



Explorer's Journal

PTTEP Newsletter | ประจำไตรมาส 2/2568 | Q2/2025

ปตท.สผ.
พร้อมเป็น “พลังให้ทุกพลัง”



สร้างความมั่นคงทางพลังงาน เพื่อเป็นพลังให้ทุกชีวิต

03**CEO Talk****06****Corporate
Governance**

การกำกับดูแลกิจการที่ดี

08**Performance**

ผลประกอบการ

14**Update**

ความคืบหน้าที่สำคัญ

18**Knowledge**

สาระน่ารู้

20**Responsibility**

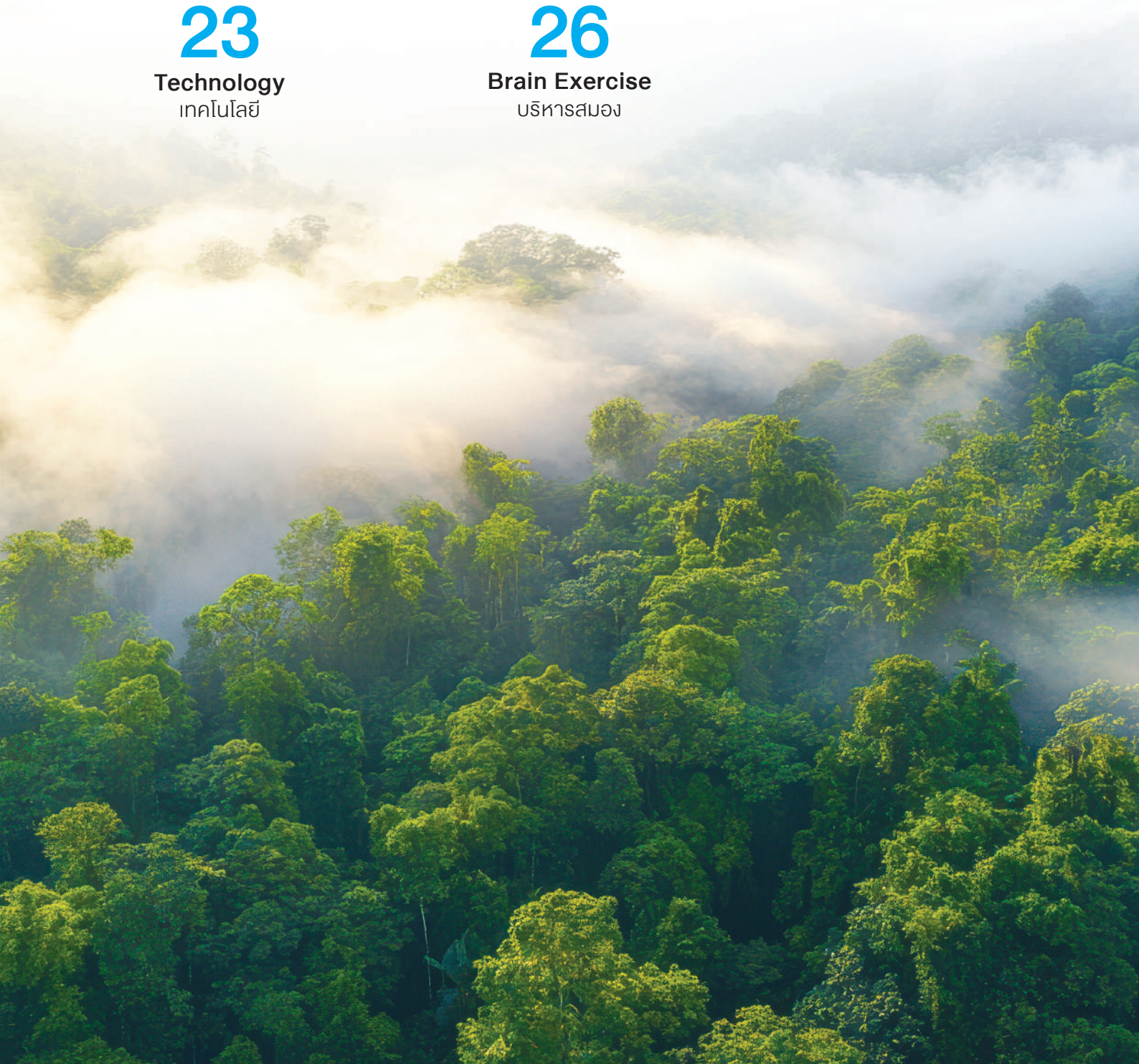
กิจกรรมเพื่อสังคม

23**Technology**

เทคโนโลยี

26**Brain Exercise**

บริหารสมอง



สวัสดิ์ศรีรับท่านผู้ถือหุ้น ท่านนักลงทุน และท่านผู้อ่านทุกท่าน

ตลอดระยะเวลา 4 ทศวรรษ นับตั้งแต่จุดเริ่มต้นของ ปตท.สผ. จากหน่วยงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเล็ก ๆ ใน ปตท. จนมาเป็นบริษัทจดทะเบียนชั้นนำของประเทศไทย ปตท.สผ. ได้มีบทบาทสำคัญในการขับเคลื่อนความมั่นคงทางพลังงาน อย่างไม่หยุดนิ่ง เพื่อสร้างเสถียรภาพทางพลังงานให้แก่ประเทศ รองรับความต้องการใช้พลังงานของประชาชนและอุตสาหกรรม ไปพร้อมกับการดูแลสังคมและสิ่งแวดล้อมควบคู่กัน และเช่นเดียวกับ อุตสาหกรรมอื่น ๆ อุตสาหกรรมพลังงานก็เผชิญกับความท้าทายหลายด้าน โดยเฉพาะความผันผวนของราคาน้ำมันดิบ ซึ่งถือเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่มีผลต่อการดำเนินงานของเรา โดยในไตรมาส 1 ปี 2568 นี้ ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 76.94 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้าที่ 73.62 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปสงค์น้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นจากสภาพอากาศที่หนาวเย็นกว่าปกติในยุโรปและอเมริกาเหนือ ประกอบกับอุปทานน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลงจากสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ที่มีความรุนแรงเพิ่มขึ้นจากการคว่ำบาตรของสหรัฐอเมริกาต่ออิหร่านและเวเนซุเอลา ปฏิบัติการทางทหารของอิสราเอลต่อกลุ่มฮามาส และการโจมตีทางอากาศในยูเครนและรัสเซีย อย่างไรก็ตาม เราคาดการณ์ว่าราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบของปี 2568 จะเคลื่อนไหวอยู่ในช่วง 65–75 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยยังมีความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจจากความตึงเครียดด้านการค้าระหว่างประเทศ โดยเฉพาะการเรียกเก็บภาษีศุลกากรของสหรัฐอเมริกาและมาตรการตอบโต้จากประเทศคู่ค้า ซึ่งยังคงเป็นปัจจัยกดดันด้านอุปสงค์ นอกจากนี้ การประกาศแผนยกเลิกการผลิตกำลังการผลิตของ OPEC+ ซึ่งเริ่มมีผลในเดือนเมษายน ส่งผลให้อุปทานปรับเพิ่มสูงขึ้นอีกด้วยครับ

ในส่วนของความคืบหน้าที่สำคัญของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ โครงการอาทิตย์ใต้บรรลุเป้าหมายการผลิตที่ระดับสูงกว่าปริมาณการผลิตตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ อีกทั้งมีการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มกำลังการผลิต และยังมีโครงการสำรวจก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมเพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตตามสัญญาฯ จาก 280 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สู่ระดับ 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นอกจากนี้ บริษัทได้เจรจาเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการสินภูฮ่อม โดยส่งผลให้สัดส่วนการลงทุนในโครงการเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 80.487 เป็นร้อยละ 90 ตั้งแต่วันที่ 16 เมษายน 2568 เป็นต้นไป สำหรับความคืบหน้าของโครงการในต่างประเทศ



โครงการสัมปทานกษาก ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ปัจจุบันโครงการอยู่ในระยะพัฒนาและคาดว่าจะสามารถเริ่มการผลิตได้ในปีนี้ และโครงการอาบูดาบีออฟชอร์ 2 ซึ่งตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดยแผนพัฒนาโครงการได้รับอนุมัติจากหน่วยงานรัฐแล้ว ซึ่งคาดว่าจะตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้ายภายในปี 2568 สำหรับความคืบหน้าที่สำคัญในส่วนของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและธุรกิจใหม่เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน โครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งก๊าซธรรมชาติโครงการอาทิตย์ใต้ในอ่าวไทย ได้ทำการศึกษาและออกแบบทางวิศวกรรม (FEED) แล้วเสร็จ อยู่ระหว่างดำเนินการทำข้อตกลงต่าง ๆ เพื่อเตรียมความพร้อมเข้าสู่การตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้ายภายในปีนี้ นอกจากนี้ โครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่ภาคตะวันออกของประเทศไทย (CCS Hub) ก็อยู่ในระหว่างการเตรียมแผนการดำเนินงานกิจกรรมสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Acquisition) เพื่อศึกษาศักยภาพในการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน และนำเสนอแนวทางในการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในประเทศไทยต่อไปครับ

สำหรับผลประกอบการของบริษัทในไตรมาส 1 ปี 2568 กำไรสุทธิและกำไรจากการดำเนินงานปกติของบริษัทลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2567 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันปรับตัวลดลงร้อยละ 3 จากไตรมาสก่อนหน้า มาอยู่ที่ 484,218 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนงานของโครงการจี 2/61 และการขายน้ำมันดิบที่ลดลงของโครงการในตะวันออกกลางและแอฟริกา สุทธิกับโครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และโครงการจี 1/61 ที่มีปริมาณขายเพิ่มขึ้นในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยของบริษัทอยู่ที่ 45.74 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งปรับตัวลดลงเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.2 จากไตรมาสก่อนหน้า ประกอบกับต้นทุนต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 5 มาอยู่ที่ 30.77 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นในส่วน of ฐานะการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2568 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 29,034 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และมีหนี้สินรวม 13,385 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย 3,882 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยมีส่วนของผู้ถือหุ้น 15,649 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ส่งผลให้อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.25 เท่า ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางการเงินของบริษัท

สุดท้ายนี้ผมมีความยินดีที่จะแจ้งให้ทุกท่านทราบว่าจากความมุ่งมั่นและดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรม ส่งผลให้ ปตท.สผ. ได้รับการคัดเลือกให้อยู่ใน The Sustainability Yearbook 2025 ต่อเนื่องเป็นปีที่ 12 จาก S&P Global ของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซขั้นต้นและครบวงจร (Oil & Gas Upstream & Integrated) ถือเป็นความภาคภูมิใจของเราและเป็นแรงผลักดันให้เรามุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส ตรวจสอบได้ และคำนึงถึงผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกฝ่าย เพื่อให้บรรลุวิสัยทัศน์ในการเป็น Energy Partner of Choice และจากการเดินทางตลอด 40 ปี ของ ปตท.สผ. มาจนถึงวันนี้เรายังคงมุ่งมั่นสานภารกิจหลักในการสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศไทยอย่างจริงจังเพื่อร่วมเป็นแรงขับเคลื่อนให้กับประเทศชาติต่อไปครับ

แล้วพบกันฉบับหน้า ขอขอบคุณครับ

Greetings shareholders, investors, and readers,

Over the past 4 decades, since the early days of PTTEP as a small petroleum exploration and production unit within PTT, the Company has grown into one of Thailand's leading listed companies. PTTEP has continuously played a vital role in strengthening the country's energy security to meet the needs of the Thai people and support industrial development, while also maintaining its commitment to social and environmental responsibility. Like other industries, the energy sector is facing multiple challenges, particularly the ongoing volatility of crude oil prices, which remains one of the key factors affecting our operations. In Q1/2025, the average Dubai crude oil price was 76.94 USD/barrel, increased from the previous quarter's average of 73.62 USD/barrel due to higher crude oil demand from colder weather in Europe and North America, coupled with lower crude oil supply from the escalating geopolitical conflict situation caused by U.S. sanctions on Iran and Venezuela,

Israel's military operations against Hamas, and airstrikes in Ukraine and Russia. However, we forecast that the average Dubai crude oil price in 2025 will fluctuate between 65-75 USD/barrel driven by economic uncertainty from escalating international trade tensions, especially U.S. tariffs and retaliatory measures from trading partners, which continue to weigh on market sentiment. In addition, OPEC+'s announcement to unwind production cuts starting in April has contributed to an increase in supply.

Significant developments were reported for core E&P business during Q1/2025. Arthit Project achieved production target that was above Daily Contracted Quantity under the Gas Sales Agreement (GSA) and continue to drill the production wells in order to boost production, while GSA has been amended to increase the contracted natural gas volume from 280 MMSCFD to 330 MMSCFD. In addition, PTTEP

acquired an additional stake in Sinphuhorm Project and increased its participating interest from 80.487% to 90% with the completion effective from 16 April 2025. For the progress of overseas projects, **Ghasha Concession Project**, which is a sizable natural gas field located in the northwest offshore of Abu Dhabi, United Arab Emirates (UAE), is currently in the development phase, with the first gas production expected in this year. Furthermore, **Abu Dhabi Offshore 2 Project**, which is located in the northwest offshore of Abu Dhabi, United Arab Emirates (UAE), has received Government approval for the field development plan, with Final Investment Decision (FID) expected in 2025. Regarding **progress in greenhouse gas emission reduction and the new business for energy transition**, **Carbon Capture and Storage (CCS) Project** at the Arthit natural gas field in the Gulf of Thailand, the Front-End Engineering Design (FEED) has been completed. It is in the process of agreements preparation with FID expected within this year. For **CCS Hub Project in Eastern Thailand**, it is currently preparing for seismic acquisition activity to study the potential for carbon storage in the upper Gulf of Thailand and to propose way forward on the development of the CCS project in Thailand.

For the financial results of Q1/2025, PTTEP reported a decrease in net profits and profits from normal operation, compared to Q4/2024, as a result of a 3% drop in sales volume from the previous quarter to 484,218 BOED, mainly due to the planned maintenance shutdown at G2/61 Project and lower crude oil sales from projects in Middle East and Africa, offset with a rise in sales volume from projects in Other Southeast Asia and G1/61 Project. While the average selling price was at 45.74 USD/BOE, slightly decreased by 0.2% from the previous quarter, coupled with a 5% increase in unit cost to 30.77 USD/BOE, driven by higher depreciation, depletion and amortization. In terms of financial position as at the end of Q1/2025, PTTEP reported total assets at USD 29,034 million and total liabilities at USD 13,385 million, of which USD 3,882 million was interest-bearing debt. The total shareholders' equity was USD 15,649 million, resulting in a low interest-bearing debt-to-equity ratio of 0.25 times, in line with the Company's financial policy.

Lastly, I am pleased to share that, as a result of our strong commitment and outstanding performance, PTTEP was selected for inclusion in the Sustainability Yearbook 2025 by S&P Global for the 12th consecutive year, under the Oil & Gas Upstream & Integrated Industry category. This recognition reflects our pride and have motivated us to conduct our business with efficiency, transparency, and auditability, while considering the interests of all our stakeholders, in pursuit of the vision to be the "Energy Partner of Choice". As we mark 40 years of PTTEP's journey, we remain committed to our core mission of strengthening Thailand's energy security, working together to drive the nation forward.

See you all again in the next issue of Explorer's Journal.
Thank you.



มนตรี ลาวัญชัยกุล
ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร

Montri Rawanchaikul
Chief Executive Officer

Become GRC Partnership

ปตท.สผ. เผยแพร่แนวทางการดำเนินงานด้าน GRC
ส่งเสริมการสร้าง GRC Mindset ให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับแผนการดำเนินงานและเป้าหมายด้านความยั่งยืน โดยมุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจอย่างโปร่งใส มีประสิทธิภาพ และยึดมั่นในหลักธรรมาภิบาล รวมถึงการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนการปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด ภายใต้หลักการ GRC (Governance, Risk Management, and Compliance)

ภายใต้พันธกิจของกลุ่ม ปตท.สผ. ที่มุ่งเน้นการสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืน แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย บริษัทได้กำหนดกลยุทธ์การดำเนินงานด้าน GRC โดยหนึ่งในกลยุทธ์หลัก คือ การสร้างจิตสำนึกในการปฏิบัติงานตามหลัก GRC หรือ "Mindful GRC" ซึ่งมุ่งเน้นการปลูกฝังให้พนักงานทุกคนตระหนักรู้ และสามารถประยุกต์ใช้แนวทาง GRC ในการปฏิบัติงาน อีกทั้งยังขยายแนวทางการปฏิบัติงานที่ดีไปยังผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่น ๆ

เพื่อผลักดันแนวทางดังกล่าว บริษัทได้สื่อสารและจัดกิจกรรมต่างๆอย่างต่อเนื่อง ในกิจกรรมสำคัญคืองาน 2025 PTTEP SSHE Forum ซึ่งจัดขึ้นเมื่อวันที่ 9 พฤษภาคม 2568 หน่วยงาน GRC ได้ร่วมเผยแพร่หลักการดำเนินงานด้าน GRC ให้แก่บริษัทคู่ค้าทางธุรกิจและพนักงาน ปตท.สผ. โดยมีเป้าหมายในการสื่อสารทิศทางด้าน GRC ขององค์กรและส่งเสริมให้บริษัทคู่ค้าทางธุรกิจและพนักงานให้ความสำคัญกับ GRC ในการปฏิบัติงาน ได้แก่

PTTEP particularly focuses on the development plan and targets of Sustainability Framework and makes a commitment to conduct the business with transparency and effectiveness by adhering to good corporate governance principles, maintaining robust risk management and internal control system as well as strictly conforming to applicable laws and regulations including those related to Governance, Risk Management and Compliance (GRC).

In line with PTTEP Group's mission to create sustainable value for stakeholders, the Company has established GRC strategies. One of the core strategies is "Mindful GRC", which aims to raise awareness among all employees and encourage them to incorporate GRC principles into their daily work. This strategy also extends to embedding GRC mindset to other stakeholders.

To drive this strategy, the Company has continuously communicated and organized various activities. One of the key events was the 2025 PTTEP SSHE Forum, held on 9 May 2025 where the GRC unit took part in promoting the Company's GRC practices. The objective was to communicate GRC directions and promote the implementation of GRC principles among business partners and employees. The focus was on the following core areas of GRC:



- **การกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมธุรกิจ (Good Corporate Governance and Business Ethics – CG&BE)** มุ่งมั่นยึดถือปฏิบัติตามการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมธุรกิจ เพื่อดำเนินธุรกิจให้มีความซื่อสัตย์ โปร่งใส และมีจริยธรรม
- **การบริหารความเสี่ยง (Risk Management)** มีการบริหารความเสี่ยงในการดำเนินงานหลัก รวมถึงระดับปฏิบัติการ พร้อมประยุกต์ใช้แนวทางเชิงรุกเพื่อลดความเสี่ยง ปรับปรุงความปลอดภัยและเพิ่มประสิทธิภาพของโครงการ
- **การบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Management)** มีระบบการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ เพื่อเพิ่มขีดความสามารถขององค์กรให้สามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างต่อเนื่องแม้ในสถานการณ์ฉุกเฉินหรือภาวะวิกฤต
- **การควบคุมภายใน (Internal Control)** พัฒนาและประเมินระบบการควบคุมภายในอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มั่นใจว่าบริษัทมีการควบคุมภายในที่ครอบคลุม เพียงพอ และมีประสิทธิผล อีกทั้งทำให้เกิดความเชื่อมั่นอย่างสมเหตุสมผลว่าบริษัทสามารถบรรลุวัตถุประสงค์ด้านการดำเนินงาน การรายงาน และการปฏิบัติตามกฎหมาย ข้อบังคับ และระเบียบที่เกี่ยวข้อง
- **การกำกับการปฏิบัติตามกฎหมาย (Compliance)** มีการกำกับดูแลการปฏิบัติตามกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้มีการปฏิบัติตามกฎหมายอย่างถูกต้อง ครบถ้วน (Zero Non-Compliance) และเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ



- **Good Corporate Governance and Business Ethics (CG&BE):** Embrace CG&BE principles, ensuring integrity, transparency, and ethical practices in all business operations.
- **Risk Management:** Apply Risk Management in core areas including Operations Risk Management and adopt a proactive approach to reduce risks, improve safety, and enhance project outcomes.
- **Business Continuity Management:** Develop a Business Continuity Management system to enhance the organization's capability to operate under emergency or crisis situations.
- **Internal Control:** Establish and maintain adequate and effective internal control to provide reasonable assurance that the objectives of operations, reporting and compliance will be achieved.
- **Compliance:** Adhere to and operate in compliance with legal requirements, uphold the highest standards through "Zero Non-Compliance" target, and contribute to the effectiveness of our compliance practice.

นอกจากนี้ กิจกรรมภายในงานยังมีการประชาสัมพันธ์เชิญชวนให้บริษัทคู่ค้าทางธุรกิจเข้าร่วมโครงการแนวร่วมต่อต้านคอร์รัปชันของภาคเอกชนไทย (Thai Private Sector Collective Action Against Corruption: CAC) ซึ่งแสดงให้เห็นถึงการให้ความสำคัญในการขับเคลื่อนการขยายเครือข่ายธุรกิจโปร่งใสไปยังบริษัทคู่ค้าทางธุรกิจอีกด้วย

ปตท.สผ. เชื่อมั่นว่า จากความมุ่งมั่นในการส่งเสริมและปลูกฝังการดำเนินงานภายใต้หลักการ GRC ให้กับผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่ายมาตลอดระยะเวลา 40 ปี จะส่งผลให้ ปตท.สผ. มีวัฒนธรรมองค์กรด้าน GRC ที่เข้มแข็งและสะท้อนเอกลักษณ์ของ ปตท.สผ. ต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอก ตลอดจนช่วยให้การดำเนินธุรกิจเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส ลดความเสี่ยงจากการดำเนินธุรกิจและการทุจริตคอร์รัปชัน เพื่อสร้างการเติบโตร่วมกันอย่างยั่งยืน

Additionally, in this event, PTTEP invited its business partners to join the Thai Private Sector Collective Action against Corruption (CAC). This highlights PTTEP's commitment to expand a transparent business network to its business partners.

PTTEP believes that driven by the commitment to foster GRC awareness among stakeholders throughout its 40-year journey will enable the Company to embrace GRC culture and reinforce the Company's identity among external stakeholders, while continuing to operate efficiently and transparently, mitigating business risks, preventing corruption, and fostering a sustainable future for all.





สำหรับผลประกอบการของบริษัทในไตรมาส 1 ปี 2568 กำไรสุทธิและกำไรจากการดำเนินงานปกติของบริษัทลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2567 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันปรับตัวลดลง ประกอบกับต้นทุนต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยของบริษัทปรับตัวลดลงเล็กน้อย ในไตรมาสนี้บริษัทจึงมีกำไรสุทธิที่ 488 ล้านดอลลาร์ สรอ. ปรับตัวลดลงร้อยละ 9 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสก่อนหน้าที่ 539 ล้านดอลลาร์ สรอ.

For the financial results of Q1/2025, PTTEP reported a decrease in net profits and profits from normal operation, compared to Q4/2024, as a result of a decrease in sales volume and an increase in unit cost, while the average selling price slightly decreased. In this quarter, PTTEP's net profit was at USD 488 million, or 9% decrease comparing with the net profit in previous quarter at USD 539 million.

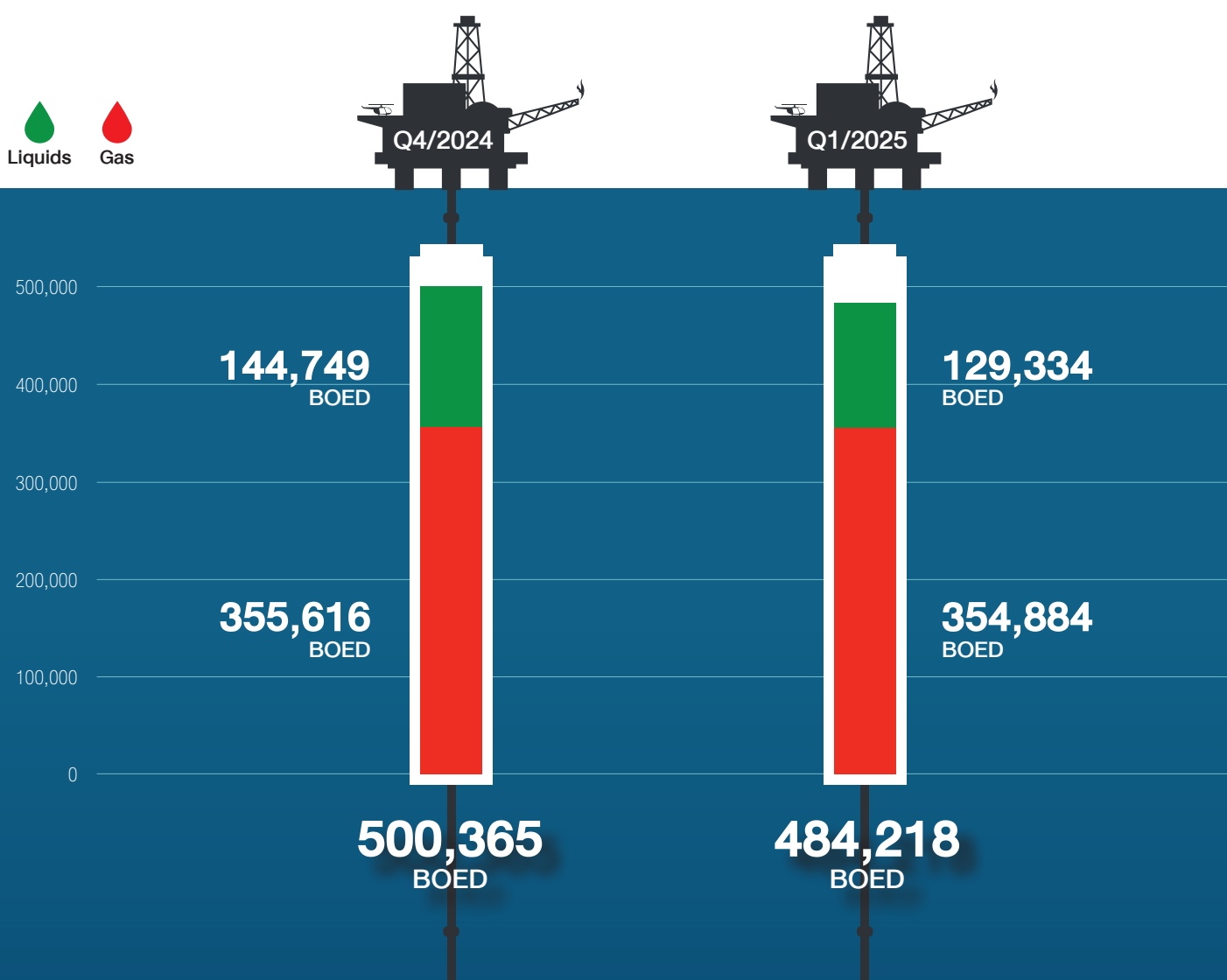
Sales Volume (BOED) *(Barrels of Oil Equivalent per Day)

ปริมาณขายเฉลี่ย ในไตรมาส 1 ปี 2568 เฉลี่ยอยู่ที่ 484,218 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ปรับตัวลดลงร้อยละ 3 จากไตรมาส 4 ปี 2567 โดยหลักจากการขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทลดลงของโครงการโอมาน แปลง 6 โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบร์ราเคซ และโครงการโอมาน แปลง 61 สู้เทียบกับโครงการมาเลเซีย แปลงเค ที่มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น ในขณะที่ปริมาณขายก๊าซธรรมชาติลดลงเล็กน้อยจากโครงการจี 2/61 ที่มีการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาสนี้ สู้เทียบกับโครงการจี 1/61 ที่การปิดซ่อมบำรุงลดลง

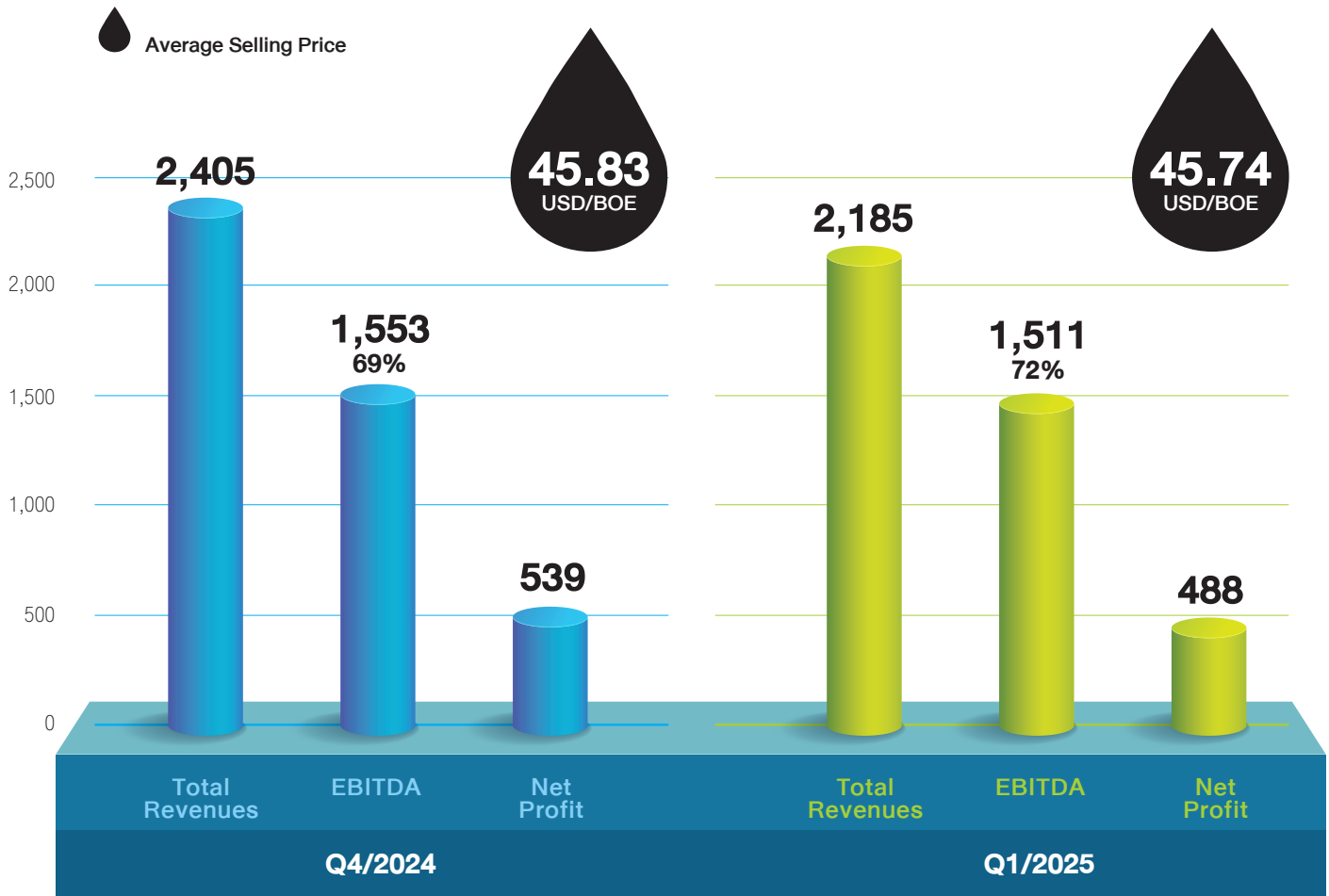
ราคายาเฉลี่ย สำหรับไตรมาส 1 ปี 2568 ใกล้เคียงเดิมที่ 45.74 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ราคาก๊าซธรรมชาติ 5.95 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู, น้ำมันดิบและคอนเดนเสท 73.37 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

Average sales volume for Q1/2025 decreased to 484,218 BOED or 3% when compared with Q4/2024, primarily due to lower crude oil sales and condensate sales from Oman Block 6 Project, Algeria Hassi Bir Rekaiz Project, and Oman Block 61 Project, offset with higher crude oil sales from Malaysia Block K Project, while the natural gas sales volume slightly decreased from maintenance shutdown of G2/61 Project in this quarter, offset with a lower maintenance shutdown of G1/61 Project.

Average selling price for Q1/2025 remained relatively stable at 45.74 USD/BOE (Gas price was 5.95 USD/MMBTU whilst Crude oil and Condensate price was 73.37 USD/BOE)



Financial Performance (Million USD)



รายได้รวม สำหรับไตรมาส 1 ปี 2568 อยู่ที่ 2,185 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ปรับตัวลดลงร้อยละ 9 จากไตรมาส 4 ปี 2567 โดยแบ่งออกเป็นรายได้จากการขาย 2,064 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. และรายได้อื่นจำนวน 121 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ซึ่งประกอบด้วยรายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ กำไรจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน ดอกเบี้ยรับ และรายได้อื่น ๆ

ขายจ่าย สำหรับไตรมาส 1 ปี 2568 อยู่ที่ 1,712 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ลดลงร้อยละ 7 จากไตรมาส 4 ปี 2567 โดยหลักจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 68 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. และค่าใช้จ่ายในการบริหารลดลง 44 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. สู้กับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 54 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ส่วนใหญ่มาจากโครงการจี 1/61 ที่มีสินทรัพย์พร้อมใช้งานและปริมาณขายเพิ่มขึ้น

กำไรสุทธิ ในไตรมาส 1 ปี 2568 บริษัทมีกำไรสุทธิ 488 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 490 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. และผลขาดทุนที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 2 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. และบริษัทสามารถรักษาความสามารถในการแข่งขันผ่านระดับอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ยภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ที่ร้อยละ 72

In Q1/2025, total revenues amounted to USD 2,185 million, a 9% decrease from Q4/2024. This total includes USD 2,064 million in sales revenues and USD 121 million in other revenues, which consist of pipeline revenues, gain on remeasuring of financial instruments, interest income, and others.

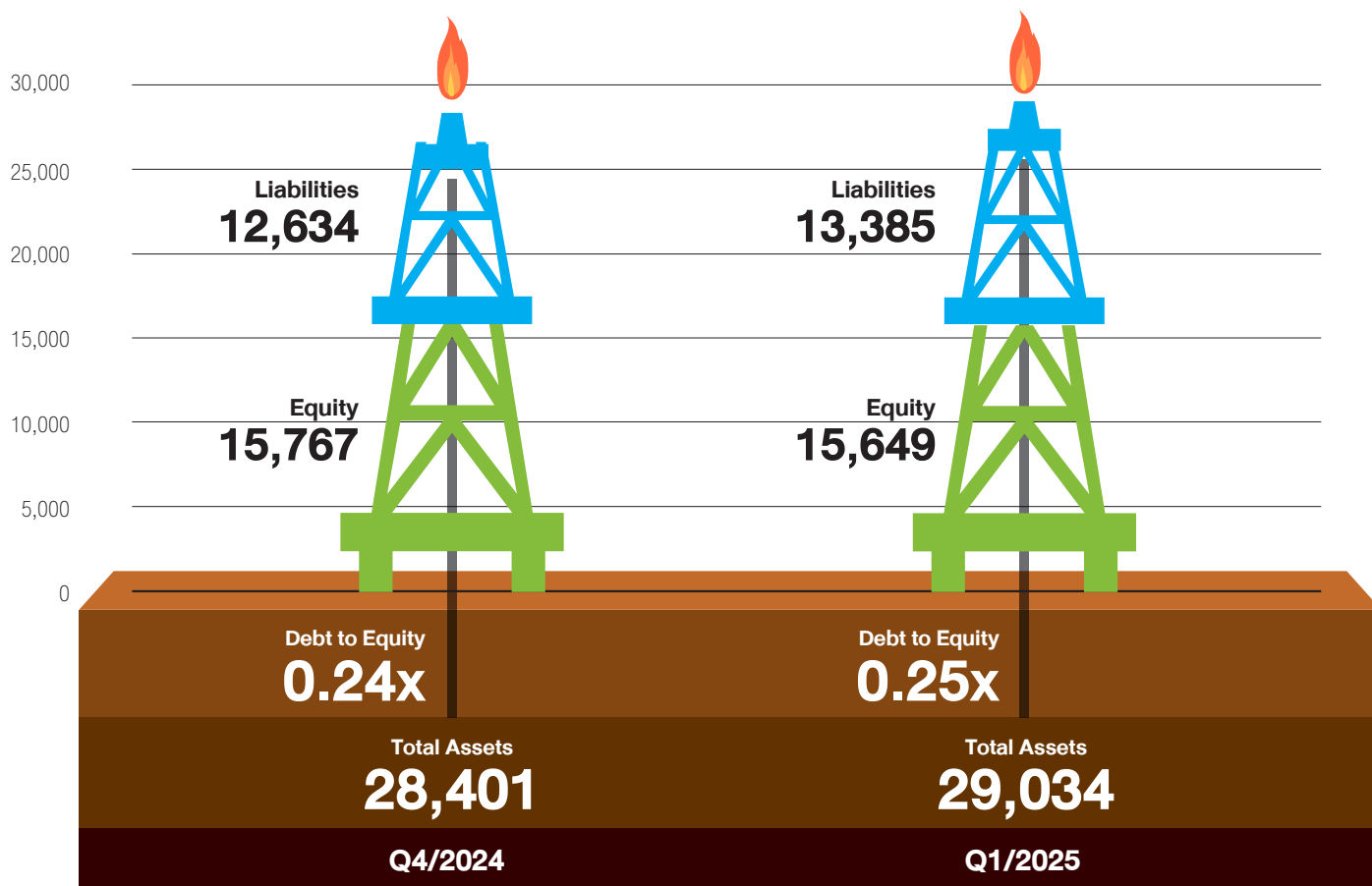
Total expenses for Q1/2025 were reported at USD 1,712 million, a 7% decrease from Q4/2024. This was mainly due to a decrease in operating expenses by USD 68 million and administrative expenses by USD 44 million, offset with an increase in depreciation, depletion and amortization by USD 54 million primarily from G1/61 Project that had additional completed assets and higher sales volume.

Net profit for Q1/2025 was reported at USD 488 million, comprising of USD 490 million from normal operations and non-operating losses of USD 2 million. The Company has maintained its competitiveness, as reflected in its strong EBITDA margin of 72%.

Financial Position (Million USD)

ในส่วนของงบแสดงฐานะทางการเงิน ณ วันที่ 31 มีนาคม 2568 บริษัท มีสินทรัพย์รวม 29,034 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขณะเดียวกันมีหนี้สินจำนวน 13,385 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งประกอบด้วยหนี้สินที่มีดอกเบี้ยจำนวน 3,882 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 15,649 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทั้งนี้ อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทอยู่ที่ 0.25 เท่า เป็นไปตามกรอบนโยบายการบริหารเงินของบริษัทที่ไม่เกิน 0.5 เท่า

As of 31 March 2025, the Company's reported total assets of USD 29,034 million and total liabilities of USD 13,385 million, including interest-bearing debt of USD 3,882 million. Total shareholders' equity was USD 15,649 million. The Company's interest-bearing debt to equity ratio was 0.25x, well within the policy limit of less than 0.5x.



แนวโน้มผลการดำเนินงาน (PTTEP's performance outlook)

ปริมาณขาย Sales Volume

(พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)
(Thousand BOED)

ไตรมาส 2 ปี 2568
Q2 2025

500–505

ปี 2568
FY2025

505–510

ราคาก๊าซธรรมชาติ Gas Price

(ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)
(USD/MMBTU)

ไตรมาส 2 ปี 2568
และ ปี 2568
Q2 2025 and FY2025

~5.8

ต้นทุนต่อหน่วย Unit Cost

(ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล
เทียบเท่าน้ำมันดิบ)
(USD/BOE)

ไตรมาส 2 ปี 2568 และ
ปี 2568
Q2 2025 and FY2025

~30

EBITDA Margin

(ร้อยละของรายได้จากการขาย)
(% of sales revenue)

ไตรมาส 2 ปี 2568
และ ปี 2568
Q2 2025 and FY2025

70–75%

สรุปผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2568

40 ปี ปตท.สผ.

Energy Security | Energy Partner of Choice



ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินงานในประเทศที่มีความสำคัญเชิงกลยุทธ์ เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวและเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน

มุ่งมั่นเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน - ในฐานะบริษัทน้ำมันแห่งชาติ -

เสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานผ่าน 3 พื้นที่หลัก
ในฐานะผู้จัดหาก๊าซ
รายหลักของประเทศ



ขยายการลงทุนในต่างประเทศ - สร้างคุณค่า ในพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก -

สร้างคุณค่า
และเติบโต
ในพื้นที่
เชิงกลยุทธ์



เป้าหมายหลักในการดำเนินงาน

บรรลุการเติบโต ของปริมาณการผลิต



- เพิ่มการผลิตก๊าซจาก 3 พื้นที่หลัก
- ยึดระยะการผลิตจากแหล่งที่มี
การผลิตมายาวนาน
- ขยายการเติบโตในต่างประเทศ

ควบคุมต้นทุน ให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้



ดำเนินการผ่านโครงการ GoT SAVE
และแนวทางอื่น ๆ เพื่อเสริม
ความสามารถในการแข่งขัน

ปลูกฝัง วัฒนธรรม SSHE



ปลูกฝังแนวคิด SSHE
เป็นหัวใจหลัก เพื่อการดำเนินงาน
อย่างยั่งยืน

พัฒนาบุคลากร เพื่อนาคต



- พัฒนาทักษะใหม่ให้พนักงาน
เพื่อเพิ่มขีดความสามารถ
- ผสานการใช้เทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์
เพื่อยกระดับประสิทธิภาพในการทำงาน

ความคืบหน้าของโครงการหลัก



ประเทศไทย

การถือสิทธิ์ส่วนเพิ่มในแหล่งสินทรัพย์

- สัดส่วนการถือหุ้นเพิ่มจาก 80.487%
เป็น 90% เพิ่มปริมาณขาย 5-6 KBOED*
ตั้งแต่ 16 เม.ย. 2568

การแก้ไขสัญญา GSA ของโครงการอาทิตย์

- ปรับเพิ่มปริมาณตามสัญญาจาก
280 MMSCFD เป็น 330 MMSCFD
ตั้งแต่ 16 เม.ย. 2568 เป็นต้นไป

โครงการ CCS อาทิตย์ (โครงการนำร่องของไทย)

- ดำเนินการออกแบบวิศวกรรมขั้นต้น (FEED)
เสร็จสมบูรณ์
- คาดว่าจะ FID ในปี 2568
- ความจุการกักเก็บคาร์บอน 0.7-1 ล้านตันต่อปี



เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

Malaysia Greenfield

- พบแหล่งก๊าซธรรมชาติและน้ำมันใน SK405B,
SK417, SK438, SK410B (Paprika)
- ตั้งเป้า FID ช่วงปลายปี 2568 - ต้นปี 2569
เพื่อพัฒนาโครงการร่วมกัน

โครงการออสเคด 410 ปี - Lang Lebah

- อยู่ระหว่างการปรับแนวคิดการออกแบบ
ทางวิศวกรรม ภายในปี 2568 เพื่อเพิ่ม
ความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์
- ปรับแผนพัฒนาเพื่อสร้างความสมดุลระหว่าง
การลงทุนและกำลังการผลิตที่เหมาะสม
เพื่อให้สามารถแข่งขันได้



ตะวันออกกลาง

โครงการสัมปทานกาซา (สหรัฐอเมริกาเหนือโมเรตส์)

- เตรียมโครงสร้างพื้นฐานของแหล่ง Dalma
เพื่อความพร้อมดำเนินการ
- เริ่มผลิตก๊าซจากแหล่ง Dalma ช่วงครึ่งหลัง
ของปี 2568 ด้วยกำลังการผลิต 340 MMSCFD
- โครงการอาควาบี ออฟฟ شور 2
- อยู่ระหว่างเตรียมสัญญาสัมปทานการผลิต
สำหรับพื้นที่ Waset
- ตั้งเป้า FID ในปี 2568
- เริ่มผลิตในปี 2570 ด้วยกำลังการผลิต
180 MMSCFD



แอฟริกา

โครงการอูกัท - แอลจีเรีย

- เข้าซื้อสัดส่วนทางอ้อม 22.1%
- คาดว่าจะมีผลสมบูรณ์ภายในไตรมาส 2 ปี 2568
- เพิ่มกำลังการผลิต และปริมาณสำรอง 2P
ประมาณ 85 MMBOE
- พันธมิตรเชิงกลยุทธ์กับ ENI และ Sonatrach
- โครงการโมซัมบิก แฮเรีย 1
- อยู่ในสถานะ Force Majeure ตั้งแต่ เม.ย. 2564
เนื่องจากสถานการณ์ความไม่สงบ
- ผู้ให้สินเชื่อโครงการส่วนใหญ่ได้อนุมัติแล้ว
- อยู่ระหว่างการประเมินเพื่อกลับเข้าพื้นที่

*รวมผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงวิธีการบัญชีจากวิธีส่วนได้เสีย (Equity Method) เป็นการรวมงบการเงินแบบรายรายการ (Line-by-Line Consolidation)

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณขาย

หน่วย: พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



Q4/2567



Q1/2568

ปริมาณขายลดลงจาก
โครงการฯ 2/61 ตะวันออกกลาง และแอลจีเรีย

ต้นทุนต่อหน่วย

หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ



Q4/2567



Q1/2568

ค่าเสื่อมราคา (DD&A) สูงขึ้น

ราคาขายเฉลี่ย

หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ



Q4/2567



Q1/2568

สัดส่วนของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่ลดลง
แม้ว่าค่าก๊าซ และน้ำมันดิบและคอนเดนเสทจะปรับตัวสูงขึ้น

กำไรสุทธิ

หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐ



Q4/2567



Q1/2568

ปริมาณขายลดลง
และต้นทุนต่อหน่วยสูงขึ้น

EBITDA Margin (3 เดือนแรก ปี 2568) >> 72%

อัตราส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น >> 0.25x



Q1/2025 Highlights

40 Years of PTTEP

Energy Security | Energy Partner of Choice



PTTEP focuses on strategic countries to drive long-term value creation and operational efficiency.

ENERGY SECURITY

– National Oil Company –

Ensuring the Security of Energy Supply from 3 gas corridors as a main gas provider



Eastern Gas



Western Gas



Southern Gas

INTERNATIONAL GROWTH

– Value Creation –

Driving value creation & growth in focus areas



Expedite Project Development



Strategic Partnering



Future Growth with Strategic Allies



Long-term Value Creation

Key Focus

Achieve Production Growth



- Maximize gas from 3 gas corridors
- Prolong plateau of mature assets
- International growth

Maintain Competitive Unit Cost



Through GoT SAVE and other initiatives for competitiveness

Cultivate SSHE Culture



Embedding SSHE at the core to drive sustainable operations

Workforce for the Future



- Reskill employees to enhance their capabilities
- Integrate AI to improve work efficiency

Major Projects Development



Thailand

Additional stake in Sinphuhorm

- Participating Interest increased from 80.487% to 90%, adding by 5–6 KBOED* to sales volume from 16 Apr 2025

Arthit GSA Amendment

- Increase Daily Contracted Quantity from to 330 MMSCFD from Jun 2025

Arthit CCS (Thailand's Pilot CCS)

- The Front-End Engineering Design (FEED) completed
- FID expected in 2025
- Storage capacity at 0.7 – 1 MTPA



Southeast Asia

Malaysia Greenfield

- Oil & Gas discovered in SK405B, SK417, SK438, SK410B (Paprika)
- Targeting FID by late 2025–early 2026 for cluster development

SK410B – Lang Lebah

- Re-concept design to finalize in 2025 for cost optimization
- Development plan adjusted to balance investment and optimal production capacity for enhanced competitiveness.



Middle East

Ghasha Concession (UAE)

- Ensure Dalma gas (DGD) infrastructure readiness
- 1st gas from Dalma in 2H2025 (340 MMSCFD capacity)

Abu Dhabi Offshore 2

- Production Concession Agreement (PCA) for Waset is underway
- FID in 2025
- First production expected in 2027 (180 MMSCFD)



Africa

Touat – Algeria

- Acquiring 22.1% indirect Participant Interest
- Completion expected in Q2/2025
- Increase production & adds 85 MMBOE 2P reserves
- Strategic partner with ENI, Sonatrach
- Mozambique Area 1
- Force Majeure since Apr 2021 due to unrest situation
- Most lenders approved financing
- Decision on resuming operations in progress

*Including impact from change from equity method to line-by-line consolidation

Financial Results

Sales volume

Unit : KBOED

500

484

Q4/2024 Q1/2025

Lower sales volume from G2/61, Middle East, Algeria

Unit cost

Unit : USD/BOE

29.32

30.77

Q4/2024 Q1/2025

Higher DD&A

Avg. Selling Price

Unit : USD/BOE

45.83

45.74

Q4/2024 Q1/2025

Lower liquid portion despite higher gas price and liquid price

Net income

Unit : Million USD

539

488

Q4/2024 Q1/2025

Lower sales volume and higher unit cost

EBITDA Margin (3M2025) >> 72%

Interest-Bearing Debt to Equity Ratio >> 0.25x

Update

ปตท.สผ. มุ่งมั่นในการดำเนินงานตามกลยุทธ์เพื่อความยั่งยืนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ผ่านการสร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน โดยเน้นการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก โดยเฉพาะโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย เพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้พลังงานในประเทศ อีกทั้ง ขยายการลงทุนไปยังต่างประเทศในพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก รวมถึงหาโอกาสการลงทุนร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Partner) ในภูมิภาคตะวันออกกลาง เพื่อสร้างรากฐานการเติบโตอย่างมั่นคงและยั่งยืน โดยในไตรมาส 1 ปี 2568 บริษัทมีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 50 โครงการใน 12 ประเทศ

สรุปกิจกรรมของโครงการสำคัญในไตรมาส 1 ปี 2568 เป็นดังนี้

1

เอส 1 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100)

ผู้ดำเนินการ : PTTEP

เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติและก๊าซแอลพีจี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการเร่งเจาะหลุมพัฒนาเพื่อรักษาปริมาณการผลิตตามแผนงานรวมถึงมีการดำเนินการตามแผนงานการลดก๊าซเรือนกระจก โดยใช้พลังงานทดแทนและการลดการปล่อยก๊าซจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 24,525 บาร์เรลต่อวัน

2

อาร์ทิต (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80)

ผู้ดำเนินการ : PTTEP

เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท โครงการได้บรรลุเป้าหมายการผลิตที่ระดับสูงกว่าปริมาณการผลิตตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ และมีการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อเพิ่มกำลังการผลิต ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 328 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 15,228 บาร์เรลต่อวัน

3

คอนแทร็ค 4 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 60)

ผู้ดำเนินการ : Chevron

เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 416 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 14,411 บาร์เรลต่อวัน และมีการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต

4

บี 8/32 และ 9 เอ (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 25)

ผู้ดำเนินการ : Chevron

เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 8,637 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 38 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และมีการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต

5

จี 12/48 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 66.67)

ผู้ดำเนินการ : PTTEP

เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 กันยายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 33.3333 จากบริษัท TotalEnergies EP Thailand ซึ่งจะส่งผลให้บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนในโครงการเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 100 ภายหลังการซื้อขายมีผลสมบูรณ์ โดยคาดว่าจะเสร็จสิ้นภายในไตรมาส 2 ปี 2568 ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 445 บาร์เรลต่อวัน

6

จี 1/61 (แหล่งเอราวัณ) (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 60)

ผู้ดำเนินการ : PTTEP

เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติคอนเดนเสท และน้ำมันดิบ โครงการได้เพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติสู่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 20 มีนาคม 2567 โครงการมีการลงทุนอย่างต่อเนื่องในการสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตใหม่ รวมถึงดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 723 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 21,426 บาร์เรลต่อวัน

7

จี 2/61 (แหล่งบงกช) (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100)

ผู้ดำเนินการ : PTTEP

เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 643 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 19,675 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งแท่นผลิตและเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่อง

8

พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (MTJDA)

(สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 50)

ผู้ดำเนินการ : CPOC

เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 287 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 9,788 บาร์เรลต่อวัน โดยเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต

PTTEP continuously operates following the Sustainable E&P Business Strategy through creating additional value from existing assets with an emphasis on increasing production from key projects especially in the Gulf of Thailand, aiming to ensure national energy security, serving domestic demand. We are also seeking opportunities to expand overseas investments in key strategic areas. This includes pursuing investment opportunities through strategic partners in the Middle East, as a foundation for stable and sustainable growth. As of Q1/2025, the Company has over 50 projects with domestic and international operations in 12 countries.

In Q1/2025, the Company's progress in key projects are;

S1 (Participation Interest 100%)

Operator : PTTEP

The project is producing crude oil, natural gas and liquefied petroleum gas (LPG). Currently, it is in the process of accelerating development wells drilling to maintain its planned production level. The project has implemented greenhouse gas reduction plan by utilizing renewable energy and continuously reducing emissions from the production operation. In Q1, the average crude oil production was 24,525 BPD.

Arthit (Participation Interest 80%)

Operator : PTTEP

The project is producing natural gas and condensate. The project has achieved production target to surpass Daily Contracted Quantity under the GSA and continue to drill the production well in order to boost production. In Q1, the average natural gas and condensate production was 328 MMSCFD and 15,228 BPD respectively.

Contract 4 (Participation Interest 60%)

Operator : Chevron

The project is producing natural gas and condensate. In Q1, the average natural gas and condensate production was 416 MMSCFD and 14,411 BPD respectively. The project continued additional development wells drilling, with the aim to maintain production plateau.

B8/32 & 9A (Participation Interest 25%)

Operator : Chevron

The project is producing natural gas and crude oil, located offshore in the Gulf of Thailand. In Q1, the average crude oil and natural gas production was 8,637 BPD and 38 MMSCFD respectively. The project continued additional development wells drilling, aiming to maintain production plateau.

G12/48 (Participation Interest 66.67%)

Operator : PTTEP

The project is producing natural gas and condensate, located offshore in the Gulf of Thailand. On 1 September 2023, the Company entered into a Sale and Purchase Agreement (SPA) to acquire additional interest of 33.3333% from TotalEnergies EP Thailand. Upon completion of the acquisition, which is expected in the second quarter of 2025, PTTEP's interest will increase to 100%. In Q1, the average natural gas and condensate production was 8 MMSCFD and 445 BPD respectively.

G1/61 (Erawan field) (Participation Interest 60%)

Operator : PTTEP

The project is producing natural gas, condensate, and crude oil. The daily gas production has been increased to 800 MMSCFD since 20 March 2024, with continued investment for additional wellhead platforms installation and production well drillings to sustain production levels. In Q1, the average natural gas and condensate production was 723 MMSCFD and 21,426 BPD respectively.

G2/61 (Bongkot field) (Participation Interest 100%)

Operator : PTTEP

The project is producing natural gas and condensate. In Q1, the average natural gas and condensate production was 643 MMSCFD and 19,675 BPD respectively, with ongoing production platforms construction and installation, and development wells were also continuously drilled.

Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA)

(Participation Interest 50%)

Operator : CPOC

The project is producing natural gas and condensate. In Q1, the average natural gas and condensate production was 287 MMSCFD and 9,788 BPD respectively. The production wells are continuously drilled to sustain production levels.

9	จี 1/65 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100) ผู้ดำเนินการ : PTTEP ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ในปี 2568 โครงการมีแผนการเจาะหลุมสำรวจและการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ	G1/65 (Participation Interest 100%) Operator : PTTEP The project is located in the northern Gulf of Thailand. On 1 June 2023, PTTEP signed the Production Sharing Contract (PSC), with a 6-year exploration and 20-year production period. The exploration well drilling and 3D seismic acquisition are scheduled in 2025.
10	จี 3/65 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100) ผู้ดำเนินการ : PTTEP ตั้งอยู่ทางตอนใต้ของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ในปี 2568 โครงการมีแผนการเจาะหลุมสำรวจและการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ	G3/65 (Participation Interest 100%) Operator : PTTEP The project is located in the southern Gulf of Thailand. On 1 June 2023, PTTEP Group signed the PSC, with 6-year exploration and 20-year production period. The exploration well drilling and 3D seismic acquisition are scheduled in 2025.
11	ซอติกา (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80) ผู้ดำเนินการ : PTTEP เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะ ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 305 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการ โดยอยู่ระหว่างการก่อสร้างแท่นผลิตเฟส 1E ตามแผนการพัฒนาเพื่อรักษาระดับการผลิต	Zawtika (Participation Interest 80%) Operator : PTTEP The project is producing natural gas, located in the Gulf of Moattama. In Q1, the average natural gas production was 305 MMSCFD. The development plan is currently well on track, and it is in the process of Phase 1E wellhead platforms construction to maintain production level.
12	ยาดานา (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 62.963) ผู้ดำเนินการ : PTTEP เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะ ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 381 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	Yadana (Participation Interest 62.963%) Operator : PTTEP The project is producing natural gas, located in the Gulf of Moattama. In Q1, the average natural gas production was 381 MMSCFD.
13	เมียนมา เอ็ม 3 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100) ผู้ดำเนินการ : PTTEP ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการพัฒนา	Myanmar M3 (Participation Interest 100%) Operator : PTTEP The project is located offshore in the Gulf of Moattama and is currently pending for the development.
14	มาเลเซีย แพลง เค (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 7.2 - 56) ผู้ดำเนินการ : PTTEP เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบฮ์ ประกอบด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North-Petai (SNP) และแหล่ง Gumusut-Kakap (GK) ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 20,519 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 16 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	Malaysia Block K (Participation Interest 7.2 - 56%) Operator : PTTEP The project is crude oil and natural gas producing field located in the deep water, offshore Sabah, consisting of Kikeh, Siakap North-Petai (SNP), and Gumusut-Kakap (GK) fields. In Q1, the average crude oil and natural gas production was 20,519 BPD and 16 MMSCFD respectively.
15	มาเลเซีย เอสเค 309 และ เอสเค 311 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 42 - 59.5) ผู้ดำเนินการ : PTTEP เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบและคอนเดนเสท 10,271 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 134 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	Malaysia SK309 and SK311 (Participation Interest 42 - 59.5%) Operator : PTTEP The projects are crude oil, condensate, and natural gas producing fields located in the shallow water, offshore Sarawak. In Q1, the average crude oil and condensate production was 10,271 BPD and natural gas production was 134 MMSCFD.
16	มาเลเซีย แพลง เอช (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 42 - 56) ผู้ดำเนินการ : PTTEP เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบฮ์ ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 149 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และกำลังวางแผนเจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติม 2 หลุม ตามข้อผูกพันขั้นต่ำในปี	Malaysia Block H (Participation Interest 42 - 56%) Operator : PTTEP The project is natural gas producing field located in the deep-water, offshore Sabah. In Q1, the average natural gas production was 149 MMSCFD. The additional two exploration wells are planned to be drilled as per minimum work commitment in this year.
17	มาเลเซีย เอสเค 410 บี (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 42.5) ผู้ดำเนินการ : PTTEP ตั้งอยู่นอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในปี 2566 โครงการได้ออกแบบงานวิศวกรรมเบื้องต้นในแหล่ง Lang Lebah แล้วเสร็จ ซึ่งปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการปรับการออกแบบทางวิศวกรรม (re-engineering process) เพื่อเพิ่มความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของโครงการ	Malaysia SK410B (Participation Interest 42.5%) Operator : PTTEP The project is located offshore Sarawak. In 2023, the Front-End Engineering Design (FEED) at Lang Lebah field was completed. Currently, the project is in the process of re-engineering design to strengthen project's economic viability.
18	มาเลเซีย เอสเค 417 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80) ผู้ดำเนินการ : PTTEP ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก หลังจากโครงการประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจ Dokong-1 และหลุม Nangka-1 แล้วเสร็จ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมตามข้อผูกพันขั้นต่ำ โดยโครงการมีแผนเจาะหลุมดังกล่าวในปี	Malaysia SK417 (Participation Interest 80%) Operator : PTTEP The project is located in shallow water, offshore Sarawak. After the successful discovery at exploration wells of Dokong-1 and Nangka-1, it is currently preparing for one exploration well according to the minimum work commitment, which is expected to be drilled in this year.
19	มาเลเซีย เอสเค 405 บี (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 49.5) ผู้ดำเนินการ : PTTEP ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียม โครงการทำการศึกษาและออกแบบทางวิศวกรรมขั้นต้น (Pre-FEED) แล้วเสร็จในปี 2567 และกำลังพิจารณาแผนการพัฒนาที่เหมาะสมต่อไป โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2568	Malaysia SK405B (Participation Interest 49.5%) Operator : PTTEP The project is located in shallow water, offshore Sarawak. The field's petroleum potential has been discovered. In 2024, the Pre Front-End Engineering Design (Pre-FEED) was completed, and a development plan will be established, with the plan completion expected by 2025.
20	มาเลเซีย เอสเค 438 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80) ผู้ดำเนินการ : PTTEP ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่สำคัญโดยมีความหนาหนาสู่ทึกว่า 200 เมตร ซึ่งถือว่าเป็นแหล่งที่มีปริมาณก๊าซธรรมชาติสูงอีกแห่งหนึ่งที่ปตท.สผ. ค้นพบในประเทศมาเลเซีย ถัดจากแหล่งเลอเบาห์ (Lang Lebah) ทั้งนี้ จะดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุม ภายในปี 2568 ตามข้อผูกพันขั้นต่ำ	Malaysia SK438 (Participation Interest 80%) Operator : PTTEP The project is located in shallow water, offshore Sarawak. The massive, sweet gas sandstone reservoirs were discovered with thickness up to 200 meters, considered as another sizable field of PTTEP in Malaysia, following the earlier achievement at the Lang Lebah field. Another exploration well will be drilled in 2025, according to the minimum work commitment.

21

มาเลเซีย เอสเค 314 เอ (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 59.5)**ผู้ดำเนินการ :** PTTEP

ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 1 โครงการอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมที่เหลืออยู่เพื่อวางแผนการสำรวจต่อไป ทั้งนี้จะดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ 2 หลุม ในปี 2569 ตามข้อมูลพื้นฐานต่ำ

Malaysia SK314A (Participation Interest 59.5%)**Operator :** PTTEP

The project is located in shallow water, offshore Sarawak. In Q1, the evaluation for remaining petroleum potential is in progress to plan for further exploration campaign. The two exploration wells will be drilled in 2026, according to the minimum work commitment.

22

มาเลเซีย เอสบี 412 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 60)**ผู้ดำเนินการ :** PTTEP

ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบาห์ ปัจจุบันโครงการอยู่ในระยะการสำรวจช่วงที่ 2 โดยอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมที่เหลืออยู่เพื่อวางแผนการเจาะหลุมสำรวจตามข้อมูลพื้นฐานต่ำต่อไป

Malaysia SB412 (Participation Interest 60%)**Operator :** PTTEP

The project is in shallow and deep water, offshore Sabah. Currently, the project is entered into the second phase of exploration period. It is in the progress of evaluation for remaining petroleum potential to plan for exploration well drilling following the minimum work commitment.

23

มาเลเซีย เอสเค 325 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 32.5)**ผู้ดำเนินการ :** PCSB

ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐซาราวักในไตรมาส 1 โครงการได้เก็บข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติเสร็จสมบูรณ์ และอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมเพื่อวางแผนการเจาะหลุมสำรวจตามข้อมูลพื้นฐานต่ำและดำเนินการเจาะสำรวจในปี 2569 ต่อไป

Malaysia SK325 (Participation Interest 32.5%)**Operator :** PCSB

The project is located in shallow water, offshore Sarawak. In Q1, 3D seismic data acquisition was completed. The project is in the process of evaluating petroleum potential to further plan for the committed exploration wells which is expected to be drilled in 2026.

24

เวียดนาม 9-2 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 25)**ผู้ดำเนินการ :** HV JOC

เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 2,222 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการได้รับอนุมัติการต่อสัญญาปิโตรเลียมอีก 5 ปี ถึงปี 2575 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมการลงนามในสัญญา โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 2 ปี 2568

Vietnam 9-2 (Participation Interest 25%)**Operator :** HV JOC

The project is producing crude oil and natural gas, located offshore southeast of Vietnam. In Q1, the average crude oil and natural gas production was 2,222 BPD and 5 MMSCFD respectively. The petroleum contract extension has been approved for an additional 5 years, until 2032. Preparations are currently underway for the contract signing, which is expected to take place in Q2/2025.

25

เวียดนาม 16-1 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 28.5)**ผู้ดำเนินการ :** HL JOC

เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 9,001 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 6 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการได้รับอนุมัติการต่อสัญญาปิโตรเลียมอีก 5 ปี ถึงปี 2574 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมการลงนามในสัญญา โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 2 ปี 2568

Vietnam 16-1 Project (Participation Interest 28.5%)**Operator :** HL JOC

The project is producing crude oil and natural gas, located offshore southeast of Vietnam. In Q1, the average crude oil and natural gas production was 9,001 BPD and 6 MMSCFD respectively. The petroleum contract extension has been approved for an additional 5 years, until 2031. Preparations are currently underway for the contract signing, which is expected to take place in Q2/2025.

26

เวียดนาม บี และ 48/95 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 8.5)**และ เวียดนาม 52/97** (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 7)**ผู้ดำเนินการ :** Vietnam Oil and Gas Group

ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม เมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2567 โครงการได้รับอนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision: FID) ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาโครงการระยะ 1A และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2570 ซึ่งเมื่อรวมโครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 จะมิกำลังการผลิตเพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

Vietnam B & 48/95 (Participation Interest 8.5%)**and the Vietnam 52/97** (Participation Interest 7%)**Operator :** Vietnam Oil and Gas Group

The projects are located offshore Vietnam. On 17 May 2024, Final Investment Decision (FID) was approved. It is currently under Phase 1A development, with first production expected in late 2027. The production, combining the production from Vietnam B & 48/95 & Vietnam 52/97 Project, will gradually ramp up to 490 MMSCFD.

27

โอมาน แพลง 6 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 2)**และ โอมาน แพลง 53** (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 1)**ผู้ดำเนินการ :** Petroleum Development Oman / Occidental

โครงการโอมาน แพลง 6 เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน และโครงการโอมาน แพลง 53 เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมานในไตรมาส 1 โครงการทั้งสองมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 541,496 บาร์เรลต่อวัน และ 73,868 บาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ

Oman Block 6 (Participation Interest 2%)**and Oman Block 53** (Participation Interest 1%)**Operator :** Petroleum Development Oman / Occidental

Oman Block 6 is the largest onshore oil producing asset in Oman, and Oman Block 53 is a sizable producing onshore oil field located in the southern Oman. In Q1, both projects have the average crude oil production of 541,496 BPD and 73,868 BPD respectively.

28

โอมาน แพลง 61 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 20)**ผู้ดำเนินการ :** BP

เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 1,430 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 51,349 บาร์เรลต่อวัน

Oman Block 61 (Participation Interest 20%)**Operator :** BP

The project is producing natural gas and condensate. In Q1, the average natural gas and condensate production was 1,430 MMSCFD and 51,349 BPD respectively.

29

โอมาน แอลเอ็นจี (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 2)**ผู้ดำเนินการ :** O LNG

เป็นโรงงานแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลว ตั้งอยู่ใกล้เมืองซุร์ ประเทศโอมาน โดยบริษัทได้ลงนามในสัญญาผู้ถือหุ้น (Shareholder Agreement) เพื่อขยายอายุสัญญาออกไปอีกจนถึงเดือนธันวาคม 2577

Oman LNG (Participation Interest 2%)**Operator :** O LNG

Oman LNG is a liquefied natural gas (LNG) processing plant located near Sur, Oman. PTTEP Group entered into a Shareholder Agreement to extend contract period for 10 years until December 2034.

30

โอมาน ออนชอร์ แพลง 12 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 20)**ผู้ดำเนินการ :** TotalEnergies

ตั้งอยู่ในบริเวณตอนกลางของประเทศโอมาน โครงการได้ดำเนินการตามข้อมูลพื้นฐานต่ำแล้วเสร็จ ได้ทำการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมและไม่พบโครงสร้างที่สามารถพัฒนาได้ในเชิงพาณิชย์ รวมถึงสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจช่วงแรกตั้งแต่วันที่ 25 มีนาคม 2568 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการคืนพื้นที่ทั้งหมดให้กับหน่วยงานรัฐ โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2568

Oman Onshore block 12 (Participation Interest 20%)**Operator :** TotalEnergies

The project is located in central Oman. The project completed the minimum work commitment and the petroleum potential evaluation with no discovered prospect that can be commercially developed. The first exploration phase ended on 25 March 2025. The relinquishment process to the Government is currently underway and completion is expected by the second quarter of 2025.

31

อับูดาบียา (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 10)**ผู้ดำเนินการ :** ADNOC

ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของอับูดาบียา ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ปัจจุบันโครงการอยู่ในระยะพัฒนาและคาดว่าจะสามารถเริ่มการผลิตได้ในปี 2568

Ghasha Concession (Participation Interest 10%)**Operator :** ADNOC

The project is located in the northwest offshore of Abu Dhabi, which is a sizable natural gas field. Currently, the project is in development phase, with the first gas production expected in 2025.



32

อ่าวอาบู ดาฮิ ออฟฟอร์ 1 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 30)

ผู้ดำเนินการ : Eni

ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของอ่าวอาบูดาบี โครงการได้ทำการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมและไม่พบโครงสร้างที่สามารถพัฒนาได้ในเชิงพาณิชย์ รวมถึงสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจช่วงแรกตั้งแต่วันที่ 11 มกราคม 2568 จึงตัดสินใจขอคืนพื้นที่แปลงสำรวจดังกล่าวให้แก่รัฐบาล โดยถือว่าสัมปทานได้สิ้นสุดแล้ว

Abu Dhabi Offshore 1 (Participation Interest 30%)

Operator : Eni

The project is located in the northwest offshore of Abu Dhabi. The project completed the petroleum potential evaluation with no discovered prospect that can be commercially developed. As the first exploration phase ended on 11 January 2025, it was decided to return the block to the government, and the concession was considered terminated.

33

อ่าวอาบู ดาฮิ ออฟฟอร์ 2 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 30)

ผู้ดำเนินการ : Eni

ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางตะวันตกเฉียงเหนือของอ่าวอาบูดาบี ในปี 2565 โครงการประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจ XF-002 ซึ่งได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติในระดับลึกโดยแผนพัฒนาโครงการได้รับอนุมัติจากหน่วยงานรัฐในเดือนกันยายน 2567 และคาดว่าจะตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้ายภายในปี 2568

Abu Dhabi Offshore 2 (Participation Interest 30%)

Operator : Eni

The project is located in the northwest offshore of Abu Dhabi. In 2022, the project has successfully made a significant gas discovery, in a deeper zone, of the exploration well XF-002. The field development plan was approved by the Government in September 2024, and Final Investment Decision (FID) is expected in 2025.

34

อ่าวอาบู ดาฮิ ออฟฟอร์ 3 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 30)

ผู้ดำเนินการ : Eni

ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของอ่าวอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการเข้าสู่ระยะเวลารวบรวมข้อมูลที่สองและเริ่มดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ NS-106X ตามข้อมูลผูกพันในสัมปทาน

Abu Dhabi Offshore 3 (Participation Interest 30%)

Operator : Eni

The project is located in the northwest offshore of Abu Dhabi. Currently, the project is entered into the second phase of exploration period, and commences exploration wells (NS-106X) drilling according to work commitment under the concession.

35

แอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 35)

ผู้ดำเนินการ : GBRs

เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 16,955 บาร์เรลต่อวัน

Algeria 433a & 416b (Participation Interest 35%)

Operator : GBRs

The project is producing crude oil, located onshore in the eastern part of Algeria. In Q1, the average crude oil production was 16,955 BPD.

36

แอลจีเรีย ฮาสซี เบร์ เรคาซ (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 49)

ผู้ดำเนินการ : GHBR

ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 16,395 บาร์เรลต่อวัน และกำลังดำเนินการศึกษาและพัฒนาในระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 30,000 และ 60,000 บาร์เรลต่อวัน ในปลายปี 2572 และ 2573 ตามลำดับ

Algeria Hassi Bir Rekaiz (Participation Interest 49%)

Operator : GHBR

The project is located onshore in the eastern part of Algeria. In Q1, the average crude oil production was 16,395 BPD. Currently, a study and plan for the second phase development are underway, aiming to increase production to 30,000 BPD and 60,000 BPD by the end of 2029 and 2030 respectively.

37

โมซัมบิก แอเรีย 1 (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 8.5)

ผู้ดำเนินการ : TotalEnergies

เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก โครงการหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ตั้งแต่เดือนเมษายน 2564 เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นใกล้กับพื้นที่ของโครงการ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการประเมินความพร้อมในการกลับเข้าพื้นที่เพื่อดำเนินการก่อสร้างต่อไป

Mozambique Area 1 (Participation Interest 8.5%)

Operator : TotalEnergies

The project is a large liquefied natural gas (LNG) project located in offshore Mozambique. From April 2021, all construction activities were suspended due to Force Majeure declaration, resulting from unrest situations near the project site. Currently, the evaluation of site re-access readiness is underway for further construction resumption.

38

พีทีทีเอฟ ออสเตรเลีย (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100)

ผู้ดำเนินการ : PTTEP

ปัจจุบันแหล่งผลิตแก๊สโอลิเวอร์ (AC/RL12) ซึ่งอยู่ระหว่างการคืนพื้นที่ให้กับหน่วยงานรัฐ โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2568

PTTEP Australasia (Participation Interest 100%)

Operator : PTTEP

The remaining project is Oliver Field (AC/RL12). It is currently under the process of block relinquishment to the government, with the completion expected by Q2/2025.

39

เม็กซิโก แบลก 12 (2.4) (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 20)

ผู้ดำเนินการ : Petronas

ตั้งอยู่ในบริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจตามข้อมูลผูกพันในสัมปทานแล้วเสร็จ แต่ไม่พบศักยภาพปิโตรเลียม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการคืนพื้นที่ทั้งหมดให้กับหน่วยงานรัฐ โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2569

Mexico Block 12 (2.4) (Participation Interest 20%)

Operator : Petronas

The project is located in the Mexican Ridges, western Gulf of Mexico. The exploration well drilling was completed according to work commitment under the concession, with no petroleum potential confirmed. The relinquishment process to the Government is currently underway and completion is expected by Q2/2026.

40

เม็กซิโก แบลก 12 (2.4) (สัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 16.67)

ผู้ดำเนินการ : Repsol

ตั้งอยู่ในบริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก เมื่อวันที่ 17 กันยายน 2567 ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดให้แก่บริษัท REPSOL EXPLORACIÓN MÉXICO, S.A. DE C.V. โดยการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุนิติกรรมตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขาย

Mexico Block 29 (2.4) (Participation Interest 16.67%)

Operator : Repsol

The project is located in the Campeche basin, southern Gulf of Mexico. On 17 September 2024, PTTEP has entered into a Sale and Purchase Agreement (SPA) to sell its entire participation interest to REPSOL EXPLORACIÓN MÉXICO, S.A. DE C.V. The completion of this transaction is subject to the fulfilment of conditions prescribed in the SPA.

ปตท.สผ. จัดงาน 2025 PTTEP SSHE Forum

ภายใต้แนวคิด “สี่ทศวรรษแห่งความมุ่งมั่น
ด้าน SSHE สู่อนาคตที่ยั่งยืน (Four Decades of SSHE
Journey Towards a Sustainable Future)”

PTTEP hosts the “2025 PTTEP SSHE Forum” with the theme
“Four Decades of SSHE Journey Towards a Sustainable Future”

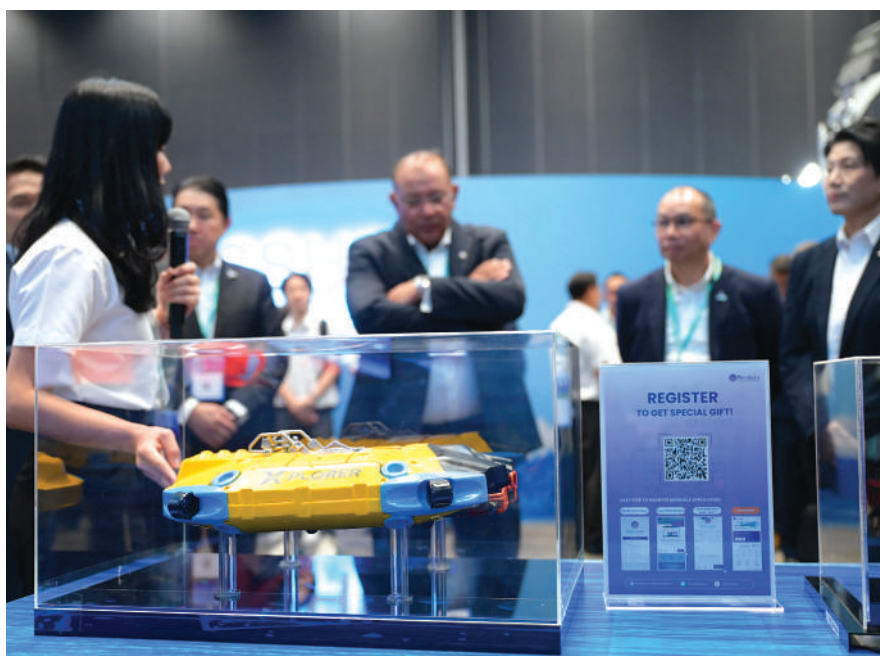
เมื่อวันที่ 9 พฤษภาคม 2568 บริษัท ปตท.สำรวจและ
ผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท.สผ.
จัดงานประชุมด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย
และสิ่งแวดล้อม “2025 PTTEP SSHE Forum”
ภายใต้แนวคิด “สี่ทศวรรษแห่งความมุ่งมั่น
ด้าน SSHE สู่อนาคตที่ยั่งยืน (Four Decades of
SSHE Journey Towards a Sustainable Future)”
โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมการแลกเปลี่ยน
องค์ความรู้ เทคโนโลยี และแนวทางปฏิบัติด้าน SSHE
ระหว่างพนักงานและคู่ค้าทางธุรกิจ

PTTEP organized the “2025 PTTEP SSHE
Forum” on 9 May 2025, under the theme
“Four Decades of SSHE Journey Towards a
Sustainable Future.” The forum aimed to foster
the exchange of knowledge, technology, and
best practices in Safety, Security, Health, and
Environment (SSHE) among employees and
business partners.



ในพิธีเปิดได้รับเกียรติจาก ดร.วิศรุต ตั้งสุนทรชันท์ รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พร้อมด้วยผู้บริหารระดับสูงของ ปตท.สผ. ร่วมแบ่งปันมุมมอง วิสัยทัศน์และประสบการณ์ด้านความปลอดภัย รวมถึงการทำพันธะสัญญาร่วมกัน เพื่อก้าวสู่การเป็นองค์กรที่ปราศจากอุบัติเหตุในการทำงาน (Zero Incident Organization) โดยตลอดทั้งงานมีการถ่ายทอดสดผ่านระบบ Microsoft Teams จากสถานที่จัดงาน ณ พารากอน ฮอลล์ ศูนย์การค้าสยามพารากอน

จากนั้นคุณมนตรี ลาวัลย์ชัยกุล ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร ปตท.สผ. (CEO) และผู้บริหารระดับสูงได้ให้เกียรติในช่วงพิธีเปิดและเยี่ยมชมบูธที่จัดแสดงจากหน่วยงานภายในองค์กรและคู่ค้าทางธุรกิจ และในช่วงบ่ายพบกับเวทีของ Management Talk ที่มีการแลกเปลี่ยนประสบการณ์ โดยคุณชยงค์ บริสุทธิ์สวัสดิ์ รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานโครงการผลิตในประเทศ ร่วมกับผู้บริหารจาก Halliburton และ The REACH Group ในหัวข้อ “Enhancing Operational Safety Towards a Sustainable Future” ต่อด้วยพิธีมอบรางวัล CEO SSHE Excellence Award แก่องค์กรและหน่วยงานที่มีผลการดำเนินงานด้าน SSHE ยอดเยี่ยม และปิดท้ายด้วยกิจกรรมจับรางวัลเพื่อสร้างบรรยากาศที่เป็นมิตรและความประทับใจให้กับผู้เข้าร่วมงานทุกท่าน



The opening ceremony was honored by Dr. Witsarut Thungsuntonkhun, Deputy Director-General, Department of Mineral Fuels, Ministry of Energy, along with senior executives from PTTEP. They shared their perspectives, visions, and experiences in safety, emphasizing a collective commitment to achieving a Zero Incident Organization. The event was broadcast live via Microsoft Teams from the Paragon Hall at Siam Paragon department store.

Following the opening, Mr. Montri Rawanchaikul, Chief Executive Officer, PTTEP and senior executives inaugurated and toured the exhibition booths, which showcased initiatives from internal departments and business partners. In the afternoon, the Management Talk session featured knowledge-sharing from Mr. Chayong Borisuitsawat, Executive Vice President, Domestic Production Asset Group, PTTEP alongside executives from Halliburton and The REACH Group under the topic “Enhancing Operational Safety Towards a Sustainable Future.”



The forum highlighted the recognition of outstanding SSHE performance through the presentation of CEO SSHE Excellence Awards to both external business partners and internal teams, ending with a lucky draw to enhance the overall participant appreciation experience.

JOMO

สุขง่าย ๆ เมื่อไม่ต้องวิ่งตามกระแส

JOMO: Finding Happiness
Without Chasing Trends



ทุกวันนี้ผู้คนใช้โซเชียลมีเดียกันมากขึ้น หลายคนหยิบโทรศัพท์ขึ้นมาไถ่ฟีดตลอดทั้งวัน เพื่อไม่ให้พลาดกระแสที่กำลังมาแรง อย่างไรก็ตาม ยังมีกลุ่มคนอีกกลุ่มหนึ่งที่มีความสุขกับการใช้ชีวิตแบบสโลว์ไลฟ์และเลือกที่จะไม่วิ่งตามเทรนด์พวกเขาเรียกตัวเองว่า “JOMO” แล้วคุณล่ะเป็น JOMO ไหม? ลองมาดูกัน

The rise of social media has led many to constantly scroll through their feeds, afraid of missing out on the latest trends. However, there is another group of people who choose not to keep up with every trend—they call themselves “JOMO.” These individuals embrace a slow-paced lifestyle and find joy in living in the moment. How much of a JOMO are you? Let’s scroll!

คนแบบไหนเรียกว่า JOMO?

What is “JOMO”?

JOMO มาจากคำว่า Joy of Missing Out ในที่นี้หมายถึงกลุ่มคนที่มีความสุขได้ง่าย ๆ แม้ว่าชีวิตจะพลาดบางสิ่งบางอย่างไปก็ตาม โดยมองว่าเราไม่จำเป็นต้องรู้ทุกเรื่องบนโลกใบนี้ได้

ตรงกันข้ามกับ FOMO ซึ่งย่อมาจาก Fear of Missing Out ซึ่งใช้เรียกแทนกลุ่มคนที่กลัวการตกกระแส เลยรักที่จะตามเทรนด์ ก้าวให้ทันโลกอยู่ตลอดเวลา บางครั้งยอมแม้กระทั่งอดหลับอดนอนเพื่อที่ตนเองจะได้ไม่พลาดข่าวร้อนประเด็นดังที่สังคมให้ความสนใจ ทั้งยังชอบอัปเดตชีวิตตัวเองผ่านโซเชียลมีเดียอยู่เสมอ

JOMO stands for the “Joy of Missing Out”, a mindset of being content with missing certain things, knowing that it’s unnecessary to stay updated on everything happening in the world.

Conversely, “FOMO”, or Fear of Missing Out, which describes those who constantly chase trends and keep up with the latest happenings. FOMO-driven individuals often sacrifice sleep just to stay in the loop on viral news and social media discussions. They also tend to frequently update their own lives on social media, ensuring they’re never out of touch.



สัญญาณบ่งบอกว่าคุณคือ JOMO

Signs That You’re a JOMO



ถอยห่างจากโลกออนไลน์ ปกติคนกลุ่มนี้ไม่ยึดติดกับอุปกรณ์สื่อสารไม่ว่าจะเป็นสมาร์ทโฟนหรือแท็บเล็ต ไม่ค่อยเล่นสื่อสังคมออนไลน์ ไม่พะวงกับเสียงแจ้งเตือนฟีดข่าวใหม่ ๆ รวมทั้งอาจจะตัดขาดการสนทนาผ่านแชต ตอบไลน์หรือตอบ Inbox ที่ก็หายไปเป็นวัน ๆ

ไม่รู้สึกผิดที่จะตกเทรนด์ ชาว JOMO ส่วนใหญ่รู้สึกเบื่อหน่ายกับโลกโซเชียล เลยไม่ทุกซักรื้อน ถ้าหากตนเองจะพลาดข่าวสารหรือยอมตกเทรนด์บางอย่างไปเพราะสิ่งที่ได้รับกลับมาคือการมีเวลาอยู่กับตัวเองมากขึ้น ไม่ปล่อยให้เวลาลื่นหายไปกับการจ้องจอ

โฟกัสที่ตัวเอง ชอบใช้เวลาไปกับกิจกรรมที่ตอบใจชีวิตส่วนตัว ลงมือทำงานอดิเรกที่ชอบ เช่น ท่องเที่ยว อ่านหนังสือ ออกกำลังกาย ปูปลูกต้นไม้ ฯลฯ หรือทุ่มเทเวลาให้กับคนในครอบครัว เพื่อนฝูง ด้วยการนั่งดูหนังร่วมกัน ล้อมวงเล่นเกม หรือนัดทานอาหารนอกบ้านให้ความสำคัญกับการสร้างความสัมพันธ์อันดีกับคนที่อยู่ตรงหน้า โดยไม่จำเป็นต้องโพสต์ลงโซเชียลมีเดียให้โลกรู้

Distancing from the Online World: JOMOs don’t feel attached to their devices. They rarely spend time on social media, are unbothered by notifications, and might go days without replying to messages.

No Guilt about Missing Trends: Unlike FOMO-driven individuals, JOMOs are not stressed about missing out on news or trends. Instead, they appreciate the extra time to focus on themselves rather than getting lost in endless scrolling.

Prioritizing Personal Fulfillment: JOMOs prefer activities that bring them joy and personal growth—whether it’s traveling, reading, exercising, or gardening. They also dedicate time to nurturing real-life relationships, enjoying quality time with family and friends without feeling the need to document everything online.

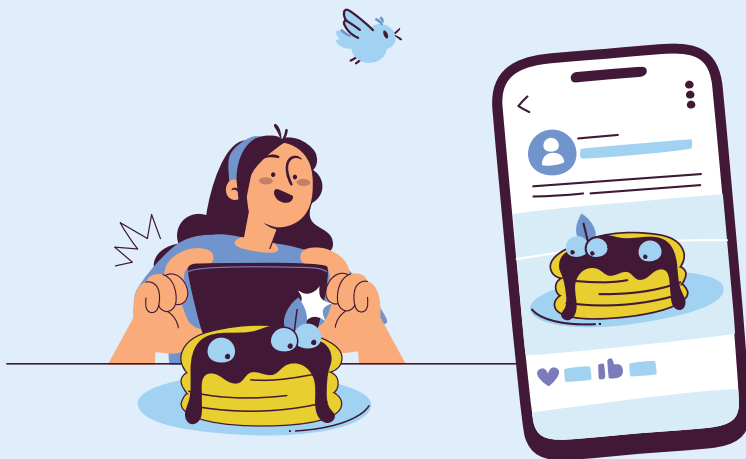
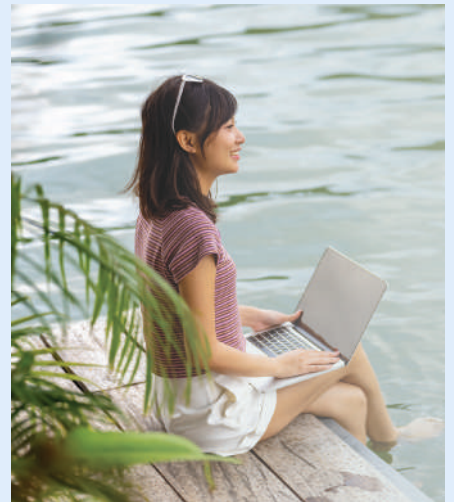


JOMO หรือ FOMO แบบไหนดีกว่า?

JOMO vs. FOMO: Which is Better?

คงจะตัดสินใจไม่ได้ว่าเป็น JOMO ดีกว่า FOMO เพราะการที่ไม่อยากพลาดบางอย่างไปก็ทำให้ชาว FOMO ได้เปิดโลกทัศน์ใหม่ ๆ และอาจเปิดโอกาสให้ได้รับแรงบันดาลใจใหม่ ๆ จากสิ่งที่เห็นบนโซเชียลมีเดียได้ ส่วนการเป็น JOMO ก็ช่วยให้มีสมาธิกับปัจจุบันมากขึ้นได้อยู่กับตัวเอง และดูแลคนรอบข้างได้ดีขึ้นก็มีเสน่ห์ไปอีกแบบ

It's not about choosing one over the other—both have their merits. FOMO can help people stay informed and inspired by new ideas they encounter online, while JOMO allows individuals to be more present, focus on themselves, and cultivate meaningful offline relationships.



สุดท้ายไม่ว่าจะเป็นชาว JOMO หรือ FOMO สิ่งสำคัญที่สุด คือ การหาจุดสมดุล ไม่สุดโต่งเกินไป ไม่วิ่งตามเทรนด์จนเหนื่อย ขณะเดียวกันก็ไม่เมินเฉยต่อสิ่งใหม่ ๆ จนกลายเป็นคนตามโลกไม่ทัน ใช้ชีวิตให้มีความสุขในแบบของตัวเอง เท่านั้นก็น่าจะเพียงพอแล้ว

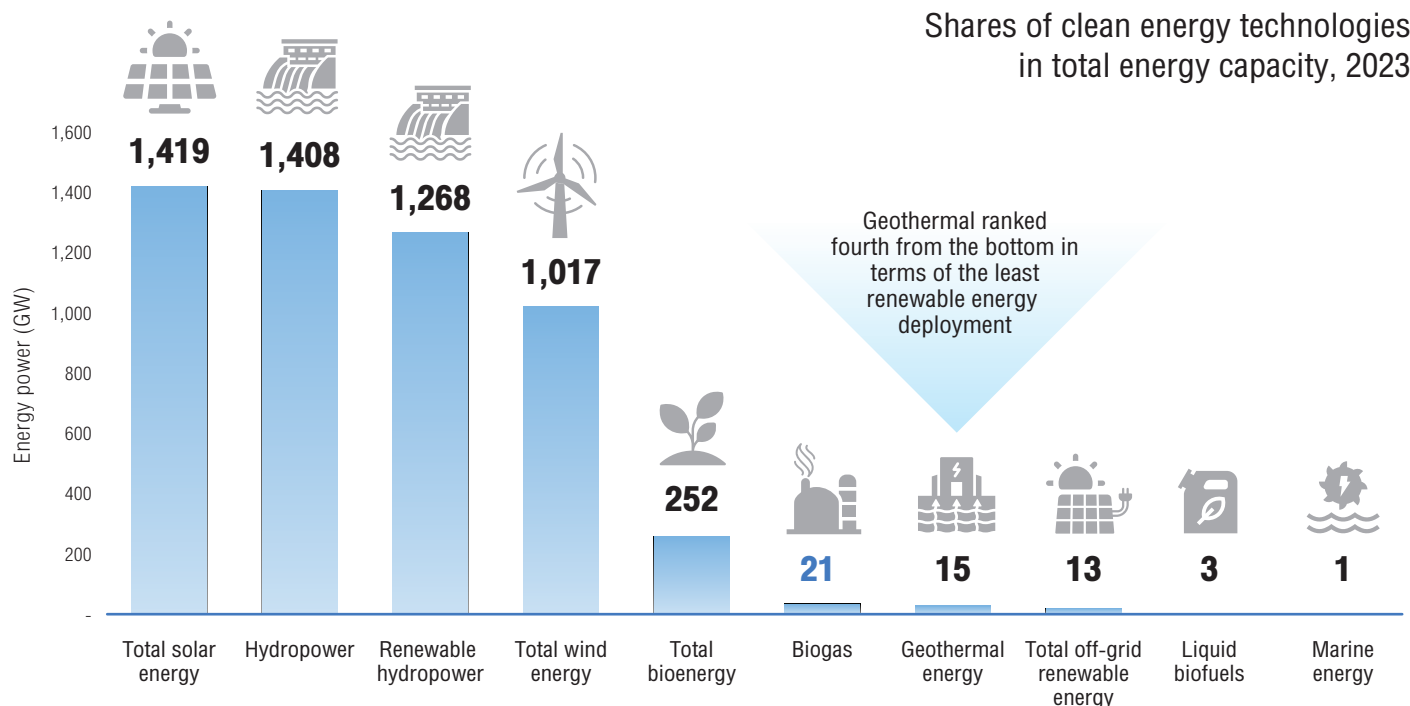
At the end of the day, whether you lean more towards JOMO or FOMO, the keys are balancing and avoiding excessive trend-chasing while still staying open to new experiences. As long as you're happy in your own way, that's all that truly matters.

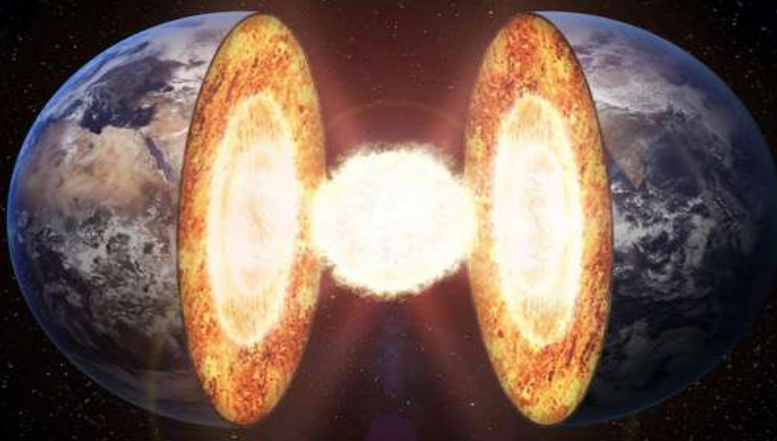
พลังงานความร้อนใต้พิภพ: กุญแจสู่ศักยภาพของโลก เพื่อขับเคลื่อนเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ

Geothermal Energy: Unlocking Earth's Full Potential for the low CO₂ economy

ปัจจุบันพลังงานสะอาดถือเป็นส่วนสำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำเพื่อการเปลี่ยนผ่านพลังงานอย่างยั่งยืนของโลก จากข้อมูลสถิติจากทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศในปี 2566 กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทั่วโลกอยู่ที่ประมาณ 5,416 กิกะวัตต์ โดยการผลิตส่วนใหญ่มาจาก พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานน้ำ และพลังงานลม ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 94 ในขณะที่กำลังการผลิตพลังงานสะอาดจากความร้อนใต้พิภพนั้นมีเพียง 15 กิกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนน้อยกว่าร้อยละ 1 เท่านั้น

Today, renewable energy plays a vital role in driving the global energy transition towards sustainability. According to 2023 data compiled by the International Renewable Energy Agency (IRENA), total renewable power capacity reached 5,416 gigawatts. Of this, 94% was generated from solar photovoltaics, hydropower, and wind turbines. In contrast, geothermal power accounted for only 15 gigawatts, representing less than 1% of the total capacity.

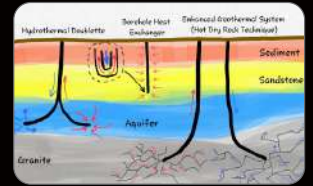




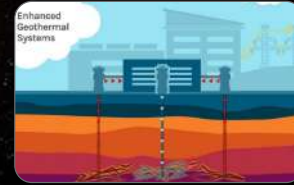
Geothermal heat storage



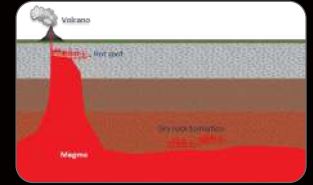
Vapor dominated reservoir



sedimentary aquifers



Hot dry rock



Magma

พลังงานความร้อนใต้พิภพ

คือ พลังงานความร้อนจากธรรมชาติที่ถูกกักเก็บอยู่ภายใต้พื้นดินโดยมีแกนโลกเป็นจุดกำเนิดความร้อน ซึ่งคาดการณ์ว่ามีอุณหภูมิสูงถึง 5,000 องศาเซลเซียส ทั้งนี้ยังมีปัจจัยอื่น ๆ อีกมากมายที่ช่วยส่งเสริมให้การดึงพลังงานความร้อนใต้พิภพสามารถเกิดได้ในระดับอุตสาหกรรม เช่น ตำแหน่งที่ตั้ง ลักษณะทางกายภาพใต้พื้นดิน และอุณหภูมิที่ระดับความลึกต่างๆ เป็นต้น โดยแหล่งกักเก็บความร้อนใต้พิภพสามารถจำแนกได้ 4 ลักษณะ คือ (1) แหล่งที่เป็นไอน้ำ (2) แหล่งน้ำร้อน (3) แหล่งหินร้อน และ (4) แหล่งแมกมา

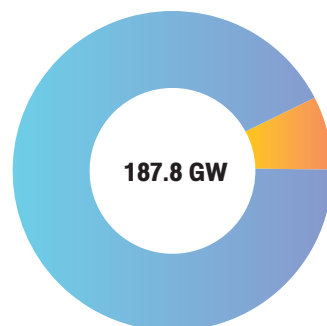
การใช้ประโยชน์จากพลังงานความร้อนใต้พิภพและความท้าทายในการพัฒนาโครงการ

ปัจจุบัน 88 ประเทศทั่วโลกมีการนำพลังงานความร้อนใต้พิภพมาใช้ในการภาคอุตสาหกรรม ทั้งในรูปแบบ (1) การใช้ความร้อนโดยตรง และ (2) การผลิตกระแสไฟฟ้า โดยข้อมูลในปี 2566 ระบุว่ากำลังการผลิตสำหรับการใช้ความร้อนโดยตรงและการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 173 กิกะวัตต์ และ 14.8 กิกะวัตต์ ตามลำดับ ซึ่งส่วนใหญ่ของกำลังการผลิตยังคงกระจุกตัวอยู่ในไม่กี่ประเทศเท่านั้น เช่น จีน สหรัฐอเมริกา อินโดนีเซีย ตุรกี และฟิลิปปินส์ เป็นต้น

Final application of geothermal energy in 2023 (GW)

Electricity
14.8 GW
8%

Heat
173.0 GW
92%



เทคโนโลยีการผลิตพลังงานความร้อนใต้พิภพรูปแบบใหม่

อย่างไรก็ตาม หากเทียบกำลังการผลิตพลังงานจากความร้อนใต้พิภพกับพลังงานสะอาดอื่น ๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมแล้ว พลังงานใต้พิภพมีส่วนการใช้งานที่น้อยมาก เนื่องจากความท้าทายในด้านภูมิศาสตร์และความเหมาะสมของลักษณะทางกายภาพใต้พื้นดินเป็นหลัก ที่จะต้องมีความเหมาะสมในด้านความลึก การกระจายความร้อนที่ระดับความลึกต่างๆ และความสามารถในการซึมผ่านของน้ำที่เหมาะสม

Geothermal energy

is a naturally occurring form of heat stored in the Earth's subsurface, originating from the Earth's core, which is estimated to have a temperature of around 5,000°C. Various factors contribute to the commercial viability of geothermal energy extraction, including location, subsurface characteristics, and temperature gradient. Geothermal heat storage can be categorized into four main types: (1) vapor-dominated geothermal reservoirs, (2) sedimentary aquifers, (3) hot dry rock, and (4) magma.

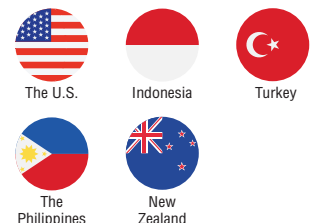
Utilization of geothermal energy and its challenges in project development

As of now, 88 countries have utilized geothermal energy for (1) direct heat application and (2) electricity generation. In 2023, the total installed geothermal capacity for direct heat and electricity generation reached 173 gigawatts and 14.8 gigawatts, respectively. However, significant portion of production capacity is concentrated in just only few countries such as China, The United States, Indonesia, Turkey, and The Philippines etc.

~80%
of global geothermal
heat generation



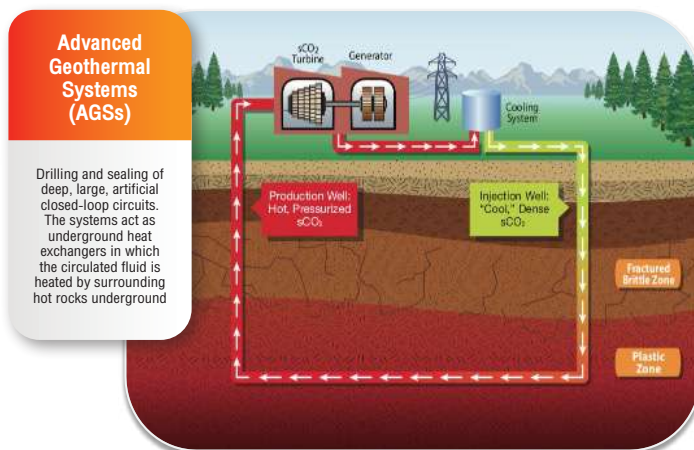
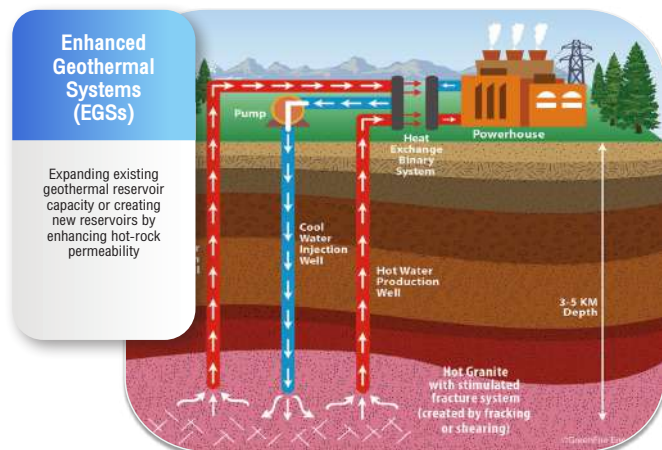
2/3
of global geothermal
electricity generation



Next-generation geothermal technologies

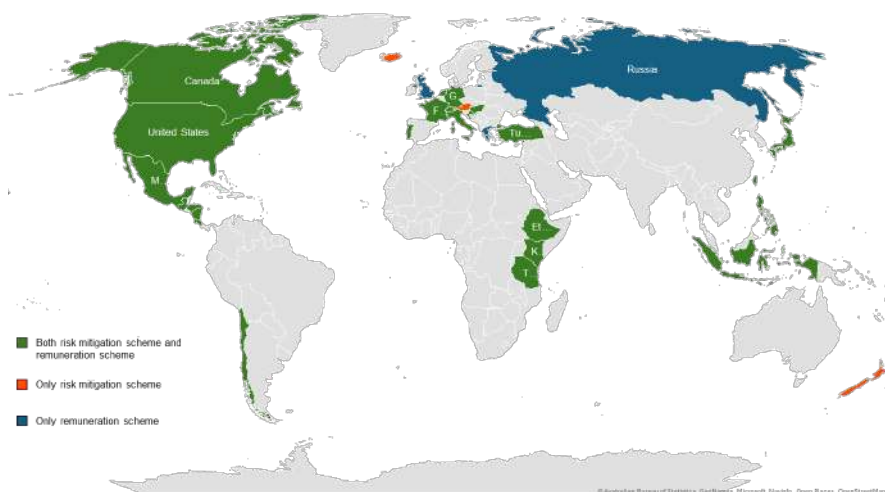
However, the total capacity of geothermal energy is significantly small when compared to other renewable energy, such as, solar PV and wind energy due to challenges associated mainly with location and subsurface characteristics that require suitable depth, heat gradient, and permeability. Due to these challenges, various stakeholders have focused on developing

ทำให้หลายปีที่ผ่านมาได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการผลิตพลังงานจากความร้อนใต้พิภพรูปแบบใหม่ 2 รูปแบบด้วยกัน คือ (1) ระบบผลิตพลังงานความร้อนใต้พิภพแบบเสริมประสิทธิภาพ และ (2) ระบบผลิตพลังงานความร้อนใต้พิภพแบบขั้นสูง เพื่อลดข้อจำกัดในด้านภูมิศาสตร์และทำให้การผลิตพลังงานความร้อนใต้พิภพเป็นไปได้อย่างกว้างขวางยิ่งขึ้น



การสนับสนุนการพัฒนาโครงการการผลิตพลังงานความร้อนใต้พิภพ

นอกจากพลังงานความร้อนใต้พิภพจะเป็นพลังงานสะอาดแล้ว ยังมีข้อดีอื่น ๆ ที่เป็นข้อได้เปรียบพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม คือ การให้พลังงานที่เสถียรซึ่งเหมาะสำหรับการใช้งานกับอุตสาหกรรมระบบศูนย์ข้อมูลขนาดใหญ่ที่กำลังเติบโตอย่างรวดเร็วในไม่กี่ปีที่ผ่านมาจึงเป็นผลให้มากกว่า 33 ประเทศที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ที่เหมาะสมพยายามผลักดันให้เกิดการพัฒนาโครงการอย่างต่อเนื่องผ่านการสนับสนุนด้านการเงิน 2 รูปแบบ คือ (1) นโยบายบรรเทาความเสี่ยง และ (2) นโยบายกำหนดค่าตอบแทน



บทสรุปเกี่ยวกับพลังงานความร้อนใต้พิภพ

พลังงานความร้อนใต้พิภพเป็นพลังงานสะอาดที่มีความเสถียรด้านพลังงานที่สูงกว่าพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ อย่างไรก็ตามยังมีความท้าทายด้านภูมิศาสตร์ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้การอุตสาหกรรมนี้ยังไม่สามารถเติบโตได้เท่าที่ควร ดังนั้น เทคโนโลยีสำหรับการผลิตพลังงานจากความร้อนใต้พิภพรูปแบบใหม่จะเป็นตัวแปรสำคัญที่จะเข้ามาช่วยให้การผลิตพลังงานจากความร้อนใต้พิภพสามารถทำได้อย่างแพร่หลายมากขึ้นโดยเฉพาะในประเทศที่แหล่งทรัพยากรเข้าถึงได้ยากซึ่งจะเป็นส่วนช่วยให้เกิดการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานอย่างยั่งยืน

two innovative geothermal systems, including (1) Enhanced Geothermal Systems (EGSs) and (2) Advanced Geothermal Systems (AGSs), to overcome limitations related to location and subsurface characteristic, thereby enabling broader deployment of geothermal technology.

Supports in geothermal project development

One key advantage of geothermal energy over solar PV and wind energy is its ability to provide firm and dispatchable power, making it particularly suitable for energy-intensive sectors such as data centers, which have experienced rapid growth in recent years. To accelerate the commercialization of next-generation geothermal technologies, over thirty-three (33) countries have introduced financial support mechanisms—namely (1) risk mitigation schemes and (2) remuneration schemes



Geothermal energy summary

Geothermal energy offers clean and firm power to the grid with greater stability compared to other renewable sources. However, location-related challenges continue to hinder the industry's large-scale growth. Therefore, innovative geothermal systems will play a crucial role in enabling geothermal project development to be commercially viable, especially in the countries with limited geothermal resources, paving the way for sustainable energy transition.

Brain Exercise

เกมร่วมสนุกลุ้นรับของรางวัลพิเศษ

Join the game! Stand a chance to win special prizes.

ขอเชิญผู้ถือหุ้นทุกท่านร่วมสนุกกับ “เกมจับคู่รูปภาพ” ลุ้นรับ ชุดสายชาร์จ จำนวน 40 รางวัล
(หมดเขตวันที่ 15 สิงหาคม 2568)

All shareholders are invited to join “Matching Game”. Stand a chance to win 40 PTTEP Cable Boxes. (Deadline to join the game is 15 August 2025)

*กรุณาเขียนชื่อ-นามสกุล เป็นภาษาไทย

(Please write your first name and last name in Thai)

ชื่อ (First Name).....นามสกุล (Last Name).....

ที่อยู่สำหรับจัดส่งของรางวัล (Address for sending the prize).....

เบอร์โทรศัพท์ (Phone Number).....



Let's Start
เริ่มเล่นกันเลย!

กติกา: จับคู่รูปภาพกับ
ข้อความที่กำหนดให้ถูกต้อง
(Rule: Match the pictures
with the given
words correctly.)

ร่วมสนุกกับเกมจับคู่
รูปภาพจากบทความจาก
ในเล่ม Explorer's Journal
ประจำไตรมาสที่ 2/2568
Participate in the quiz
game from the article
in the Explorer's Journal
Q2/2025.



1

A

ผลการดำเนินงาน
ทางการเงิน / Financial
Performance



2

B

สวยงาม ๆ เมื่อไม่ต้องวิ่ง
ตามกระแส / J O M O



3

C

พลังงานความร้อนใต้พิภพ /
Geothermal Energy



4

D

การกำกับดูแลกิจการที่ดี
การบริหารความเสี่ยง และ
การกำกับการปฏิบัติตาม
กฎเกณฑ์ / GRC



5

E

หนึ่งในเป้าหมายหลัก
ในการดำเนินงานของ
ปตท.สผ. / One of
the PTTEP Key Focus

ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมเกี่ยวกับเกม (Suggestion about the game)

.....

.....

.....



ช่องทางการร่วมเล่นเกม

You can join the game through these channels.



1

Scan QR Code
เพื่อเล่นเกม



2

ถ่ายรูปคำตอบพร้อมที่อยู่ในการจัดส่งของรางวัล และส่งมาที่
explorer_s_journal@pttep.com

Take a picture of the answer
and address for sending
the prize and send to
explorer_s_journal@pttep.com



3

ตัดคำตอบตามรอยปรุ
ส่งมาตามที่อยู่ด้านล่างนี้
บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม
จำกัด (มหาชน)
ศูนย์เอนเนอร์ยีคอมเพล็กซ์ อาคาร A
ชั้น 19-36 เลขที่ 555/1 ถนนวิภาวดีรังสิต
แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900

พร้อมวงเล็บมุมของ

(แผนกการบริหารงานกรรมการ คณะจัดการ และผู้ถือหุ้น 1)

Cut the answer along dotted line
and send to the address below

PTT Exploration and Production Public
Company Limited

555/1 Energy Complex Building A,
19th - 36th Floor,

Vibhavadi-Rangsit Road, Chatuchak,
Chatuchak, Bangkok 10900 Thailand

with text in bracket (Corporate Secretariat 1 Section)
in the corner of the envelope

รายชื่อผู้โชคดีสำหรับ “เกมร่วมสนุกลุ้นรับของรางวัลสุดพิเศษ Explorer’s Journal Q1/2568”

Lucky winners of “Join the game! Stand a chance to win special prizes Explorer’s Journal Q1/2025”

- | | | | | | | | |
|--------------|----------------|---------------|----------------|----------------|------------------|--------------|--------------------|
| 1. เรณู | สันติบรรณเลิศ | 13. ธัญญา | พลัปพลาทอง | 25. ศิริชัย | รุจิรวรรณกุล | 37. สุวิมล | สุขพัฒน์ |
| 2. เอกวิทย์ | จิตไทย | 14. นฤมล | สุขชื่น | 26. ศักดิ์ชัย | สุนทรกิจจารักษ์ | 38. สุวิวรรณ | ปานวัชรคม |
| 3. จันทรา | ฤดีเนกสิน | 15. นิศา | สิริโสภาอุษา | 27. สมบูรณ์ | สาร | 39. อรพรรณ | สถิตย์สูงศักดิ์กุล |
| 4. จีรวรรณ | เชยโอนะนันท์ | 16. บุญศรี | เงินสวัสดิ์ | 28. สมศักดิ์ | หิรัญสินสุนทร | 40. อัญชล | วงศ์มาศ |
| 5. ชัยวุฒิ | เกตานิจุจน์ | 17. ประณีต | จันทร์เบญจกุล | 29. สรศักดิ์ | ตันติพงศ์พิพัฒน์ | | |
| 6. ชุตติเดช | สิริพงษ์กุล | 18. ประวิทย์ | วงศ์จักรคุณ | 30. สุกัลยา | โสธนนันท์ | | |
| 7. สุานิตา | ฤดีเนกสิน | 19. ปิยะมาศ | ภักดีอำนาจ | 31. สุกานดา | ตรีบรรณสมบัติ | | |
| 8. สุานัตรา | โกศทวีทรัพย์ | 20. ภักดิ์ชัย | หนูทอง | 32. สุดชัย | เหลือถาวรกุล | | |
| 9. ณัฐรุช | ฉัตรรัตนารักษ์ | 21. มยุรี | นันทวัฒนา | 33. สุทธิรักษ์ | เจียรพินิจนันท์ | | |
| 10. ทองเหมาะ | พลเสน | 22. ยี่หว้า | จินต์จำเริญสุข | 34. สุนทรี | สุกาญจนาเศรษฐี | | |
| 11. ธนวัฒน์ | ปิ่นรอด | 23. รัตนพร | ทางธนกุล | 35. สุรภา | เงินสวัสดิ์ | | |
| 12. ธนา | นิวัตวงศ์ | 24. ลัพวรรณ | สิริพงษ์กุล | 36. สุวรรณิ | หิรัญสินสุนทร | | |



กระเป๋าผ้า ปตท.สพ.
PTTEP Canvas Bag

Disclaimer:

เอกสารฉบับนี้จัดทำโดย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (“บริษัทฯ”) เพื่อใช้ในการนำเสนอหรือเผยแพร่ข้อมูลเท่านั้น เอกสารฉบับนี้ไม่ถือว่าการเสนอขาย ชี้ชวน หรือแนะนำให้ซื้อ หรือลงทุนในหลักทรัพย์ของบริษัทฯ ท่านไม่ควรตัดสินใจลงทุนหรือตัดสินใจใดๆ โดยอาศัยข้อมูลใดๆ ในเอกสารฉบับนี้

บริษัทฯ ไม่รับผิดชอบต่อความสูญเสียหรือความเสียหายใดๆ อันเนื่องมาจากข้อมูลในเอกสารฉบับนี้ ข้อมูลในเอกสารฉบับนี้เป็นข้อมูลปัจจุบัน ณ วันที่ของเอกสารฉบับนี้ และอาจมีการแก้ไขเปลี่ยนแปลง ข้อมูลดังกล่าวโดยมีต้องมีการบอกกล่าวล่วงหน้า บริษัทฯ ไม่ได้รับรองหรือรับประกันความถูกต้อง ความเหมาะสม หรือความครบถ้วนของข้อมูล บริษัทฯ ไม่มีหน้าที่ต้องดำเนินการปรับปรุงข้อมูลดังกล่าวให้เป็นปัจจุบันภายหลังจากวันที่ของเอกสารฉบับนี้ และเอกสารฉบับนี้และข้อมูลในเอกสารฉบับนี้ไม่ถือว่าเป็นการให้คำปรึกษาหรือคำแนะนำทางด้านการกฎหมาย การลงทุนหรือด้านอื่นๆ

นอกจากนี้ ข้อมูลและข้อความบางส่วนบางตอนในเอกสารฉบับนี้มีลักษณะเป็นการคาดการณ์เหตุการณ์ในอนาคต โดยอาศัยข้อมูล ณ วันที่ของเอกสารฉบับนี้ และขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ ผลที่เกิดขึ้นจริง จึงอาจแตกต่างไปอย่างมีนัยสำคัญจากที่ได้คาดการณ์ไว้ในเอกสารฉบับนี้ ท่านจึงควรใช้วิจารณญาณ อย่างรอบคอบเกี่ยวกับข้อมูลและข้อความดังกล่าว และไม่ควรตัดสินใจ โดยอาศัยเพียงแต่ข้อมูล และ ข้อความดังกล่าว

ห้ามมิให้มีการคัดลอก ตัดแปลง ทำซ้ำ หรือเลียนแบบข้อมูลที่ปรากฏอยู่ในเอกสารฉบับนี้โดยเด็ดขาด เว้นแต่ จะได้รับอนุญาตเป็นลายลักษณ์อักษรจากบริษัทฯ ก่อนเท่านั้น

The information in this presentation has been prepared by PTT Exploration and Production Public Company Limited and its subsidiaries (the “Group”) for use in presentations by the Group and does not constitute a recommendation regarding the securities of the Group.

Neither the Group nor any of its affiliates, advisors or representatives shall have any responsibility or liability whatsoever (for negligence or otherwise) for any loss howsoever arising from any use of this presentation or its contents or otherwise arising in connection with this presentation. The information set out herein may be subject to updating, completion, revision, verification and amendment and such information may change materially. No representation or warranty, express or implied, is made as to, and no reliance should be placed on, the fairness, accuracy, completeness or correctness of the information, or opinions contained herein. The information contained herein does not constitute or form part of any legal, taxation, or investment consultation or advice.

Moreover, the information communicated in this presentation contains certain statements that reflect the Group’s beliefs, plans and expectations about the future and are or may be forward looking. These forward-looking statements are based on management’s current expectations or beliefs as well as a number of assumptions about the Group’s operations and beyond the Group’s control, and by their nature forward looking statements involve risk and uncertainty because they relate to events and depend on circumstances that will occur in the future.

This presentation is confidential and must not be copied, reproduced, distributed or passed (in whole or in part) to any other person at any time without prior written consent from the Group

Contact Information

แผนกการบริหารงานกรรมการ คณะจัดการ และผู้ถือหุ้น 1

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคาร A

ชั้น 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร

เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย

Tel: 0 2537 4000

explorer_s_journal@pttep.com



www.pttep.com