JAN-20	FEB-20	MAR-20	APR-20	MAY-20	JUN-20
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group U1235	38,974.75	39,099.38	42,077.16	35,175.01	36,207.95	34,127.05
CTEP	B12/27	Pailin	12,731.15	10,849.85	12,822.28	7,905.16	7,563.21	6,949.57
Chevron Pattani	G4/48	Yung Thong	2.63	9.47	82.57	154.60	196.69	174.12
PTTEP	15-16	Bongkot	15,452.76	12,531.37	15,976.58	13,924.59	13,264.14	10,888.49
PTTEP	16-17	Bongkot South	12,591.93	11,452.83	11,406.16	8,847.46	8,744.31	11,266.09
PTTEP	14A-16A	Arthit	7,857.03	7,211.36	8,079.08	6,958.42	7,310.75	7,234.96
PTTEP	G12/48	G12/48	517.68	462.69	594.20	467.59	485.01	686.15
COTL	B8/32	Tantawan Group, Benchamas	2,051.83	1,893.07	2,055.24	1,823.68	1,901.13	1,878.53
COTL	G4/43	Lanta, Surin	57.89	80.87	65.17	51.84	58.32	68.84
Total Offshore			90,237.65	83,590.89	93,158.43	75,308.35	75,731.50	73,273.81
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	946.28	985.19	1,034.56	849.37	824.44	886.82
EMEPKI	E5	Nam Phong	260.94	240.11	252.57	241.80	251.12	241.86
PTTEP SP	EU1, E5	Sinphuhorm	3,112.96	2,008.33	2,540.94	2,744.33	3,027.33	3,040.67
ECOR	L44/43	Nasanun East, Borang North	7.77	6.97	7.24	6.83	6.52	6.35
Siam Moeco	L11/43	Burapa	3.62	3.45	3.38	2.58	2.85	0
Total Onshore			4,331.56	3,244.04	3,838.69	3,844.92	4,112.25	4,175.69
Grand Total			94,569.22	86,834.93	96,997.13	79,153.27	79,843.75	77,449.50

JUL-20	AUG-20	SEP-20	OCT-20	NOV-20	DEC-20	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	AVG. MMSCF/MONTH	AVG. MMSCFD
34,229.04	36,923.56	36,528.56	33,353.59	34,183.46	34,051.59	434,931.09	75,851,982.79	36,244.26	1,191.59
8,355.32	10,844.85	11,432.35	12,953.77	12,883.65	13,236.65	128,527.78	22,415,245.01	10,710.65	352.13
115.49	51.22	55.67	51.77	49.13	49.13	992.50	173,092.70	82.71	2.72
14,236.05	13,679.18	15,951.18	18,490.32	15,882.31	16,399.14	176,676.11	30,812,313.05	14,723.01	484.04
11,918.25	12,397.11	12,095.45	13,173.47	10,989.01	12,365.20	137,247.26	23,935,922.84	11,437.27	376.02
7,477.62	7,805.94	7,533.42	8,040.77	8,085.72	8,115.08	91,710.14	15,994,248.42	7,642.51	251.26
615.52	720.51	689.50	893.26	842.26	936.52	7,910.88	1,379,657.65	3,955.44	21.67
2,034.72	1,967.89	1,955.75	1,955.13	1,928.94	1,983.94	23,429.85	4,086,166.01	1,952.49	64.19
40.58	55.66	50.21	38.17	38.01	33.42	638.98	111,438.11	53.25	1.75
79,022.59	84,445.91	86,292.07	88,950.24	84,882.48	87,170.67	1,002,064.60	174,760,066.58	83,505.38	2,745.38
917.52	950.33	923.05	888.49	872.61	881.22	10,959.86	1,911,399.46	913.32	30.03
248.76	249.32	241.68	250.79	240.92	247.77	2,967.63	517,554.41	247.30	8.13
3,344.07	3,254.37	2,717.51	2,798.08	2,904.55	2,963.88	34,457.02	6,009,303.80	2,871.42	94.40
6.49	6.89	6.59	6.74	6.65	6.60	81.64	14,238.27	40.82	0.22
-	-	-	-	-	-	15.88	2,769.51	3.97	0.07
4,516.85	4,460.92	3,888.82	3,944.10	4,024.72	4,099.46	48,482.03	8,455,265.45	4,040.17	132.83
83,539.44	88,906.83	90,180.89	92,894.34	88,907.21	91,270.13	1,050,546.63	183,215,332.03	87,545.55	2,878.21

MONTHLY PRODUCTION OF CONDENSATE IN 2020 (BBL)

OPERATOR	BLOCK	FIELD	JAN-20	FEB-20	MAR-20	APR-20	MAY-20	JUN-20
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group U1235	1,380,102	1,324,445	1,413,535	1,174,563	1,242,677	1,126,002
CTEP	B12/27	Pailin	476,555	427,151	488,751	326,435	276,878	264,503
PTTEP	15-16	Bongkot	428,250	328,581	419,235	367,731	353,189	308,938
PTTEP	16-17	Bongkot South	323,586	297,557	312,321	245,156	252,236	284,905
PTTEP	14A-16A	Arthit	298,284	289,784	334,081	299,882	313,455	302,836
PTTEP	G12/48	G12/48	6,835	5,354	8,357	6,851	6,682	8,901
Total Offshore			2,913,612	2,672,872	2,976,279	2,420,617	2,445,117	2,296,086
PTTEP SP	EU1, E5	Sinphuhorm	9,856	5,013	8,984	8,321	9,040	8,661
Total Onshore			9,856	5,013	8,984	8,321	9,040	8,661
Grand Total			2,923,468	2,677,886	2,985,263	2,428,938	2,454,157	2,304,747



JUL-20	AUG-20	SEP-20	OCT-20	NOV-20	DEC-20	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	AVG.BBL/MONTH	AVG., BBLD
1,077,320	1,177,452	1,251,694	1,081,056	1,085,650	1,044,463	14,378,959	13,079,101	1,198,247	39,394
353,448	414,636	408,581	471,728	489,814	509,330	4,907,810	4,464,144	408,984	13,446
373,917	344,192	380,656	407,964	325,948	346,041	4,384,643	3,988,271	365,387	12,013
312,677	294,767	283,725	303,882	260,592	262,733	3,434,136	3,123,690	286,178	9,409
306,731	315,286	307,774	330,131	322,108	318,827	3,739,179	3,401,157	311,598	10,244
8,701	9,642	11,010	17,801	18,537	24,952	133,623	121,544	66,811.73	366
2,432,794	2,555,975	2,643,440	2,612,561	2,502,650	2,506,346	30,978,351	28,177,908	2,581,529	84,872.19
10,086	10,004	8,117	8,167	8,774	8,232	103,255	93,920	8,605	283
10,086	10,004	8,117	8,167	8,774	8,232	103,255	93,920	8,605	283
2,442,879	2,565,979	2,651,557	2,620,729	2,511,424	2,514,578	31,081,605	28,271,828	2,590,134	85,155



MONTHLY PRODUCTION OF CRUDE OIL IN 2020 (BBL)

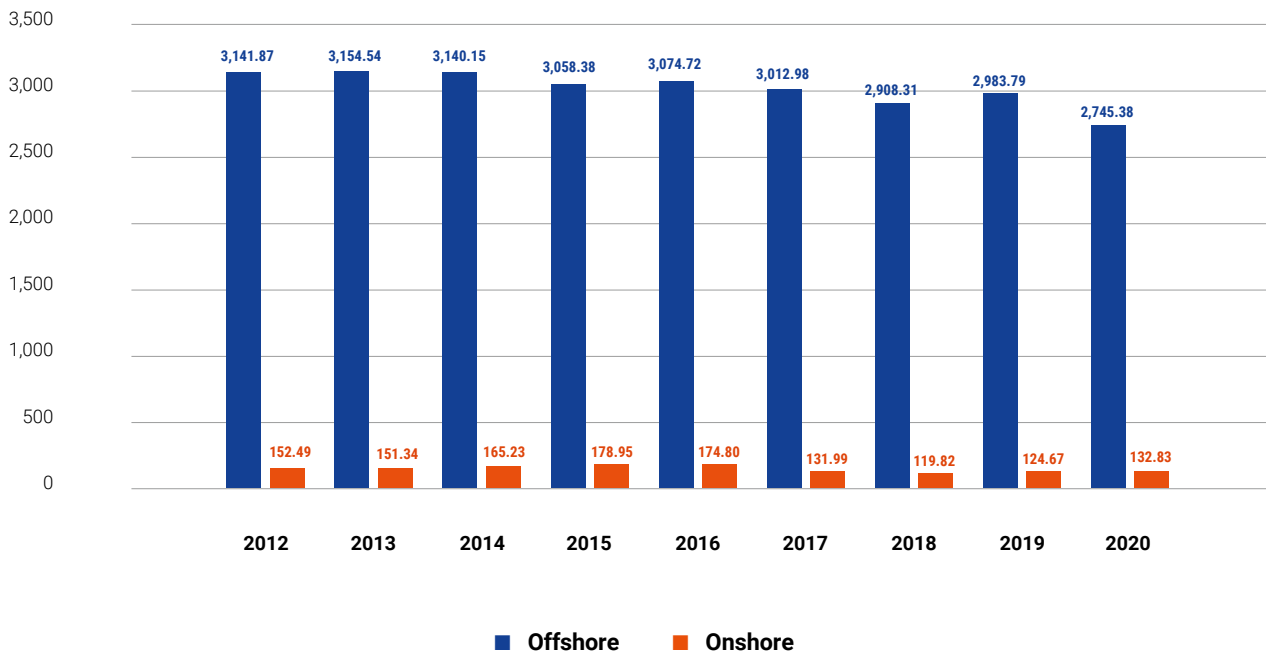
OPERATOR	BLOCK	FIELD	JAN-20	FEB-20	MAR-20	APR-20	MAY-20	JUN-20
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group U1235	847,051	786,651	845,059	750,752	746,832	578,193
Chevron Pattani	G4/48	Yung Thong	4,584	2,582	9,120	1,211	1,939	3,861
COTL	B8/32	Tantawan Group, Benchamas	592,648	542,296	600,629	526,002	539,670	508,535
COTL	G4/43	Lanta, Surin	138,868	138,670	123,194	127,971	132,664	131,136
MP B5	B5/27	Jusmine, Ban Yen	355,478	325,423	330,142	333,334	381,627	356,131
MP G1	G1/48	Manora	175,298	164,710	163,492	149,975	115,409	145,506
MP G11	G11/48	Nong Yao	230,191	271,678	344,689	328,565	281,263	260,376
KrisEnergy	G10/48	Wassana	123,880	116,671	110,908	103,352	81,620	-
Medco	B8/38	Bualuang	288,599	300,254	248,441	328,031	313,510	346,418
CEC	G5/43	Songkhla	97,930	89,020	94,160	89,380	36,325	5,550
Total Offshore			2,854,527	2,737,955	2,869,834	2,738,572	2,630,858	2,335,706
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	927,447	903,206	937,946	846,764	852,780	843,730
PTTEP Inter	PTTEP1	Kamphaeng Saen, U-Thong, Sang Krajai	5,478	4,070	3,964	3,563	3,494	3,214
PTTEP Inter	L54/43	Nong Phak Chi	9,494	37,405	36,811	10,041	33,050	28,466
SINO US.	NC	Bung Ya, Bung Muang	13,314	13,127	15,056	7,654	13,375	12,827
CNPCHK	L21/43	Bung Ya West, Nong Sa, Bung Mung West	24,451	22,973	23,680	22,575	22,665	21,118
ECOE	SW1	Wichianburi, Na Sanun, Si thep	2,519	2,274	2,364	2,247	2,256	2,119
ECOR	L33/43	L33	501	471	334	-	-	-
ECOR	L44/43	Nasanun East, Bo Rang North	18,550	16,311	16,579	15,254	14,625	14,634
POS	L53/48	L53	66,370	70,610	85,278	72,261	66,128	61,797
Siam Moeco	L11/43	Burapa	4,232	3,897	3,802	3,053	3,476	0
Total Onshore			1,072,356	1,074,345	1,125,813	983,411	1,011,850	987,907
Grand Total			3,926,884	3,812,300	3,995,647	3,721,983	3,642,708	3,323,612
Fang			22,667	20,940	22,171	19,619	19,410	22,066
Sirikit (LPG, Ton)			6,043	5,771	5,875	5,173	4,524	5,911

JUL-20	AUG-20	SEP-20	OCT-20	NOV-20	DEC-20	TOTAL	AVG. BBL/ MONTH	AVG., BBLD
754,506	733,593	713,194	776,316	671,799	671,799	8,875,745	739,645	24,317
1,701	1,411	2,441	2,920	2,286	2,286	36,342	3,029	100
538,963	552,694	526,069	498,691	502,709	478,294	6,407,200	533,933	17,554
112,509	104,677	120,563	110,620	98,686	101,031	1,440,589	120,049	3,947
345,610	323,202	292,617	289,806	267,748	247,337	3,848,454	320,705	10,544
202,075	218,442	224,256	244,540	211,816	188,428	2,203,946	183,662	6,038
265,841	266,982	228,340	230,763	176,808	203,486	3,088,982	257,415	8,463
-	-	-	-	-	-	536,430	44,703	1,470
317,083	298,932	298,283	292,604	270,476	267,210	3,569,841	297,487	9,780
-	-	-	-	-	-	412,365	34,364	1,527
2,538,288	2,499,933	2,405,763	2,446,259	2,202,328	2,159,872	30,419,895	2,534,991	83,342
891,099	970,162	924,368	867,323	848,588	824,020	10,637,433	886,453	29,144
3,216	3,238	2,873	3,920	6,190	-	43,220	3,601.64	118
28,711	27,123	25,524	9,542	19,655	-	265,822	22,152	728
13,272	13,419	13,166	14,130	13,271	13,075	155,685	12,974	427
21,821	21,634	20,285	20,673	19,691	20,410	261,976	21,831.36	718
2,332	2,443	2,511	2,601	2,533	2,991	29,190	2,433	80
-	-	-	3,559	3,268	1,028	9,160	763	51
15,229	15,428	14,880	11,486	10,756	13,025	176,758	14,730	484
56,378	55,692	97,129	88,314	85,197	102,315	907,470	75,623	2,486
0	0	0	0	0	0	18,461	4,615.15	77
1,032,059	1,109,138	1,100,736	1,021,548	1,009,148	976,864	12,505,175	1,042,098	34,261
3,570,347	3,609,071	3,506,499	3,467,807	3,211,476	3,136,735	42,925,070	3,577,089	117,603
22,102	21,835	22,041	21,026	18,529	24,262	256,667	21,389	703
5,477	5,727	5,638	5,757	5,401	5,218	66,514	5,543	

หมายเหตุ : แหล่งวาสนา หยอดผลิต (ชั่วคราว) ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2563
แหล่งสงขลา หยอดผลิตถาวร ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2563
แหล่งบุรีรัมย์ หยอดผลิต (ชั่วคราว) ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2563

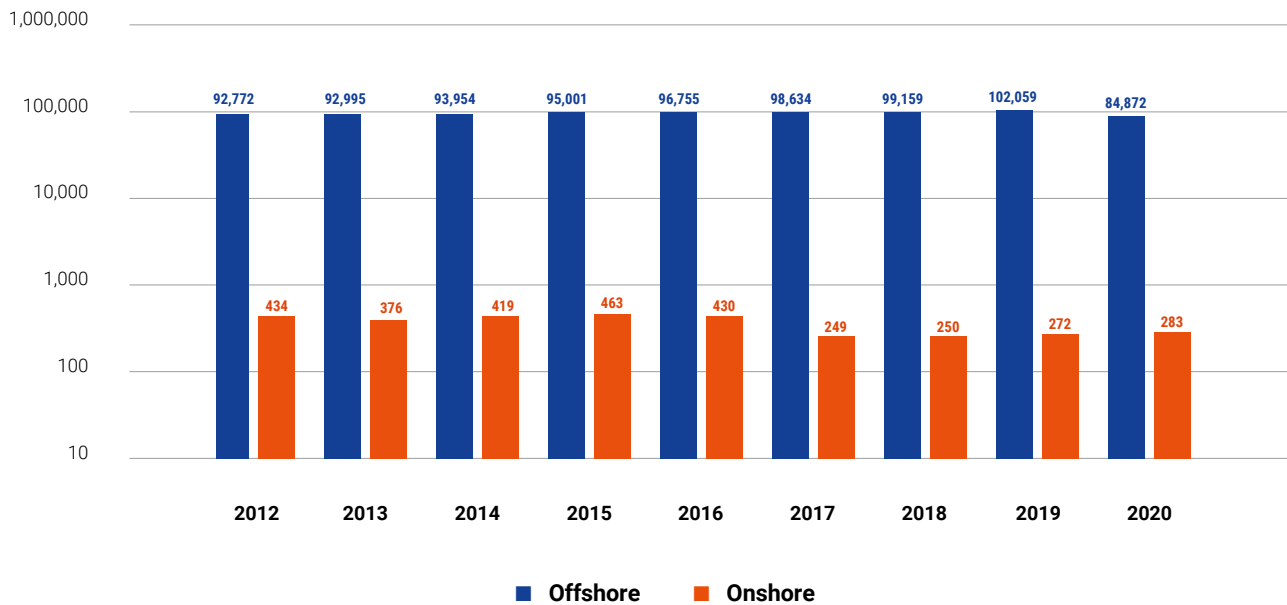
AVERAGE DAILY PRODUCTION OF NATURAL GAS IN THE YEAR 2012 - 2020

MMSCFD



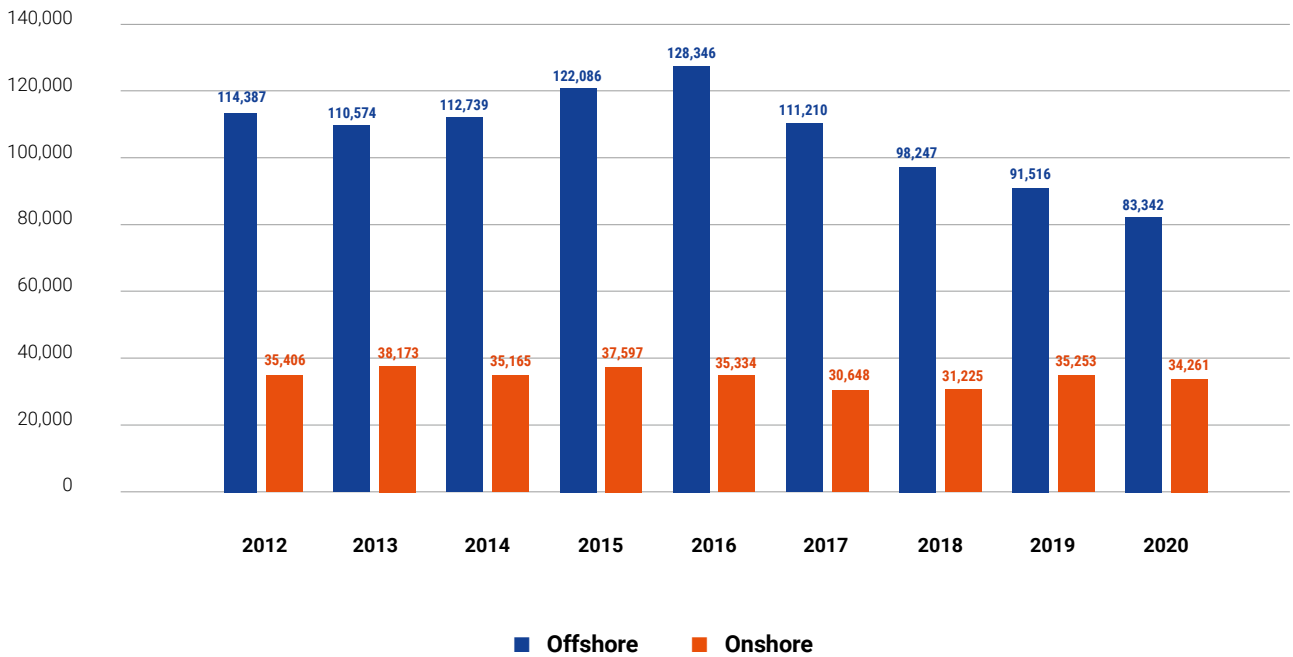
AVERAGE DAILY PRODUCTION OF CONDENSATE IN THE YEAR 2012 - 2020

BBLD



AVERAGE DAILY PRODUCTION OF CRUDE OIL IN THE YEAR 2012 - 2020

BBL/D



11.4

PETROLEUM CONCESSIONAIRES IN THAILAND

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
<p>1. บริษัท อพีโก แอลแอลซี</p> <p>2. บริษัท อพีโก้ (โคราช) จำกัด ชั้น 14 อาคารเอ็มไพร์ ทาวเวอร์ ห้อง 14-08 195 ถนนสาทรใต้ แขวงยานนาวา เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2659-5805 โทรสาร : 0-2659-5810</p>	<p>1. Apico LLC</p> <p>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</p>
<p>3. บริษัท บีจี เอเชีย อิงค์</p> <p>4. บริษัท ปิโตรเลียม รีซอสเซส (ไทยแลนด์) พีทีวาย ลิมิเต็ด 10 ถนนสุนทรโกษา เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2262-6000 โทรสาร : 0-2249-8337</p>	<p>3. BG Asia Inc. Ltd.</p> <p>4. Petroleum Resources (Thailand) Pty Limited 10 Soonthornkosa Rd. Khet Klongtoey, Bangkok 10110 Tel : 0-2262-6000 Fax : 0-2249-8337</p>
<p>5. บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด</p> <p>6. บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด</p> <p>7. บริษัท เชฟรอน ปัตตานี จำกัด</p> <p>8. บริษัท เชฟรอน บล็อก บี 8 32 (ประเทศไทย) จำกัด</p> <p>9. บริษัท เชฟรอน ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด</p> <p>10. บริษัท Chevron Blocks 5 & 6 Ltd.</p> <p>11. บริษัท Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd.</p> <p>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</p>	<p>5. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.</p> <p>6. Chevron Offshore (Thailand) Ltd.</p> <p>7. Chevron Pattani, Ltd.</p> <p>8. Chevron Block B8 32 (Thailand) Ltd.</p> <p>9. Chevron Petroleum (Thailand) Ltd.</p> <p>10. Chevron Blocks 5 & 6 Ltd.</p> <p>11. Chevron Overseas Petroleum Thailand Ltd.</p> <p>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</p>
<p>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</p>	<p>13. ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc. 11th 3195/16, Rama IV Road Kwang Klong Toey, Khet Klong Toey, Bangkok 10110 Tel : 0-2262-4000, 0-2661-3100 Fax : 0-2262-4805</p>
<p>14. บริษัท คริสเอ็นเนอร์ยี (กัลฟ์ ออฟ ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด</p> <p>15. บริษัท คริสเอ็นเนอร์ยี จี10 (ประเทศไทย) จำกัด</p> <p>16. บริษัท นงเยาว์ จี11 (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด ชั้น 7 แอทริเนียม ทาวเวอร์ 63 ถนนวิสุทธิ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 โทรศัพท์ : 0-2309-5799 โทรสาร : 0-2309- 5798</p>	<p>14. KrisEnergy (Gulf of Thailand) Ltd.</p> <p>15. KrisEnergy G10 (Thailand) Limited</p> <p>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</p>

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย

Petroleum Concessionaires in Thailand

17. **มิตรชัย ออยล์ เอ็กซ์พลอเรชัน คัมปะนี ลิมิเต็ด**
 18. **บริษัท โมเอโกะ ไทยแลนด์ จำกัด**
 19. **บริษัท สยาม โมเอโกะ จำกัด**
 ชั้น 28 อาคารคิวเฮ้าส์ ลุมพินี
 1 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ
 เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120
 โทรศัพท์ : 0-2677-7520
 โทรสาร : 0-2677-7527

17. **Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.**
 18. **Moeco Thailand Co., Ltd.**
 19. **Siam Moeco Co., Ltd.**
 28th Floor, Q House Lumpini Building
 1 South Sathorn Road, Kwang Thungmahamek
 Khet Sathorn, Bangkok 10120
 Tel : 0-2677-7520
 Fax : 0-2677-7527

20. **บริษัท เซปซ่า เอ็นเนอร์ยี (ประเทศไทย) จำกัด**
 ชั้น 16 อาคารเอ็กเชน ทาวเวอร์
 ห้อง 1601-1602, 1604
 388 ถนนสุขุมวิท แขวงคลองเตย
 เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110
 โทรศัพท์ : 0-2610-0555
 โทรสาร : 0-2610-0541

20. **CEPSA Energy (Thailand) Ltd.**
 16th Floor, Exchange Tower,
 Unit 1601-1602, 1604
 388 Sukhumvit Road, Kwang Klongtoey,
 Khet Klongtoey, Bangkok 10110
 Tel : 0-2610-0555
 Fax : 0-2610-0541

21. **บริษัท นอร์เทิร์น กัลฟ์ ปิโตรเลียม พีทีอี จำกัด**
 ชั้น 2 อาคารชั้นทาวเวอร์ส บี, ห้อง บี 205
 123 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจอมพล
 เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
 โทรศัพท์ : 0-2617-6107
 โทรสาร : 0-2617-6104

21. **Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.**
 2nd floor Sun Towers Building B, Unit B205
 123 Vibhavadi-Rangsit Road,
 Kwang Chomphon, Khet Chatuchak,
 Bangkok 10900
 Tel : 0-2617-6107
 Fax : 0-2617-6104

22. **บริษัท ออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด**
 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยีคอมเพล็กซ์ อาคารเอ
 ชั้น 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต
 แขวงจตุจักร เขตจตุจักร
 กรุงเทพฯ 10900
 โทรศัพท์ : 0-2537-4000, 0-2537-4376
 โทรสาร : 0-2537-4308

22. **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

23. **อีโค โอเรียนท์ เอ็นเนอร์ยี (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด**
 24. **บริษัท อีโค โอเรียนท์ รีซอสซีส (ประเทศไทย) จำกัด**
 อาคารรสาทาวเวอร์ 2 ชั้น12 ห้อง 1203
 555 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร
 เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
 โทรศัพท์ : 0-2937-1126-9
 โทรสาร : 0-2937-1130

23. **Eco Orient Energy (Thailand) Limited**
 24. **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

25. **บริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอร์ยี (สยาม) ลิมิเต็ด**
 อาคารรสาทาวเวอร์ 2 ชั้น17 ห้อง 1702
 555 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร
 เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
 โทรศัพท์ : 0-2937-1138-40
 โทรสาร : 0-2937-0841

25. **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

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย

Petroleum Concessionaires in Thailand

26. บริษัท เอ็มพีบี5 (ประเทศไทย) จำกัด
 27. บริษัท เอ็มพีจี1 (ประเทศไทย) จำกัด
 28. บริษัท เอ็มพีจี6 (ประเทศไทย) จำกัด
 29. บริษัท เอ็มพีจี11 (ประเทศไทย) จำกัด
 ชั้น 31 อาคารชินวัตรทาวเวอร์ 3
 1010 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร
 เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
 โทรศัพท์ : 0-2792-9777
 โทรสาร : 0-2792-9742, 02-792-9741

26. MP B5 (Thailand) Limited
 27. MP G1 (Thailand) Limited
 28. MP G6 (Thailand) Limited
 29. 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

30. บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
 31. บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
 32. บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
 33. บริษัท พีทีทีอีพี เอสที ลิมิเต็ด
 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยีคอมเพล็กซ์ อาคารเอ
 ชั้น 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต
 แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
 โทรศัพท์ : 0-2537-4000
 โทรสาร : 0-2537-4333, 0-2537-4444

30. PTT Exploration and Production Public Company Limited
 31. PTTEP International Limited
 32. PTTEP Siam Ltd.
 33. 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

34. บริษัท พลังโสภณ จำกัด
 ชั้น 21 อาคารกรุงเทพประกันภัย/ไ.ดับยู.ซี.เอ.
 25 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ
 เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120
 โทรศัพท์ : 0-2677-4177
 โทรสาร : 0-2677-4176

34. 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

35. บริษัท เมดโค เอนเนอร์ยี ไทยแลนด์
 (อีแอนด์พี) ลิมิเต็ด
 36. บริษัท เมดโค เอนเนอร์ยี ไทยแลนด์
 (บัวหลวง) ลิมิเต็ด
 ชั้น 28 ห้อง 2802 อาคารคิวเฮ้าส์ ลุมพินี
 1 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ
 เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120
 โทรศัพท์ : 0-2620-0800
 โทรสาร : 0-2620-0820

35. Medco Energi Thailand (E&P) Limited
 36. 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

37. ซิโน-ยู เอส ปิโตรเลียม อิงค์
 38. บริษัท Central Place Company Ltd.
 39. บริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด
 40. บริษัท ไทย ออฟฟ شور ปิโตรเลียม จำกัด
 41. 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

37. Sino-U.S. Petroleum Inc.
 38. Central Place Company Ltd.
 39. CNPCHK (Thailand) Limited
 40. Thai Offshore Petroleum Ltd.
 41. 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

42. บริษัท โททาล อี แอนด์ พี ไทยแลนด์
 ชั้น 12 อาคารเอเชีย เซ็นเตอร์
 173/5 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ
 เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120
 โทรศัพท์ : 0-2036-6633
 โทรสาร : 0-2163-6372

42. Total E and P Thailand
 125th Floor, Asia Center Building
 173/5 South Sathorn Road,
 Kwang Tungmahamek,
 Khet Sathorn Bangkok 10120
 Tel : 0-2036-6688
 Fax : 0-2163-6372

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย

Petroleum Concessionaires in Thailand

43. 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

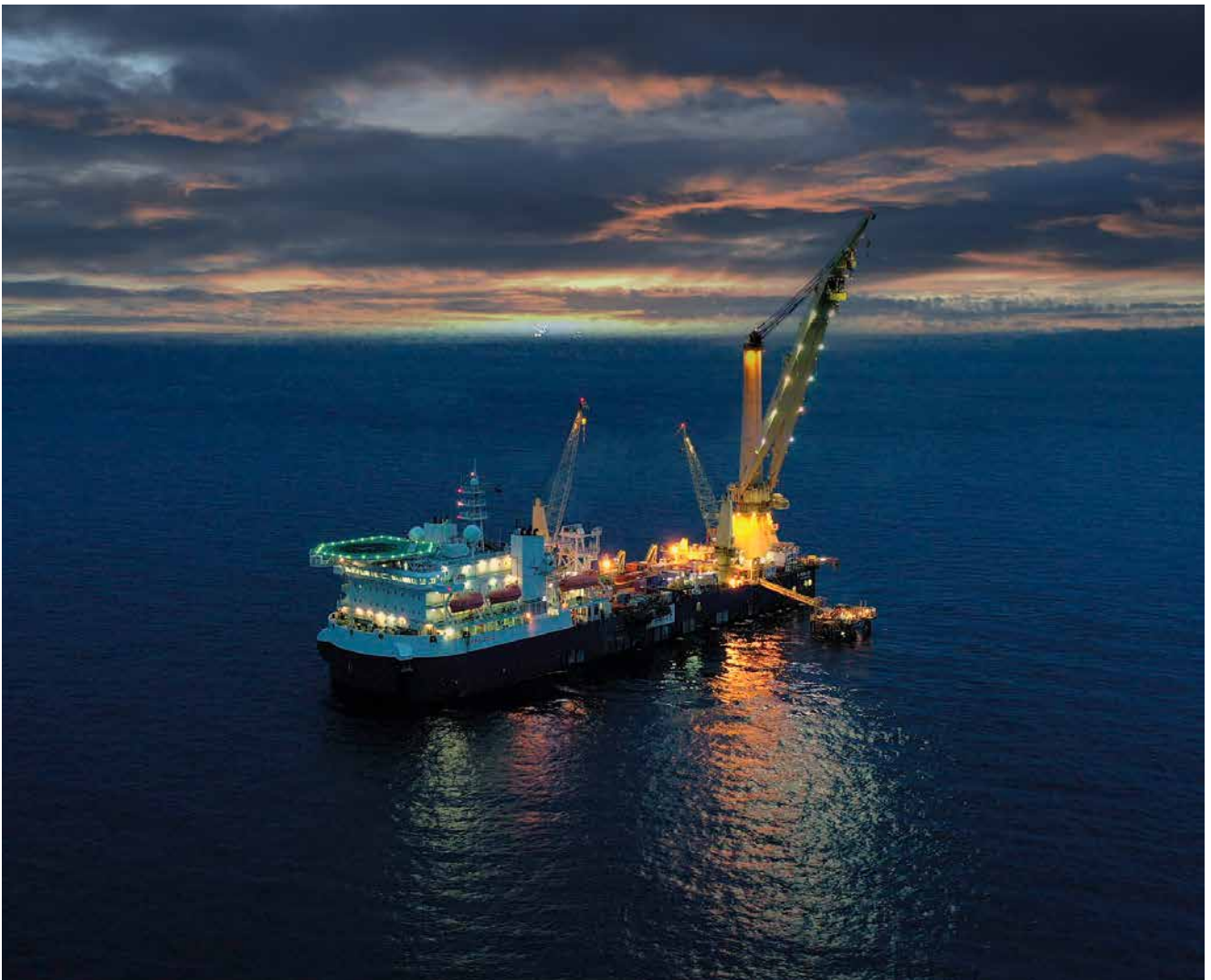
43. TPI Refinery (1997) Company Limited
 26/56 Chan Tat Mai Road
 Kwang Tungmahamek,
 Khet Sathorn, Bangkok 10120
 Tel : 0-2213-1039, 0-2285-5090
 Fax : 0-2213-1035, 0-2213-1038

44. แทป เอ็นเนอร์จี้ (ประเทศไทย) ทีทีวาย แอลทีดี
 7 ซอยโชคชัย 4 ซอย 77 ถนนโชคชัย 4
 แขวงลาดพร้าว เขตลาดพร้าว
 กรุงเทพฯ 10230
 โทรศัพท์ : 0-2245-0688

44. Tap Energy (Thailand) Pty Ltd.
 7 Chokchai 4, Soi 77, Chokchai 4 Road
 Kwang Ladprao, Khet Ladprao
 Bangkok 10230
 Tel : 0-2245-0688

45. บริษัท ทวินซ่า ออยล์ ลิมิเต็ด
46. บริษัท ทวินซ่า ออยล์ (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด
 152 ถนน Beach Road ยูนิตที่ 12-01
 อาคาร Gateway East รหัสไปรษณีย์สิงคโปร์ 189721
 โทรศัพท์ : (+65) 6595-0680

45. Twinza Oil Limited
46. Twinza Oil (Thailand) Limited
 152 Beach Road #12-01
 Gateway East Singapore 189721
 Tel : (+65) 6595-0680



**กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
กระทรวงพลังงาน**

ศูนย์เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์
อาคาร บี ชั้นที่ 21-22
เลขที่ 555/2 ถนนวิภาวดีรังสิต
แขวงจตุจักร เขตจตุจักร
กรุงเทพฯ 10900

☎ 0-2794-3000

☎ 0-2794-3058

✉ contact@dmf.go.th

DMF
ANNUAL
REPORT
2020