

1. นโยบายและภาพรวมการประกอบธุรกิจ

1.1 วิสัยทัศน์ วัตถุประสงค์ เป้าหมาย หรือกลยุทธ์

ปตท.สผ. เป็นผู้ประกอบธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมชั้นนำของประเทศไทย มีภารกิจในการจัดหาแหล่งปิโตรเลียมที่มั่นคงให้กับประเทศไทยและประเทศที่บริษัทเข้าลงทุน เพื่อเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมและปริมาณการผลิตทั้งในประเทศและต่างประเทศ รวมถึงสร้างผลตอบแทนอย่างเป็นธรรมแก่ผู้ถือหุ้นและผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง บริษัทได้ปรับกลยุทธ์ของบริษัทเป็น Expand and Execute เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน ส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืน และรองรับความท้าทายของธุรกิจพลังงานในอนาคต บริษัทจึงกำหนดวิสัยทัศน์ (Vision) และพันธกิจ (Mission) ดังนี้

วิสัยทัศน์ Energy Partner of Choice through Competitive Performance and Innovation for Long-term Value Creation

พันธกิจ ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจทั่วโลก เพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ควบคู่ไปกับการสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืนแก่ผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง

วัตถุประสงค์และเป้าหมาย ปตท.สผ. มีวัตถุประสงค์หลักในการสร้างความสมดุลใน 2 ด้าน ได้แก่ ด้านผลการดำเนินงานและผลตอบแทนจากการใช้เงินลงทุน (Strong Performance) และด้านความยั่งยืนขององค์กร (Business Sustainability) โดยมีการกำหนดเป้าหมายระยะยาว ดังนี้

- ต้นทุนการดำเนินการต่อหน่วย (Unit cost) ในระดับ top quartile เมื่อเทียบกับ peers
- รักษาอัตราส่วน R/P ให้อยู่ในระดับมากกว่า 7 ปี
- มีอัตราการเติบโตของการผลิตเฉลี่ยต่อปี (CAGR) ได้ตามเป้าหมาย 5 จนถึงปี 2573

กลยุทธ์ เพื่อที่จะบรรลุเป้าหมายข้างต้นให้ได้ ปตท.สผ. มุ่งเน้นแผนกลยุทธ์ 2 ด้าน ได้แก่ (1) Expand และ (2) Execute โดยมีรายละเอียด ดังนี้

(1) Expand กลยุทธ์ในการขยายธุรกิจ โดยมุ่งเน้นในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความชำนาญและมองหาโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานเพื่อสร้างความยั่งยืนในระยะยาว

- กลยุทธ์ Coming-Home: มุ่งเน้นขยายการลงทุนในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก รวมถึงการมองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญ เช่น Gas Value Chain โดยขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับในการขายปิโตรเลียมในเมียนมาในรูปแบบของ Gas to Power
- กลยุทธ์ Strategic Alliance: มองหาโอกาสการลงทุนในพื้นที่อื่น ๆ ที่มีศักยภาพร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) โดยเน้นภูมิภาคตะวันออกกลาง
- กลยุทธ์สร้างความยั่งยืน: ลงทุนในธุรกิจใหม่ที่มุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน รวมถึงธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน

(2) Execute กลยุทธ์ในการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก และรักษาขีดความสามารถในการแข่งขัน

- สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน โดยเน้นการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก
- ควบคุมต้นทุนการผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้ โดยการใช้เทคโนโลยีดิจิทัลและการเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน
- ผลักดันการพัฒนาของโครงการหลักในต่างประเทศ บริษัทมุ่งเน้นในการติดตามและสนับสนุนการพัฒนาโครงการหลัก เช่น โครงการ Mozambique Area 1 Project และโครงการ Hassi Bir Rekaiz

- ดำเนินการโครงการบงกช เอรารัตน์ และโครงการใหม่จากการเข้าซื้อกิจการต่าง ๆ ในช่วงเปลี่ยนผ่านอย่างมีประสิทธิภาพ

ขั้นตอนหรือกระบวนการการกำหนดวิสัยทัศน์และพันธกิจของบริษัท

คณะกรรมการ ปตท.สผ. พิจารณาทบทวนและอนุมัติวิสัยทัศน์และพันธกิจของบริษัททุกปี โดยจะมีการประชุมคณะกรรมการเพื่อร่วมปรึกษาหารือกับฝ่ายจัดการในการทบทวนและกำหนดวิสัยทัศน์ พันธกิจ และกลยุทธ์ทางธุรกิจของบริษัทให้สอดคล้องกับสถานการณ์ขณะนั้น ทั้งนี้ กระบวนการวางแผนกลยุทธ์ได้จัดทำอย่างเป็นระบบ เริ่มจากการพิจารณาสภาพแวดล้อมทางธุรกิจในปัจจุบันและแนวโน้มในอนาคต รวมถึงสถานการณ์ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่เปลี่ยนแปลง และผลกระทบต่อบริษัทในแง่ของโอกาสและความเสี่ยงในการดำเนินงาน อีกทั้งมีการวิเคราะห์สถานการณ์ลงทุนของบริษัท ความสมดุลระหว่างผลตอบแทนกับความเสี่ยงในการลงทุน เพื่อกำหนดวิสัยทัศน์ พันธกิจ และทิศทางการดำเนินการเชิงกลยุทธ์ทั้งในระยะสั้นและระยะยาว ให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงทางธุรกิจที่เกิดขึ้น หลังจากนั้น ฝ่ายจัดการจะรับแนวนโยบายการดำเนินงานเชิงกลยุทธ์ดังกล่าวมาใช้ในการกำหนดแผนงาน งบประมาณ และดัชนีชี้วัดผลการดำเนินงานประจำปี และนำกลับมาเสนอต่อคณะกรรมการเพื่อให้พิจารณาอนุมัติแผนงาน งบประมาณ และดัชนีชี้วัดผลการดำเนินงานประจำปีถัดไป

หลังจากคณะกรรมการ ปตท.สผ. ได้พิจารณาอนุมัติวิสัยทัศน์และกลยุทธ์ในการดำเนินงาน ฝ่ายจัดการจะมีการสื่อสารและถ่ายทอดทิศทางการดำเนินงานเชิงกลยุทธ์และเป้าหมายองค์กรที่ได้รับการอนุมัติจากคณะกรรมการให้กับผู้บริหารและพนักงานทุกคน เพื่อสื่อสารและสร้างความเข้าใจร่วมกัน ซึ่งจะนำไปสู่การกำหนดแผนงานย่อยและการปฏิบัติงานที่สอดคล้องกับเป้าหมาย แผนงานรวม และค่านิยมขององค์กร ทำให้สามารถบรรลุเป้าหมายตามที่กำหนดไว้ของบริษัท ทั้งนี้ คณะกรรมการบริษัทมีการกำกับดูแลและติดตามให้ฝ่ายจัดการมีการปฏิบัติตามแผนงานที่กำหนดไว้ตามทิศทางและกลยุทธ์ขององค์กรอย่างสม่ำเสมอ โดยฝ่ายจัดการมีการรายงานผลการดำเนินงานเปรียบเทียบกับแผนกลยุทธ์ที่ได้กำหนดไว้ให้ที่ประชุมคณะกรรมการทราบเป็นประจำทุกไตรมาส

1.2 การบริหารจัดการความยั่งยืนของ ปตท.สผ.

1.2.1 ภาพรวมการบริหารจัดการความยั่งยืนของ ปตท.สผ.

การบริหารจัดการความยั่งยืน (Sustainability Management) ของ ปตท.สผ. คือ การดำเนินธุรกิจโดยคำนึงถึงความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม เป็นส่วนหนึ่งของการตัดสินใจทางธุรกิจเพื่อให้เป็นที่ยอมรับจากนักลงทุน ผู้ถือหุ้น ผู้ร่วมธุรกิจ รัฐบาลของประเทศที่บริษัทเข้าลงทุน ชุมชน รวมถึงพนักงานของ ปตท.สผ. โดยบริษัทได้พัฒนากระบวนการทำงานต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง ทั้งในด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมให้มีประสิทธิภาพในการทำงานเพิ่มขึ้น เพื่อนำไปสู่การพัฒนาอย่างยั่งยืน โดยการกำหนดเป้าหมาย กลยุทธ์ และแผนการดำเนินงาน การจัดสรรงบประมาณอย่างเหมาะสม รวมถึงการกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance หรือ GRC) การคิดค้นเทคโนโลยีใหม่ ๆ เพื่อเพิ่มผลผลิตและลดค่าใช้จ่าย และสร้างพนักงานให้มีความรู้ ความสามารถในการทำงานอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งสิ่งเหล่านี้จะช่วยสร้างคุณค่าให้กับองค์กรและผู้มีส่วนได้เสียต่าง ๆ โดย ปตท.สผ. ได้นำมาตรฐานปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียงมาเป็นแนวทางในการดำเนินธุรกิจ และมีการดำเนินงานด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนที่สอดคล้องกับเป้าหมายการพัฒนาอย่างยั่งยืนของสหประชาชาติ (UN Sustainable Development Goals หรือ UN SDGs) โดยมุ่งเน้นเป้าหมายที่ 7, 8, 12, 13 และ 14 ซึ่งสอดคล้องกับประเด็นสำคัญด้านความยั่งยืนของบริษัท นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังใช้ Dow Jones Sustainability Indices (DJSI) เป็นตัวชี้วัดผลการดำเนินงานด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนขององค์กรในระดับสากลอีกด้วย

โดยในปี 2562 ปตท.สผ. ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกในกลุ่มดัชนีความยั่งยืนของดาวโจนส์ระดับโลกในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream & Integrated Industry) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 6 และยังได้รับคะแนนประเมินสูงสุด หรือ Industry Leader ของกลุ่มบริษัทจดทะเบียนทั่วโลกในธุรกิจประเภทเดียวกันเป็นครั้งที่ 2 จากที่เคยได้รับเมื่อปี 2559 ซึ่ง ปตท.สผ.

มีเป้าหมายที่จะรักษาสถานะการเป็นสมาชิกในกลุ่มดัชนี DJSI ไว้อย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ ยังได้รับการคัดเลือกให้เป็นสมาชิกของดัชนี FTSE4Good Index Series ประจำปี 2562 ต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 รวมถึงได้รับรางวัล SET Awards ประเภทรางวัลบริษัทจดทะเบียนด้านความยั่งยืนยอดเยี่ยม (Best Sustainability Awards) จากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยอีกด้วย

1.2.2 การประเมินประเด็นที่สำคัญต่อความยั่งยืน (Materiality Assessment)

ปตท.สผ. ได้ประเมินประเด็นที่สำคัญต่อความยั่งยืนตามระดับความสำคัญที่มีผลต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัท และระดับความสนใจของผู้มีส่วนได้เสียต่าง ๆ ทั้งภายในและภายนอก ภายใต้กรอบการรายงาน Global Reporting Initiative ฉบับ Standards (GRI Standards) ในระดับครบถ้วนตามตัวชี้วัดหลัก (Core) ที่ยึดหลักการรายงานความยั่งยืนในกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซ (Sustainability Reporting Guidelines & Oil and Gas Sector Disclosures-OGSD) และกรอบการรายงานและบริหารจัดการความยั่งยืน เช่น Oil and Gas Industry Guidance on Voluntary Sustainability ของ International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA), Dow Jones Sustainability Indices (DJSI), AA1000 AccountAbility Principles Standard (2008) (AA1000APS) ของ AccountAbility, SASB Materiality Map™ ของ Sustainability Standards Board (SASB) เป็นต้น ซึ่งเป็นแนวทางที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากลที่ครอบคลุมประเด็นสำคัญด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยรวมถึงการทบทวนความเสี่ยงและโอกาสที่มีอยู่อย่างมีระบบ โดยประเด็นที่สำคัญต่อความยั่งยืนดังกล่าวจะถูกนำมาใช้ในการกำหนดกลยุทธ์และเป้าหมายระยะยาวในระดับองค์กร รวมถึงแผนงานด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development Roadmap) และได้เปิดเผยในรายงานความยั่งยืนประจำปีอีกด้วย

โดยประเด็นสำคัญด้านความยั่งยืนของ ปตท.สผ. ในปี 2562 ประกอบด้วย 8 ประเด็น ซึ่งมาจากการสรุปประเด็นจากการมีส่วนร่วมกับผู้มีส่วนได้เสียและประเด็นสำคัญของบริษัทที่อยู่ในระดับสูง ดังนี้

ด้านธุรกิจ

- การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์
- การเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียม
- การพัฒนาศักยภาพและความพร้อมของบุคลากร
- เทคโนโลยีและนวัตกรรม
- อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

ด้านสังคม

- การสร้างคุณค่าให้แก่สังคมและชุมชน

ด้านสิ่งแวดล้อม

- การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ
- การบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อม

การทบทวนการคัดกรองประเด็นสำคัญปี 2562 ของ ปตท.สผ. สะท้อนประเด็นและมุมมองที่สำคัญในด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมทั้งของบริษัทและผู้มีส่วนได้เสีย โดยมีกระบวนการที่สำคัญโดยสังเขป ได้แก่ การระบุประเด็นสำคัญต่อ ปตท.สผ. การกำหนดขอบเขตการรายงานของแต่ละประเด็น การจัดลำดับความสำคัญของประเด็น และการนำเสนอผลที่ได้เพื่อทบทวนและอนุมัติต่อคณะกรรมการจัดการ (Management Committee) และคณะกรรมการบริษัท (Board of Directors) ซึ่งสามารถหาลายละเอียดเพิ่มเติมได้ที่ <https://www.pttep.com/th/Sustainabledevelopment/Disclosure/Approachtoreporting.aspx>

1.2.3 การดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมและสังคม

ปตท.สผ. มีการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมตามนโยบายด้านความยั่งยืน ซึ่งในปีที่ผ่านมาบริษัทมีการดำเนินโครงการด้านสิ่งแวดล้อมทั้งที่เป็นโครงการใหม่และโครงการต่อเนื่อง ได้แก่ การนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์ การสำรวจและการลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนในกระบวนการผลิต การเปลี่ยนชนิดเมมเบรนที่ใช้ในกระบวนการแยกก๊าซเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ ซึ่งช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่บรรยากาศ การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพด้วยการนำความร้อนเหลือทิ้งจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามาใช้ผลิตไอน้ำ การควบคุมการทำงานของเครื่องสูบน้ำทะเลเพื่อใช้หล่อเย็นเครื่องจักรให้เหมาะสม และการบริหารจัดการกองเรือส่งกำลังบำรุงเพื่อให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งโครงการทั้งหมดในปี 2562 สามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 256,498 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี และสามารถคิดเป็นรายได้เพิ่มเติมให้กับบริษัทจากการนำก๊าซไฮโดรคาร์บอนกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตและการประหยัดพลังงานเป็นมูลค่ารวมประมาณ 676.543 ล้านบาทต่อปี

ทั้งนี้ ปตท.สผ. ยังมีโครงการที่สร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจและสังคมอื่น ๆ เช่น โครงการศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักลูกปู โดยเป็นความคิดริเริ่มระหว่าง ปตท.สผ. กับชุมชนที่ตำบลหัวเขา จังหวัดสงขลา ซึ่งส่วนใหญ่มีอาชีพทำประมงพื้นบ้านและประสบปัญหาสัตว์น้ำลดปริมาณลงอย่างมาก จนผลผลิตไม่เพียงพอต่อการทำกิน บริษัทจึงร่วมมือกับศูนย์วิจัยและพัฒนาการเพาะเลี้ยงสัตว์น้ำชายฝั่ง และเครือข่ายประมงพื้นบ้านในการก่อตั้งศูนย์การเรียนรู้ในปี 2556 เพื่อพัฒนาองค์ความรู้ในการเพาะฟักพันธุ์ลูกปูเพื่อฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเล เพื่อส่งเสริมการทำประมงแบบยั่งยืนและสร้างรายได้ โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ได้ขยายผลเพิ่มเป็น 4 ศูนย์การเรียนรู้ นำมาซึ่งการสร้างกลุ่มเครือข่ายอนุรักษ์กว่า 33 กลุ่ม และแนวเขตอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง 25 แนวเขต คิดเป็นพื้นที่ 18 ตารางกิโลเมตร ศูนย์เพาะฟักลูกปูเป็นเพียงหนึ่งในโครงการด้านสังคมของ ปตท.สผ. ที่แสดงให้เห็นถึงเจตนารมณ์ของบริษัทที่จะนำความรู้ความเชี่ยวชาญขององค์กรมาประกอบกับภูมิปัญญาชุมชน ในการแก้ปัญหาและสร้างสรรค์สังคมเข้มแข็งอย่างยั่งยืน โดย ปตท.สผ. เชื่อว่าความพยายามเหล่านี้จะทำให้เกิดการยอมรับของสังคมต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัท และเป็นการป้องกันไม่ให้เกิดผลกระทบที่สำคัญต่อทั้งสังคมและสิ่งแวดล้อม ซึ่งถือเป็นการลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ในทางอ้อมอีกด้วย

1.3 พัฒนาการและการเปลี่ยนแปลงที่สำคัญในปี 2562

สำหรับปี 2562 ปตท.สผ. ได้ดำเนินงานภายใต้กรอบกลยุทธ์ Expand and Execute เพื่อสร้างการเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยบริษัท ประสบความสำเร็จในการขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ตามกลยุทธ์ Expand ที่มุ่งเน้นการลงทุนในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (Coming Home Strategy) และการลงทุนในภูมิภาคตะวันออกกลางร่วมกับพันธมิตรที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) ส่วนในด้าน Execute เป็นกลยุทธ์ที่มุ่งรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันผ่านการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพและการใช้เทคโนโลยี การรักษาระดับการผลิตและการดำเนินงานในโครงการที่มีอยู่ให้สำเร็จตามแผนงาน การมุ่งเน้นการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ (Transition of Operations) จากผู้ดำเนินการเดิม อาทิ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 (แหล่งเอราวัณ) และ G2/61 (แหล่งบงกช) โครงการใหม่ในมาเลเซีย และโครงการภายใต้บริษัท Partex การเร่งรัดการพัฒนาโครงการที่รอการตัดสินใจขั้นสุดท้าย (FID) รวมถึงการวางแผนเร่งดำเนินการเจาะสำรวจปิโตรเลียมเพื่อเพิ่มปริมาณสำรองในระยะยาว ซึ่งมีรายละเอียด ดังนี้

โครงการในประเทศไทย

ในเดือนกุมภาพันธ์ 2562 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขาย (Share Purchase Agreement: SPA) เพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นร้อยละ 33.8 ในบริษัท APICO LLC ซึ่งเป็นผู้ร่วมทุนในโครงการสินภู่ออม จากบริษัท Tatex Thailand LLC และ Tatex Thailand II LLC เป็นผลให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนรวม (ทั้งทางตรงและทางอ้อม) เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 66.8

ในเดือนกุมภาพันธ์ 2562 บริษัทร่วมกับบริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด บริษัทย่อยของบริษัท มูบาดาลา ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) ได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contracts) ในแปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ) โดยมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 60 และร้อยละ 40 ตามลำดับ สำหรับในแปลง G2/61 (แหล่งบงกช) หลังจากลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการทั้งสองแปลง โดยสำหรับแหล่งเอราวัณและแหล่งบงกชจะมีปริมาณการผลิตขั้นต่ำที่ 800 และ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับ และจะเริ่มผลิตในปี 2565 - 2566

ในเดือนกรกฎาคม 2562 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขาย (Share Purchase Agreement: SPA) เพื่อเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มร้อยละ 39 ในบริษัท APICO LLC จากบริษัท Coastal Energy Company (Khorat) Limited ส่งผลให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 66.80 เป็นร้อยละ 80.48

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ในเดือนมีนาคม 2562 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (Share Sale and Purchase Agreement : SSPA) เพื่อเข้าซื้อธุรกิจทั้งหมดของบริษัท Murphy Oil Corporation (Murphy) ในประเทศมาเลเซีย ผ่านการเข้าซื้อหุ้นในบริษัทย่อยซึ่งได้แก่ บริษัท Murphy Sabah Oil Ltd. (Murphy Sabah) และ Murphy Sarawak Oil Ltd. (Murphy Sarawak) ในสัดส่วนร้อยละ 100 โดยทั้งสองบริษัทมีการลงทุนในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจำนวน 5 โครงการ ประกอบด้วย โครงการที่อยู่ในระยะผลิต 2 โครงการ ระยะพัฒนา 1 โครงการ และระยะสำรวจ 2 โครงการ ซึ่งได้แก่ โครงการ SK309 & SK311 โครงการ Sabah K โครงการ Sabah H โครงการ SK314A และโครงการ SK405B โดยการซื้อขายเสร็จสิ้นสมบูรณ์ในเดือนกรกฎาคม 2562 ส่งผลให้ ปตท.สผ. มีปริมาณการขายปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นประมาณ 48,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน และเพิ่มเป็น 60,000 - 70,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวันในปี 2565

ในเดือนมีนาคม 2562 บริษัทและบริษัท PETRONAS Carigali Sdn. Bhd. (PCSB) ได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contracts) กับ Petroliaam Nasional Berhad (PETRONAS) เพื่อรับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบริเวณนอกชายฝั่งเพนินซูลาร์ มาเลเซีย จำนวน 2 แปลง ได้แก่ แปลง PM407 ซึ่งบริษัทมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 55 และ PCSB มีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 45 ส่วนแปลง PM415 บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 70 และ PCSB มีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 30

ในเดือนมิถุนายน 2562 บริษัทได้ค้นพบก๊าซธรรมชาติใน Lang Lebah-1RDR2 ซึ่งเป็นหลุมสำรวจแรกของโครงการซาราวัก เอสเค 410 บี ที่ตั้งอยู่บริเวณนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ประเทศมาเลเซีย บริษัทดำเนินการเจาะหลุมและได้พบแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติสุทธิ

หนา 252 เมตร ซึ่งแสดงให้เห็นถึงการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ (multi-TCF gas discovery) โดยบริษัทถือสัดส่วนร้อยละ 42.5 และเป็นผู้ดำเนินการ และมีกลุ่มผู้ร่วมทุนอื่นประกอบด้วย KUFPEC และ PETRONAS Carigali Sdn. Bhd ในสัดส่วนร้อยละ 42.5 และร้อยละ 15 ตามลำดับ

ในเดือนกันยายน 2562 โครงการเมียนมา เอ็ม 11 ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา ได้ยื่นขอยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจหลังจากดำเนินการตามข้อผูกพันตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตครบถ้วนแล้ว เนื่องจากเจาะหลุมสำรวจและไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากรัฐบาล

โครงการในตะวันออกกลาง

ในเดือนมกราคม 2562 บริษัทร่วมกับบริษัท Eni Abu Dhabi B.V. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ Eni ชะนาการประมูลแปลงสำรวจใน Abu Dhabi's Open Block Licensing Round เพื่อรับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ Offshore 1 และ Offshore 2 ซึ่งตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐบาลบาห์เรน สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดยมีสัดส่วนการลงทุนสำหรับบริษัท PTTEP MENA Limited ที่ร้อยละ 30 และบริษัท Eni Abu Dhabi B.V. (ผู้ดำเนินการ) ที่ร้อยละ 70

ในเดือนมิถุนายน 2562 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (Share Purchase Agreement : SPA) เพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมดในบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) จากมูลนิธิ Calouste Gulbenkian Foundation ซึ่งมีสัดส่วนการลงทุนทั้งสิ้นใน 7 โครงการครอบคลุม 5 ประเทศ ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ในฐานะผู้ร่วมทุน (non-operating partner) และมุ่งเน้นการลงทุนในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์เป็นหลัก ซึ่งได้แก่ โครงการ PDO (Block 6) โครงการ Mukhaizna (Block 53) โครงการ Oman LNG Project (OLNG) และโครงการ ADNOC Gas Processing (AGP) โดยการซื้อขายเสร็จสิ้นสมบูรณ์ในเดือนพฤศจิกายน 2562 ส่งผลให้ ปตท.สผ. มีปริมาณการขายปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นประมาณ 16,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

โครงการในแอฟริกา

ในเดือนมีนาคม 2562 บริษัทและผู้ร่วมทุน ประกอบด้วย SONATRACH (บริษัทน้ำมันแห่งชาติของประเทศแอลจีเรีย) และ CNOOC Limited ได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ วาเคช ประเทศแอลจีเรีย ระยะที่ 1 ตามแผนการพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจาก ALNAFT (Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures – หน่วยงานกำกับดูแลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม) โดยสามารถเริ่มดำเนินการพัฒนาได้ในเดือนมีนาคม 2562 และคาดว่าจะเริ่มผลิตในช่วงต้นปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000 - 13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 50,000 - 60,000 บาร์เรลต่อวัน ในปี 2568 โดยโครงการนี้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 24.5 โดยผู้ร่วมทุนอื่นประกอบด้วย SONATRACH และ CNOOC Limited มีสัดส่วนร้อยละ 51 และร้อยละ 24.5 ตามลำดับ

ในเดือนมิถุนายน 2562 บริษัทซึ่งมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 8.5 ในโครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน ได้ร่วมกับกลุ่มผู้ร่วมทุน ประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้ายในการพัฒนาและก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบกสำหรับ 2 สายการผลิตแรก ในแหล่งก๊าซธรรมชาติ Golfinho-Atum ซึ่งตั้งอยู่นอกชายฝั่งแอเรีย วัน สาธารณรัฐโมซัมบิก โดยจะเริ่มผลิตจาก 2 สายการผลิตแรกด้วยกำลังการผลิตรวม 12.88 ล้านตันต่อปี ซึ่งในปัจจุบันมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวระยะยาวรองรับประมาณ 11.1 ล้านตันต่อปี คิดเป็นมากกว่าร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตทั้งหมด นอกจากนี้ โครงการยังได้รับอนุมัติจากรัฐบาลโมซัมบิก ให้เป็นผู้ดำเนินการ (First Mover) ก่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกที่จะใช้ร่วมกัน (Shared facilities) กับโครงการแอเรีย โฟร์ ทั้งนี้ โครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน มีการค้นพบปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าจะผลิตได้ประมาณ 75 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และมีศักยภาพที่จะเป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ที่ใหญ่ที่สุดแห่งหนึ่งของโลก โดยคาดว่าโครงการนี้จะสามารถเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) ให้กับ ปตท.สผ. ตามสัดส่วนการลงทุน ประมาณ 140 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และจะสามารถเริ่มการผลิตได้ในปี 2567

โครงการในออสเตรเลีย

ในเดือนมีนาคม 2562 บริษัทได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ Orchid-1 ใน Permit AC/P54 โดยพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทมีความหนา 34 เมตร ซึ่งบริษัทจะวางแผนพัฒนาร่วมกับแหล่ง Cash-Maple ที่มีปริมาณทรัพยากรประเภท Contingent resources 3.5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตต่อไป

1.4 โครงสร้างการถือหุ้นของกลุ่มบริษัท

1.4.1 ภาพรวมการประกอบธุรกิจ

ปตท.สผ. ประกอบธุรกิจหลักด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในและต่างประเทศ โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมใน 15 ประเทศ โดยแบ่งตามประเทศได้ดังนี้

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
ประเทศไทย					
1	โครงการบงกช	ผลิต	อ่าวไทย	66.6667%	ปตท.สผ.
2	โครงการเอส 1	ผลิต	ภาคกลางตอนบน	100%	ปตท.สผ.
3	โครงการพีทีทีอัส 1	ผลิต	ภาคกลาง	100%	ปตท.สผ.
4	โครงการบี 6/27	ผลิต	อ่าวไทย	100%	ปตท.สผ.
5	โครงการอาทิตย์	ผลิต	อ่าวไทย	80%	ปตท.สผ.
6	โครงการแอล 22/43	ผลิต	ภาคกลางตอนบน	100%	ปตท.สผ.
7	โครงการแอล 53/43 และแอล 54/43	ผลิต	ภาคกลาง	100%	ปตท.สผ.
8	โครงการอี 5	ผลิต	ภาคตะวันออก เฉิงเหเนื่อ	20%	ExxonMobil
9	โครงการคอนแทร์ค 3	ผลิต	อ่าวไทย	5%	Chevron
10	โครงการคอนแทร์ค 4	ผลิต	อ่าวไทย	60%	Chevron
11	โครงการจี 4/43	ผลิต	อ่าวไทย	21.375%	Chevron
12	โครงการสินภูฮ่อม	ผลิต	ภาคตะวันออก เฉิงเหเนื่อ	55% ¹	ปตท.สผ.
13	โครงการบี 8/32 และ 9 เอ	ผลิต	อ่าวไทย	25.001%	Chevron
14	โครงการจี 4/48	ผลิต	อ่าวไทย	5%	Chevron
15	โครงการจี 1/61	สำรวจ	อ่าวไทย	60% ²	ปตท.สผ.
16	โครงการจี 2/61	สำรวจ	อ่าวไทย	100% ²	ปตท.สผ.
พื้นที่คาบเกี่ยว					
1	โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย	ผลิต	ไทย-มาเลเซีย	50%	CPOC
2	โครงการจี 9/43	สำรวจ	ไทย-กัมพูชา	100%	ปตท.สผ.

¹ ปตท.สผ. มีสัดส่วนการร่วมทุนในโครงการสินภูฮ่อมทั้งทางตรงและทางอ้อมรวมร้อยละ 80.48 หลังการเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท APICO ร้อยละ 33.8 จากบริษัท Tatex และร้อยละ 39 จากบริษัท Coastal Energy ในปี 2562 โดยบริษัท APICO มีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 35 ในโครงการสินภูฮ่อม

² ปตท.สผ. ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลง G1/61 และ G2/61 ในเดือนธันวาคม 2561 และได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contracts) เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ระยะ การดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วน การร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
ต่างประเทศ					
สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา					
1	โครงการซอติกา	ผลิต	อ่าวเมะตะมะ	80%	ปตท.สผ.
2	โครงการยาดานา	ผลิต	อ่าวเมะตะมะ	25.5%	TOTAL
3	โครงการเยตาทุน	ผลิต	อ่าวเมะตะมะ	19.31784%	Petronas
4	โครงการเมียนมา เอ็ม 3	สำรวจ	อ่าวเมะตะมะ	80%	ปตท.สผ.
5	โครงการเมียนมา เอ็ม 11 ³	สำรวจ	อ่าวเมะตะมะ	100%	ปตท.สผ.
6	โครงการเมียนมา เอ็มดี-7	สำรวจ	ทะเลอันดามัน	50%	ปตท.สผ.
7	โครงการเมียนมา เอ็มโอจี 3	สำรวจ	บนบก	77.5% ⁴	ปตท.สผ.
มาเลเซีย					
1	โครงการมาเลเซีย ⁵	สำรวจ/ พัฒนา/ ผลิต	นอกชายฝั่ง	6.4-80% ⁶	ปตท.สผ. ⁶
สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม					
1	โครงการเวียดนาม 9-2	ผลิต	นอกชายฝั่ง	25%	HV JOC
2	โครงการเวียดนาม 16-1	ผลิต	นอกชายฝั่ง	28.5%	HL JOC
3	โครงการเวียดนาม บี และ 48/95	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	8.5%	Petrovietnam
4	โครงการเวียดนาม 52/97	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	7%	Petrovietnam
สาธารณรัฐอินโดนีเซีย					
1	โครงการนาทูนา ซี เอ	ผลิต	นอกชายฝั่ง	11.5%	Premier Oil
สาธารณรัฐคาซัคสถาน					
1	โครงการดุงกา ⁷	ผลิต	บนบก	20%	Total

³ เมื่อวันที่ 26 กันยายน 2562 ปตท.สผ. ได้ยื่นขอยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจโครงการเมียนมา เอ็ม 11 หลังจากดำเนินการตามข้อผูกพันตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตครบถ้วนแล้ว โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากรัฐบาลสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา

⁴ เมื่อวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2562 ปตท.สผ. ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาในการรับโอนสัดส่วนการลงทุนในโครงการเมียนมา เอ็มโอจี 3 จากผู้ร่วมทุนอื่น ทำให้สัดส่วนการลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 75 เป็นร้อยละ 77.5 ปตท.สผ. ยังเป็นผู้ดำเนินการ

⁵ เมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2562 ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นเพื่อเข้าซื้อธุรกิจทั้งหมดของบริษัท Murphy Oil Corporation ในประเทศมาเลเซีย โดยการเข้าซื้อบริษัทดังกล่าวได้เสร็จสิ้นและมีผลสมบูรณ์ในเดือนกรกฎาคม 2562 ภายหลังการเข้าซื้อ ปตท.สผ. ได้รวมการลงทุนในโครงการทั้งหมดในประเทศมาเลเซีย ภายใต้ชื่อโครงการมาเลเซีย

⁶ โครงการมาเลเซียมีแหล่งปิโตรเลียมที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการหลายแหล่ง ซึ่งแต่ละแปลงมีสัดส่วนการร่วมทุนระหว่าง 42-80% และมีแหล่ง Gumusut-Kakap (GK) ในแปลง Sabah K ที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ร่วมทุนในสัดส่วน 6.4% และ Shell เป็นผู้ดำเนินการ

⁷ เมื่อวันที่ 17 มิถุนายน 2562 ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นเพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมดในบริษัท Partex Holding B.V. จากมูลนิธิ Calouste Gulbenkian Foundation โดยการเข้าซื้อบริษัทดังกล่าวได้เสร็จสิ้นและมีผลสมบูรณ์ในเดือนพฤศจิกายน 2562

ลำดับ	ชื่อโครงการ	ระยะ การดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วน การร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
รัฐสุลต่านโอมาน					
1	โครงการฟีดโอ (แปลง 6) ⁷	ผลิต	บนบก	2%	Petroleum Development Oman
2	โครงการมุดโคซนา (แปลง 53) ⁷	ผลิต	บนบก	1%	Occidental Petroleum
สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์					
1	โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1 ⁸	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	30%	Eni Abu Dhabi B.V.
2	โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2 ⁸	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	30%	Eni Abu Dhabi B.V.
สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย					
1	โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี	ผลิต	บนบก	35%	GBRS
2	โครงการแอลจีเรีย ฮาสติ เบอร์ ราเคซ	พัฒนา	บนบก	24.5%	ปตท.สผ.
สาธารณรัฐโมซัมบิก					
1	โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1	พัฒนา	นอกชายฝั่ง	8.5%	Total ⁹
สาธารณรัฐแองโกลา					
1	โครงการแปลง 17/06 ⁷	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	2.5%	Total
เครือรัฐออสเตรเลีย					
1	โครงการพีทีทีพี ออสตราเลเซีย	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	90 - 100% ¹⁰	ปตท.สผ.
แคนาดา					
1	โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์	สำรวจ	บนบก	100%	ปตท.สผ.
สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล					
1	โครงการปิตักัวร์ ⁷	ผลิต	บนบก	50%	ปตท.สผ.
2	โครงการบารินเนียส เอพี 1	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	25%	Shell Brasil
3	โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	20%	Petrobras
สหรัฐเม็กซิโก					
1	โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	20%	PC Carigali Mexico
2	โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	16.67%	Repsol Exploración México

⁸ ปตท.สผ. ได้ขึ้นทะเบียนการแปลงสำรวจในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ จำนวน 2 แปลง ได้แก่ แปลงสำรวจ Offshore 1 และ Offshore 2 และได้ลงนามในสัญญาสัมปทานเมื่อวันที่ 12 มกราคม 2562

⁹ เมื่อวันที่ 30 กันยายน 2562 การซื้อขายกิจการระหว่าง Anadarko Petroleum Corporation, Occidental Petroleum Corporation รวมถึงการซื้อขายกิจการระหว่าง Occidental และ TOTAL สำหรับการลงทุนในทวีปแอฟริกาได้เสร็จสิ้น ส่งผลให้ TOTAL เป็นผู้ดำเนินการในโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1

¹⁰ โครงการประกอบด้วยแปลงสัมปทานหลายแปลง โดยแต่ละแปลงมีสัดส่วนการร่วมทุนระหว่าง 90 - 100%

โครงการหลักที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน

ข้อมูลและกิจกรรมหลักในปี 2562 ของแต่ละโครงการมีรายละเอียดดังนี้ โดยตัวเลขปริมาณการผลิตและปริมาณการขายที่กล่าวถึงในหัวข้อนี้แสดงปริมาณการผลิตและปริมาณการขายทั้งหมดของโครงการ

(1) **โครงการในประเทศไทย** ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศส่วนใหญ่เป็นโครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Producing Phase) ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยในปี 2562 ปตท.สผ. ได้ดำเนินกิจกรรมที่สำคัญ ดังนี้

โครงการบงกช

โครงการบงกช ตั้งอยู่ทางตอนใต้ของอ่าวไทย ประกอบด้วยแหล่งบงกชเหนือและแหล่งบงกชใต้ (แปลงปี 15, ปี 16 และปี 17) บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 66.6667 หลังจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 22.2222 ในแปลงปี 15 แปลง ปี 16 และแปลงปี 17 จากบริษัท Shell Integrated Gas Thailand Pte. Limited (Shell) และแปลงจี 12/48 จากบริษัท Thai Energy Company Limited (บริษัทย่อยของ Shell) ในเดือนมิถุนายน 2561 โดยบริษัทเป็นผู้ดำเนินการ (Operator) โครงการได้เริ่มการผลิตมาตั้งแต่ปี 2536 และขายก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทที่ผลิตทั้งหมดให้แก่ ปตท. ภายใต้เงื่อนไข Take or Pay ตามสัญญาซื้อขายระยะยาว

สำหรับปี 2562 โครงการได้เจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษาระดับการผลิต ในส่วนแปลงจี 12/48 ซึ่งอยู่ทางตะวันออกของแหล่งบงกชใต้ บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 66.6667 และเป็นผู้ดำเนินการ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้อนุมัติพื้นที่ผลิตและแผนพัฒนาเมื่อเดือนมีนาคม 2558 และเริ่มผลิตเมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2561 โดยผลิตผ่านแท่นผลิตกลางของแหล่งบงกชใต้ ซึ่งปริมาณการขายของแปลงจี 12/48 ถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติร่วมกับแหล่งบงกชใต้ โครงการบงกชมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติสำหรับปี 2562 ที่ 810 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 131,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของคอนเดนเสทที่ประมาณ 22,800 บาร์เรลต่อวัน

จากผลการประเมินข้อสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยที่จะหมดอายุสัมปทานในปี 2565 - 2566 เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2561 นั้น บริษัทได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและเป็นผู้ดำเนินการในแปลงสำรวจหมายเลข G2/61 (แหล่งบงกช ซึ่งประกอบด้วยแปลงปี 15 ปี 16 และปี 17) โดยมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 100 โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมความพร้อมเพื่อรักษาระดับกำลังการผลิตก๊าซ ตั้งแต่ปี 2565 ไปจนถึงตลอดช่วงอายุสัญญา ซึ่งเป็นไปตามข้อเสนอตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต โดยมีรายละเอียดเพิ่มเติมในโครงการ G2/61

โครงการเอส 1

โครงการเอส 1 เป็นแหล่งน้ำมันดิบบนบกที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดกำแพงเพชร จังหวัดสุโขทัย จังหวัดพิษณุโลก จังหวัดพิจิตร และจังหวัดอุตรดิตถ์ บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการ ผลิตภัณฑ์ของโครงการประกอบด้วย น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยน้ำมันดิบที่ผลิตได้จะถูกขายให้แก่ ปตท. ขนส่งทางรถบรรทุกและรถไฟไปยังโรงกลั่นบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) (บางจาก) บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) และบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) ส่วนก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้และก๊าซอีกส่วนหนึ่งที่ผ่านกระบวนการแยกในรูปแบบของก๊าซปิโตรเลียมเหลว ได้ถูกขายให้ ปตท. ทั้งหมด

ในปี 2562 โครงการได้เจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องและจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่อื่น ๆ รวมทั้งมีแผนเจาะหลุมสำรวจเพื่อรักษาปริมาณการผลิต โดยโครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบอยู่ที่ประมาณ 31,000 บาร์เรลต่อวัน ปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ 10 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ

1,900 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่ 200 เมตริกตันต่อวัน (หรือประมาณ 1,700 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการพีทีทีอีพี 1

โครงการพีทีทีอีพี 1 ตั้งอยู่ในจังหวัดสุพรรณบุรีและจังหวัดนครปฐม บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการ น้ำมันดิบที่ผลิตได้จะถูกขายให้แก่ ปตท. โดยขนส่งทางรถบรรทุกไปยังโรงกลั่นบางจาก สำหรับปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบประมาณ 230 บาร์เรลต่อวัน

โครงการปี 6/27

โครงการปี 6/27 ตั้งอยู่ในอำเภอไทย ห่างจากชายฝั่งทะเลของจังหวัดชุมพร บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยในปัจจุบันโครงการอยู่ในขั้นตอนรื้อถอนสิ่งปลูกสร้าง เนื่องจากสัญญาสัมปทานใกล้หมดอายุ

โครงการอาทิตย์

โครงการอาทิตย์ ตั้งอยู่ทางตอนใต้ของอำเภอไทย บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยโครงการได้ทำสัญญาซื้อขายระยะยาวสำหรับก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทกับ ปตท. ภายใต้เงื่อนไข Take-or-Pay

สำหรับปี 2562 โครงการอาทิตย์ได้ดำเนินการก่อสร้างแท่นผลิตรวมถึงท่อส่งก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต โดยโครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ประมาณ 230 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 37,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของคอนเดนเสทอยู่ที่ประมาณ 11,000 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ ในส่วนแปลงจี 8/50 ซึ่งอยู่ติดกับพื้นที่ทางด้านเหนือของแปลงสัมปทานอาทิตย์ บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยเดิมมีการผลิตผ่านแท่นผลิตกลางของโครงการอาทิตย์และได้หยุดผลิตในเดือนมีนาคม 2562 อย่างไรก็ตาม ไม่ได้กระทบกับปริมาณการขายของโครงการอาทิตย์โดยรวม

โครงการแอล 22/43

โครงการแอล 22/43 ตั้งอยู่ที่จังหวัดพิษณุโลกและจังหวัดพิจิตร บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการ

โดยในปี 2562 โครงการอยู่ระหว่างการหยุดผลิตชั่วคราวเพื่อเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์การผลิตให้เหมาะสมกับศักยภาพการผลิตน้ำมันดิบและโหนดอุปกรณ์การผลิตแบบเคลื่อนย้ายได้ (Mobile Production Facility) เพื่อสนับสนุนการผลิตในโครงการเอส 1 โดยคาดว่าโครงการจะกลับมาผลิตอีกครั้งในกลางปี 2563

โครงการแอล 53/43 และแอล 54/43

โครงการแอล 53/43 และแอล 54/43 ตั้งอยู่ที่จังหวัดสุพรรณบุรี จังหวัดกาญจนบุรี จังหวัดพระนครศรีอยุธยา และจังหวัดอ่างทอง บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยน้ำมันดิบที่ผลิตได้จะถูกขายให้แก่ ปตท. โดยขนส่งทางรถบรรทุกไปยังโรงกลั่นบางจาก

ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบอยู่ที่ประมาณ 1,700 บาร์เรลต่อวัน และได้หยุดการผลิตตั้งแต่วันที่ 31 ธันวาคม 2562 เป็นต้นไป เนื่องจากไม่มีศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์

โครงการอี 5

โครงการอี 5 ตั้งอยู่ที่จังหวัดขอนแก่น บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 20 และมี ExxonMobil เป็นผู้ดำเนินการ ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดจะถูกขายให้แก่ ปตท. ภายใต้เงื่อนไข Take-or-Pay ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาว โดยก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งผ่านท่อไปยังโรงผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 1,300 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการคอนแทร์ค 3

โครงการคอนแทร์ค 3 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 5 และมี Chevron เป็นผู้ดำเนินการ โดยก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสททั้งหมดจะถูกส่งขายให้แก่ ปตท. ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทระยะยาว สำหรับน้ำมันดิบที่ผลิตจะมีสัญญาซื้อแบบรายปี รวมทั้งการจำหน่ายในตลาดจริงกับผู้ซื้อน้ำมันดิบรายอื่น ๆ ในประเทศด้วย

ในปี 2562 โครงการได้เจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต โดยโครงการมีระดับปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ประมาณ 630 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 106,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) ปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบอยู่ที่ประมาณ 18,000 บาร์เรลต่อวัน และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของคอนเดนเสทอยู่ที่ประมาณ 23,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการคอนแทร์ค 4

โครงการคอนแทร์ค 4 และแปลงจี 7/50 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 60 และมี Chevron เป็นผู้ดำเนินการ โดยก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสททั้งหมดจะถูกขายให้แก่ ปตท. ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทระยะยาว

ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ประมาณ 410 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 68,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) ปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของคอนเดนเสทอยู่ที่ประมาณ 18,000 บาร์เรลต่อวัน โครงการมีการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต

โครงการจี 4/43

โครงการจี 4/43 ตั้งอยู่ในอ่าวไทย บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 21.375 และมี Chevron เป็นผู้ดำเนินการ โครงการมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบร่วมกับโครงการบี 8/32 และ 9 เอ

สำหรับปี 2562 โครงการได้เจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ทั้งนี้ โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบอยู่ที่ประมาณ 3,200 บาร์เรลต่อวัน และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ 2 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 280 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการสินภูฮ่อม (อียู-1 และอี 5 เหนือ)

โครงการสินภูฮ่อม ตั้งอยู่ที่จังหวัดอุดรธานีและจังหวัดขอนแก่น บริษัทเป็นผู้ดำเนินการ และมีสัดส่วนการร่วมทุนทั้งทางตรงและทางอ้อมรวมร้อยละ 80.48 หลังการเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท APICO ร้อยละ 33.8 จากบริษัท Tatex และร้อยละ 39 จากบริษัท Coastal Energy ในปี 2562 โดยบริษัท APICO มีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 35 ในโครงการ ทั้งนี้ โครงการมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาวกับ ปตท. โดยก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งผ่านท่อไปยังโรงผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ในเดือนพฤษภาคม 2562 โครงการได้รับอนุมัติการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมออกไปอีกเป็นระยะเวลา 10 ปี จนถึง ปี 2572 และ 2574 สำหรับแปลงอียู-1 และแปลงอี 5 เหนือ ตามลำดับ ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ ที่ประมาณ 80 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 13,900 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของคอนเดนเสท ที่ประมาณ 270 บาร์เรลต่อวัน

โครงการปี 8/32 และ 9 เอ

โครงการปี 8/32 และ 9 เอ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยที่จังหวัดชุมพร บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 25 และมี Chevron เป็นผู้ดำเนินการ โครงการมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาวกับ ปตท. และมีสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบแบบรายปีรวมทั้ง การจำหน่ายในตลาดจรรกับผู้ซื้อน้ำมันดิบรายอื่น ๆ ด้วย

ในปี 2562 โครงการได้เจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งดำเนินการทำ Waterflooding เพื่อเพิ่มศักยภาพและรักษา ระดับการผลิตน้ำมัน โดยโครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบอยู่ที่ประมาณ 21,000 บาร์เรลต่อวัน และปริมาณการขาย โดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ประมาณ 70 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 12,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการจี 4/48

โครงการจี 4/48 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี บริษัทมีสัดส่วนการร่วมลงทุนร้อยละ 5 และมี Chevron เป็นผู้ดำเนินการ โดยโครงการมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาวและการจำหน่ายน้ำมันดิบในตลาดจรร่วมกับโครงการ คอนแท็ค 3

ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 3 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 480 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบประมาณ 670 บาร์เรลต่อวัน

โครงการจี 1/61

โครงการจี 1/61 เป็นโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทยภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต ตั้งอยู่บนพื้นที่ สัมปทานที่จะสิ้นสุดลงในปี 2565 แปลง 10-13 (โครงการเอราวัณ) ซึ่งปัจจุบันมีบริษัท เซฟรอน ประเทศไทย เป็นผู้ดำเนินการ โดยจาก ผลการประเมินขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยที่จะหมดอายุสัมปทานในปี 2565 - 2566 เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2561 นั้น บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (PTTEP ED) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. และบริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัท มูบาดาลา ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม แปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ) ตามสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 60 และ 40 ตามลำดับ โดยมี PTTEP ED เป็นผู้ดำเนินการ และได้ลงนาม ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตเมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562

สำหรับปี 2562 โครงการได้เริ่มดำเนินการตามแผนดำเนินงานในช่วงเตรียมการ ซึ่งรวมถึงการเริ่มวางแผนการเจาะหลุม สำรวจ การสร้างแท่นผลิตและท่อส่งก๊าซฯ และการศึกษาการเตรียมความพร้อมในด้านอื่น ๆ เพื่อเตรียมผลิตก๊าซฯ ให้ได้ตามสัญญาแบ่งปัน ผลผลิตในปริมาณขั้นต่ำ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2565 โดยมีการประสานงานกับผู้รับสัมปทานรายเดิมและกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ อย่างใกล้ชิดเพื่อให้เกิดการเปลี่ยนผ่านการดำเนินการที่ราบรื่น

โครงการจี 2/61

โครงการจี 2/61 เป็นโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทยภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต ตั้งอยู่บนพื้นที่ สัมปทานที่จะสิ้นสุดลงในปี 2565 และ 2566 แปลง 15, 16, และ 17 (โครงการบงกช) ที่ปัจจุบันบริษัทเป็นผู้ดำเนินการ โดยจากผลการประเมิน ขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยที่จะหมดอายุสัมปทานในปี 2565 - 2566 เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2561 นั้น

บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (PTTEP ED) บริษัทในเครือของ ปตท.สผ. ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลง G2/61 (แหล่งบงกช) โดยมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยได้ลงนามสัญญาแบ่งปันผลผลิตเมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562

สำหรับปี 2562 โครงการได้เริ่มดำเนินการตามแผนดำเนินงานในช่วงเตรียมการ ซึ่งรวมถึงการเริ่มวางแผนการเจาะหลุมสำรวจ การสร้างแท่นผลิตและท่อส่งก๊าซฯ และการศึกษาการเตรียมความพร้อมในด้านอื่น ๆ เพื่อเตรียมผลิตก๊าซฯ ให้ได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่อัตราขั้นต่ำ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2565 และ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2566 โดยมีการประสานงานกับผู้รับสัมปทานรายเดิมและกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างใกล้ชิดเพื่อให้เกิดการเปลี่ยนผ่านการดำเนินการที่ราบรื่น

โครงการในพื้นที่คาบเกี่ยว

โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

สำหรับโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย นั้น บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 50 โดยมีบริษัท Carigali PTTEPI Operating Company Sdn. Bhd. (CPOC) เป็นผู้ดำเนินการ ทั้งนี้ ปตท.สผ. และ PC JDA Ltd. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ PETRONAS (บริษัทน้ำมันแห่งประเทศมาเลเซีย) รวมถึงองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (GSA) เพื่อนำส่งก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากโครงการ ให้แก่ บริษัท ปตท. และ PETRONAS โดยน้ำมันดิบและคอนเดนเสทจะถูกจำหน่ายผ่านการประมูล

ในปี 2562 โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต โดยมีแผนการเจาะหลุมสำรวจและหลุมประเมินผลในปี 2562 เพื่อหาศักยภาพเพิ่มเติม โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2564 ทั้งนี้ โครงการมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ประมาณ 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 54,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) และปริมาณการขายคอนเดนเสทเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 9,400 บาร์เรลต่อวัน

โครงการจี 9/43

โครงการจี 9/43 ตั้งอยู่ในอ่าวไทย โดยบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการ ปัจจุบันโครงการอยู่ในระหว่างการระงับการดำเนินการ เพื่อรอข้อยุติในเรื่องความขัดแย้งทางเขตแดนระหว่างรัฐบาลไทยกับรัฐบาลกัมพูชา

(2) โครงการต่างประเทศ ปตท.สผ. มีโครงการในต่างประเทศโดยแบ่งออกตามภูมิภาค ดังนี้

(2.1) โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยมีการดำเนินกิจกรรมที่สำคัญ ดังนี้

โครงการชอติกา

โครงการชอติกาเป็นโครงการก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะของเมียนมา โดยบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยมีหน่วยงานรัฐบาลที่กำกับดูแลกิจการการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของเมียนมา (Myanmar Oil and Gas Enterprise หรือ MOGE) ร่วมทุนร้อยละ 20 ทั้งนี้ ก๊าซธรรมชาติจะขายให้แก่ ปตท. เพื่อใช้ในประเทศไทย ภายใต้เงื่อนไข Take-or-Pay ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาว และบางส่วนขายให้แก่ MOGE เพื่อใช้ในเมียนมา ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาว ทั้งนี้ การขนส่งก๊าซธรรมชาติจากโครงการชอติกาไปยังประเทศไทยนั้น บริษัทและผู้ร่วมทุนได้ก่อสร้างและดำเนินการวางท่อส่งนอกชายฝั่งและท่อส่งบนบกจากโครงการชอติกาไปยังชายแดนประเทศไทย ภายใต้ชื่อบริษัท Andaman Transportation Limited (ATL) โดยได้เริ่มส่งก๊าซธรรมชาติให้กับ MOGE ในเดือนมีนาคม 2557 และขายให้แก่ ปตท. ในเดือนสิงหาคม 2557

ในปี 2562 โครงการได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจ จำนวน 6 หลุม ในพื้นที่ด้านตะวันออกของแปลง และได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจหลุมแรกในพื้นที่ด้านตะวันตก โดยในปัจจุบันอยู่ระหว่างการเจาะหลุมสำรวจที่ 2 ทั้งนี้ ยังได้เริ่มการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D seismic) บริเวณพื้นที่ด้านเหนือในไตรมาสที่ 4 ปี 2562 นอกจากนี้ เพื่อความต่อเนื่องในการรักษาระดับการผลิตในอนาคต ทางโครงการได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการเฟส 1D (Field Development Plan) จากรัฐบาลเมียนมาเป็นที่เรียบร้อยแล้ว โดยมีปริมาณการขายรวมของปี 2562 โดยเฉลี่ยอยู่ที่ 297 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 48,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการยาดานา

โครงการยาดานาเป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่ในอ่าวมะตะมะของเมียนมา บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 25.5 และมี Total E&P Myanmar (TEPM) เป็นผู้ดำเนินการ ทั้งนี้ ก๊าซธรรมชาติจะถูกขายให้แก่ ปตท. ภายใต้เงื่อนไข Take-or-Pay ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาว และบางส่วนขายให้แก่ MOGE เพื่อใช้ในเมียนมา โดยการขนส่งก๊าซธรรมชาติจากโครงการยาดานาไปยังประเทศไทยนั้น บริษัทและผู้ร่วมทุนได้ก่อสร้างและดำเนินการวางท่อส่งบนบกและท่อส่งนอกชายฝั่งจากโครงการยาดานาไปยังชายแดนประเทศไทย ภายใต้ชื่อ Moattama Gas Transportation Company (MGTC) ต่อมา ปตท. ได้ดำเนินการวางท่อส่งบนบกจากชายแดนประเทศไทยไปยังโรงผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในจังหวัดราชบุรี

ในปี 2562 โครงการได้เสร็จสิ้นงานสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D seismic) โดยขณะนี้อยู่ระหว่างการแปลผลข้อมูลและศึกษาแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพื่อประเมินแผนงานเจาะหลุมสำรวจต่อไป นอกจากนี้ โครงการได้อยู่ระหว่างการเตรียมการสำหรับการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมในแหล่งยาดานาและแหล่งบาดัมยา โดยจะเริ่มเจาะหลุมแรกในเดือนมกราคม 2563 เพื่อรักษาระดับการผลิตและรองรับปริมาณการขายตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในระยะยาว ทั้งนี้ โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในปี 2562 ที่ 776 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 96,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการเยตากุน

โครงการเยตากุนเป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ตั้งอยู่ในอ่าวมะตะมะของเมียนมา โดยบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 19.31784 และมี PC Myanmar (Hong Kong) Limited เป็นผู้ดำเนินการ ทั้งนี้ ก๊าซธรรมชาติจะถูกขายให้แก่

ปตท. ภายใต้เงื่อนไข Take-or-Pay ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาว โดยการขนส่งก๊าซธรรมชาติจากโครงการเยตากูนมายังประเทศไทยนั้น บริษัทและผู้ร่วมทุนได้ก่อสร้างและดำเนินการวางท่อส่งนอกชายฝั่งและท่อส่งบนบก (ขนานไปกับท่อส่งของโครงการยาดานา) จากโครงการไปยังชายแดนประเทศไทย ภายใต้ชื่อ Taninthayi Pipeline Company (TPC)

ในปี 2562 โครงการได้ทำการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D Seismic) เพื่อประเมินศักยภาพของปิโตรเลียม และได้มีการเจาะหลุมผลิตและหลุมสำรวจเพิ่มเติมเพื่อรักษาอัตราการผลิตอย่างต่อเนื่อง โดยโครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติเท่ากับ 105 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 17,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) และคอนเดนเสทประมาณ 2,300 บาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ

โครงการเมียนมา เอ็ม 3

โครงการเมียนมา เอ็ม 3 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะของเมียนมา โดยบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยในไตรมาสที่ 4 ปี 2562 บริษัทได้ยื่นปรับแผนพัฒนาโครงการเพื่อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการ Gas to Power ต่อรัฐบาลเมียนมา

โครงการ Gas to Power ในประเทศเมียนมา เป็นการสร้างตลาดให้กับแหล่งปิโตรเลียมในประเทศเมียนมา โดยในเบื้องต้นบริษัทมีแผนในการส่งก๊าซธรรมชาติจากโครงการชอติกาและโครงการเมียนมา เอ็ม 3 เพื่อป้อนเป็นเชื้อเพลิงเข้าสู่โรงไฟฟ้า โดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จะจำหน่ายในประเทศเมียนมา เนื่องจากประเทศยังมีความต้องการใช้ไฟฟ้าอยู่มาก ในส่วนของความคืบหน้า บริษัทได้ทำ Feasibility Study และได้เสนอแผนพัฒนาโครงการต่อรัฐบาลเมียนมาไปแล้ว ขณะนี้อยู่ระหว่างรอการอนุมัติให้เดินหน้าโครงการจากรัฐบาลเมียนมา เพื่อเข้าสู่ขั้นตอนการเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและทำวิศวกรรมเบื้องต้น ต่อไป

โครงการเมียนมา เอ็ม 11

โครงการเมียนมา เอ็ม 11 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะของเมียนมา โดยบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการ ในปี 2561 รัฐบาลเมียนมาได้อนุมัติการขยายระยะเวลาสำรวจเพิ่ม รวมเป็นระยะเวลาทั้งหมด 5 ปี (23 ตุลาคม 2557 - 22 ตุลาคม 2562)

ในปี 2562 โครงการได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในเดือนมิถุนายน และจากการวิเคราะห์ผลการเจาะสำรวจ ไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา จึงได้ยื่นขอยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจในเดือนกันยายน 2562 หลังจากดำเนินการตามข้อผูกพันตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตครบถ้วนแล้ว โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากรัฐบาลเมียนมา

โครงการเมียนมา MD-7

โครงการเมียนมา MD-7 ตั้งอยู่ในทะเลลึก อ่าวมะตะมะของเมียนมา ปัจจุบันบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 50 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยในปี 2560 บริษัท TOTAL E&P Myanmar (TEPM) ได้เข้าเป็นผู้ร่วมทุนในสัดส่วนร้อยละ 50

ในปี 2562 โครงการอยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุม ซึ่งมีแผนจะเริ่มเจาะในไตรมาสที่ 1 ปี 2563

โครงการเมียนมา เอ็มโอจีจี 3

โครงการเมียนมา เอ็มโอจีจี 3 เป็นโครงการบนบกในเมียนมา บริษัทเป็นผู้ดำเนินการ และมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 77.5 ภายหลังจากที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลเมียนมาในการรับโอนสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 2.5 จากผู้ร่วมทุนอื่นเมื่อวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2562

ในปี 2562 โครงการได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจทั้ง 4 หลุม โดยจากการวิเคราะห์ผลการเจาะสำรวจ ไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา จึงได้มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจครบทั้ง 4 หลุมในปี 2562

โครงการมาเลเซีย

เมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2562 บริษัท PTTEP HK Offshore Limited บริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นเพื่อเข้าซื้อธุรกิจทั้งหมดของบริษัท Murphy Oil Corporation (Murphy) ในประเทศมาเลเซีย ผ่านการเข้าซื้อหุ้นในบริษัทย่อยซึ่งได้แก่บริษัท Murphy Sabah Oil Ltd. (Murphy Sabah) และ Murphy Sarawak Oil Ltd. (Murphy Sarawak) ในสัดส่วนร้อยละ 100 โดยการเข้าซื้อบริษัทดังกล่าวได้เสร็จสิ้นและมีผลสมบูรณ์ในเดือนกรกฎาคม 2562 ภายหลังการเข้าซื้อ ปตท.สผ. ได้ร่วมการลงทุนในโครงการทั้งหมดในประเทศมาเลเซีย ภายใต้ชื่อโครงการมาเลเซีย โดยมีรายละเอียดดังนี้

โครงการมาเลเซีย: แปลงเค เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐ Sabah ประกอบด้วยแหล่งคิดเคห์ แหล่งเซียงกัป นอร์ท-เปไตย (SNP) และแหล่งกูมูต-คาคัป (GK) โดยบริษัทเป็นผู้ดำเนินการในแหล่งคิดเคห์และแหล่ง SNP และมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 56 และร้อยละ 22.4 ตามลำดับ สำหรับแหล่ง GK ซึ่งมี Shell เป็นผู้ดำเนินการ บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 6.4 โดยโครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย ในปี 2562

ในปี 2562 โครงการได้เสร็จสิ้นการทำ Subsea Gas Lift เฟส 1 ในแหล่งคิดเคห์ ซึ่งเป็นหนึ่งในกระบวนการเพิ่มปริมาณการผลิตจากแหล่งกักเก็บ (Improved Oil Recovery หรือ IOR) เพื่อรักษาระดับการผลิตและเพิ่มปริมาณสำรอง โครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ยประมาณ 27,000 บาร์เรลต่อวัน¹ และมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติประมาณ 17 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน¹ (หรือประมาณ 3,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการมาเลเซีย: ชาราวัก เอสเค 309 และเอสเค 311 เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งชาราวัก บริษัทเป็นผู้ดำเนินการและมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 42 ในแหล่งอีสต์แพทริเซีย และร้อยละ 59.5 ในพื้นที่ส่วนที่เหลือ โดยโครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย ในปี 2562

ในปี 2562 โครงการได้เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติจาก 2 หลุม (Infill gas development wells) ที่ได้เริ่มเจาะในช่วงครึ่งปีแรกของปี โดยมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ยประมาณ 26,000 บาร์เรลต่อวัน¹ และมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติประมาณ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน¹ (หรือประมาณ 46,800 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการมาเลเซีย: แปลงเอช เป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติที่อยู่ระหว่างการพัฒนา ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐ Sabah บริษัทเป็นผู้ดำเนินการและมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 56 ในแหล่งโรตัน และร้อยละ 42 ในพื้นที่ส่วนที่เหลือ โดยโครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย ในปี 2562

ปัจจุบัน โครงการอยู่ระหว่างการก่อสร้าง Subsea Infrastructure ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 2 ปี 2563 และในส่วนของ Petronas Floating LNG ที่จะรับก๊าซจากโครงการ กำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างและคาดว่าจะพร้อมเคลื่อนย้ายเพื่อติดตั้งในเดือนกุมภาพันธ์ 2563 โดยโครงการมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในไตรมาสที่ 3 ปี 2563

โครงการมาเลเซีย: ชาราวัก เอสเค 410 ปี ตั้งอยู่นอกชายฝั่งชาราวักของมาเลเซีย บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 42.5 และเป็นผู้ดำเนินการ ในเดือนมีนาคม 2562 โครงการได้เจาะหลุมสำรวจ Lang Lebah-1RDR2 ถึงระดับความลึกสุดท้ายที่

¹ เป็นปริมาณการผลิตเฉลี่ยต่อวันตั้งแต่วันที่การเข้าซื้อเสร็จสิ้น

3,810 เมตร และพบแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติสุทธิหนา 252 เมตร ซึ่งแสดงให้เห็นถึงการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ (multi-TCF gas discovery) โดยโครงการได้รับการอนุมัติจากปิโตรนาสให้ขยายระยะเวลาการสำรวจออกไปอีก 3 ปี จนถึงไตรมาส 1 ปี 2566 และได้ดำเนินการการศึกษาและพัฒนาโครงการและวางแผนเจาะหลุมประเมินผลเพื่อประเมินศักยภาพเพิ่มเติมในปี 2563 จำนวน 1 หลุม

โครงการมาเลเซีย: ชาราวัก เอสเค 314เอ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐชาราวัก มาเลเซีย บริษัท มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 59.5 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยโครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย ในปี 2562

ในปี 2562 โครงการได้รับการอนุมัติจากปิโตรนาสให้ขยายระยะเวลาการสำรวจออกไปอีก 3 ปี จนถึงเดือน พฤศจิกายน 2565 พร้อมกันนี้ บริษัทได้ดำเนินการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุม ในภายในปี 2564

โครงการมาเลเซีย: ชาราวัก เอสเค 417 ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐชาราวัก มาเลเซีย บริษัท มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 และเป็นผู้ดำเนินการ ในปี 2562 โครงการอยู่ระหว่างประมวลผลผลการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพ ทางปิโตรเลียม เพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 3 หลุม ในปี 2563

โครงการมาเลเซีย: ชาราวัก เอสเค 438 ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐชาราวัก มาเลเซีย บริษัท มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 และเป็นผู้ดำเนินการ ในปี 2562 โครงการได้ปรับแผนการเจาะหลุมสำรวจเพื่อให้เกิดการ Synergy กับแปลง อื่น ๆ และลดต้นทุนการสำรวจ โดยได้วางแผนเจาะหลุมสำรวจ 3 หลุม ในปี 2563 พร้อมกับโครงการในพื้นที่ใกล้เคียง

โครงการมาเลเซีย: ชาราวัก เอสเค 405บี ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐชาราวัก บริษัทมีสัดส่วน การร่วมทุนร้อยละ 59.5 และเป็นผู้ดำเนินการ โดยโครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย ในปี 2562

ในปี 2562 โครงการอยู่ระหว่างศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนดำเนินการเจาะหลุม สำรวจจำนวน 1 หลุม ในปี 2563

โครงการมาเลเซีย: เพนนิงซูร์ฟิเอ็ม 407 ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของเพนนิงซูร์ฟ มาเลเซีย โดยเมื่อ วันที่ 21 มีนาคม 2562 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract) กับ Petroliaam Nasional Berhad (PETRONAS) เพื่อรับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 55 และบริษัทเป็นผู้ดำเนินการ ในปี 2562 โครงการอยู่ระหว่างศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนดำเนินการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ในปี 2564

โครงการมาเลเซีย: เพนนิงซูร์ฟิเอ็ม 415 ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของเพนนิงซูร์ฟ มาเลเซีย โดยเมื่อ วันที่ 21 มีนาคม 2562 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contracts) กับ Petroliaam Nasional Berhad (PETRONAS) เพื่อรับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 70 และบริษัทเป็นผู้ดำเนินการ ในปี 2562 โครงการอยู่ระหว่างศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนดำเนินการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ในปี 2563

โครงการเวียดนาม 9-2

โครงการเวียดนาม 9-2 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุน ร้อยละ 25 และมี Hoan Vu Joint Operating Company เป็นผู้ดำเนินการ น้ำมันดิบที่ผลิตได้จะถูกจำหน่ายให้กับโรงกลั่นภายในประเทศ ส่วนก๊าซธรรมชาติจะขายให้กับ PetroVietnam Gas ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจของเวียดนามเพื่อใช้ภายในประเทศ

ในปี 2562 โครงการรักษาระดับการผลิตได้ตามเป้าหมาย โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบประมาณ 4,400 บาร์เรลต่อวัน และมีปริมาณการขายเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 14 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 3,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการเวียดนาม 16-1

โครงการเวียดนาม 16-1 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 28.5 และมี Hoang-Long Joint Operating Company เป็นผู้ดำเนินการ น้ำมันดิบที่ผลิตได้ถูกจำหน่ายให้กับโรงกลั่นภายในประเทศ และส่งออกโดยผ่านการประมูล ในส่วนของก๊าซธรรมชาติจะถูกจำหน่ายให้แก่ Vietnam Oil and Gas Group ซึ่งเป็นรัฐวิสาหกิจของเวียดนาม เพื่อใช้ภายในประเทศ

ในปี 2562 โครงการได้เริ่มผลิตจากหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม และอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมประเมินอีก 1 หลุม ในไตรมาสที่ 1 ปี 2563 เพื่อรักษาระดับการผลิตให้ได้ตามเป้าหมาย ทั้งนี้ โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบประมาณ 16,000 บาร์เรลต่อวัน และมีปริมาณการขายเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 7 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 1,700 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการเวียดนาม ปี และ 48/95

โครงการเวียดนาม ปี และ 48/95 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 8.5 และมี Petrovietnam เป็นผู้ดำเนินการ โครงการได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการ (Field Development Plan) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้ คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2566 ซึ่งเมื่อรวมกับโครงการเวียดนาม 52/97 จะมีกำลังการผลิตที่จะค่อย ๆ เพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการเวียดนาม 52/97

โครงการเวียดนาม 52/97 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 7 และมี Petrovietnam เป็นผู้ดำเนินการ โครงการได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการ (Field Development Plan) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้ คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2566 ซึ่งเมื่อรวมกับโครงการเวียดนาม ปี และ 48/95 จะมีกำลังการผลิตที่จะค่อย ๆ เพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการนาทูนา ซี เอ

โครงการนาทูนา ซี เอ ตั้งอยู่ทางฝั่งตะวันตกของทะเล Natuna ในอินโดนีเซีย โดยในปี 2556 บริษัท PTTEP Netherlands Holding Coöperatie U.A. (PTTEP NH) บริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นร่วมกันกับบริษัท Pertamina Hulu Energy บริษัทย่อยของ Pertamina ในอัตราส่วนร้อยละ 50:50 เพื่อเข้าซื้อบริษัทย่อยของบริษัท Hess Corporation ซึ่งถือสัดส่วนร้อยละ 23 ในโครงการดังกล่าว ทำให้ ปตท.สผ. มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 11.5 และมี Premier Oil เป็นผู้ดำเนินการ โดยน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่ผลิตได้ถูกจำหน่ายผ่านการประมูล ในส่วนของก๊าซธรรมชาติจะถูกจำหน่ายเพื่อใช้ภายในประเทศสิงคโปร์

ในปี 2562 โครงการเสร็จสิ้นการดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษาอัตราการผลิตของโครงการ โดยมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ 195 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือประมาณ 34,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 1,320 บาร์เรลต่อวัน

(2.2) **โครงการในเอเชียกลาง** ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐคาซัคสถาน โดยมีการดำเนินกิจกรรมที่สำคัญ ดังนี้

โครงการดุงกา

โครงการดุงกาเป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบก ตั้งอยู่ทางทิศตะวันตกของสาธารณรัฐคาซัคสถาน บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 20 และมี Total เป็นผู้ดำเนินการ โครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) ซึ่งเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 ในปี 2562 โครงการปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบอยู่ที่ประมาณ 11,000 บาร์เรลต่อวัน² และปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ 2 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน² (หรือประมาณ 370 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

(2.3) **โครงการในตะวันออกกลาง** ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ตั้งอยู่ในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี) โดยมีการดำเนินกิจกรรมที่สำคัญ ดังนี้

โครงการฟิตีโอ (แปลง 6)

โครงการฟิตีโอ (แปลง 6) เป็นแปลงสัมปทานบนบกที่มีศักยภาพและขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน ตั้งอยู่บริเวณกลางประเทศ ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 1 ใน 3 ของประเทศ บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 2 โดยมี Petroleum Development Oman (PDO) เป็นบริษัทร่วมดำเนินการ (Operating Consortium) โครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) ซึ่งเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 โดยในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบประมาณ 618,000 บาร์เรลต่อวัน²

โครงการมุกโคชนา (แปลง 53)

โครงการมุกโคชนา (แปลง 53) เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 1 และมี Occidental Petroleum เป็นผู้ดำเนินการ โครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) ซึ่งเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 โดยในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบประมาณ 109,000 บาร์เรลต่อวัน²

โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1

โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ยูเออี โดยบริษัท PTTEP MENA Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ร่วมกับบริษัท Eni Abu Dhabi B.V. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ Eni ได้ชนะการประมูลแปลงสำรวจใน Abu Dhabi's Open Block Licensing Round เพื่อรับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ Offshore 1 และได้ลงนามในสัญญาสัมปทานกับ The Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) เมื่อวันที่ 12 มกราคม 2562 ตามสัดส่วนการลงทุนสำหรับบริษัท PTTEP MENA Limited ที่ร้อยละ 30 และบริษัท Eni Abu Dhabi B.V. (ผู้ดำเนินการ) ที่ร้อยละ 70

ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป

โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2

โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ยูเออี โดยบริษัท PTTEP MENA Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ร่วมกับบริษัท Eni Abu Dhabi B.V. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ Eni ได้ชนะการประมูลแปลงสำรวจใน Abu Dhabi's Open Block Licensing Round เพื่อรับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ

² เป็นปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันตั้งแต่วันที่การเข้าซื้อเสร็จสิ้น

Offshore 2 และได้ลงนามในสัญญาสัมปทานกับ The Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) เมื่อวันที่ 12 มกราคม 2562 ตามสัดส่วนการลงทุนสำหรับบริษัท PTTEP MENA Limited ที่ร้อยละ 30 และบริษัท Eni Abu Dhabi B.V. (ผู้ดำเนินการ) ที่ร้อยละ 70

ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยา และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2563 จำนวน 1 หลุม

(2.4) **โครงการในแอฟริกา** ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) สาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก) และสาธารณรัฐแองโกลา (แองโกลา) โดยมีการดำเนินกิจกรรมที่สำคัญ ดังนี้

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 35 และมี Groupement Bir Seba (Joint Operating Company) เป็นผู้ดำเนินการ ในปี 2562 โครงการได้ดำเนินการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราการผลิตเฉลี่ยประมาณ 18,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคซ

โครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคซ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 24.5 และเป็นผู้ดำเนินการ

โครงการได้รับรื้อข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามแผนพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจาก ALNAFT (Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures – หน่วยงานกำกับดูแลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม) โดยได้เริ่มดำเนินการพัฒนาตั้งแต่เดือนมีนาคม 2562 และคาดว่าจะเริ่มผลิตในปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000 - 13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตในปี 2568 เป็น 50,000 - 60,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน

โครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 8.5 และมี TOTAL S.A. เป็นผู้ดำเนินการ

ปี 2562 นับเป็นก้าวสำคัญของโครงการ โดยในเดือนมิถุนายน 2562 กลุ่มผู้ร่วมทุนได้ร่วมกันประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย หรือ FID สำหรับการพัฒนาโครงการก๊าซธรรมชาติเหลวในโมซัมบิกอย่างเป็นทางการ ทั้งนี้ ในการพัฒนาระยะแรกจะประกอบด้วยโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว 2 สายการผลิต (train) มีกำลังการผลิตรวม 12.88 ล้านตันต่อปีจากแหล่ง Golfinho-Atum ซึ่งโครงการมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวในระยะยาวกับผู้ซื้อทั้งจากทวีปเอเชียและยุโรปรวมแล้วประมาณ 11.1 ล้านตันต่อปี

นอกจากนี้ โครงการได้ออก Notice to Proceed (NTP) ของงานติดตั้งอุปกรณ์นอกชายฝั่งทะเล (EPCI Offshore Installation) และงานก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก (EPC Onshore Construction Contract) โดยปัจจุบันผู้รับเหมาได้เข้าพื้นที่และเริ่มงานก่อสร้างอย่างเป็นทางการแล้ว ปัจจุบัน โครงการอยู่ระหว่างการจัดหาเรือขนส่ง LNG อีกทั้งการจัดหาเงินทุนในรูปแบบ Project Finance กับสถาบันการเงิน โดยคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ตามแผนในปี 2567

โครงการแปลง 17/06

โครงการแปลง 17/06 ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางทิศตะวันตกของแองโกลา บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 2.5 และมี Total เป็นผู้ดำเนินการ โครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) ซึ่งเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาเตรียมผลิต

(2.5) **โครงการในออสเตรเลีย** ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ จำนวน 1 โครงการ ประกอบด้วยแปลงสัมปทานทั้งสิ้น 8 แปลง ซึ่งตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย (ออสเตรเลีย) มีการดำเนินกิจกรรมที่สำคัญ ดังนี้

โครงการพีทีทีอิลีพี ออสเตรเลีย

ในปี 2552 บริษัทได้ซื้อหุ้นสามัญทั้งหมดของ Coogee Resources Limited ซึ่งต่อมาได้เปลี่ยนชื่อเป็น PTTEP Australasia Pty Ltd (“PTTEP AA”) โดยในปัจจุบันโครงการมีแปลงสัมปทานที่อยู่ระหว่างการสำรวจในทะเลติมอร์ของออสเตรเลีย จำนวน 8 แปลง โดยมีแปลงหลัก ได้แก่ แหล่งแคช-เมเปิล และแหล่งออกคิต (แปลงสำรวจ AC/P54) ทั้งนี้ ในส่วนของแหล่งมอนทารา บริษัทได้มีการขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดให้กับบริษัท Jadestone Energy (Eagle) Pty Ltd เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2561 และได้เสร็จสิ้นการส่งต่อการดำเนินการ (Operatorship Transfer) ให้กับผู้ซื้อ ในปี 2562 โดยได้รับการอนุมัติจากองค์การบริหารความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมด้านปิโตรเลียมทางทะเลของประเทศออสเตรเลีย (NOPSEMA) เรียบร้อยแล้ว

แหล่งแคช-เมเปิล

สำหรับแหล่งแคช-เมเปิล บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 ในปี 2561 โครงการได้เสร็จสิ้นการศึกษาวิศวกรรมเบื้องต้น (Pre-FEED Study) และอยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาโครงการที่เหมาะสม

แหล่งออกคิต (แปลงสำรวจ AC/P54)

แหล่งออกคิตได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม ในปี 2562 โดยผลจากการเจาะสำรวจค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ความหนา 34 เมตร ทั้งนี้ โครงการมีแผนพัฒนาร่วมกับแหล่ง Cash Maple ต่อไป

(2.6) **โครงการในอเมริกาเหนือและใต้** ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก) โดยมีการดำเนินกิจกรรมที่สำคัญ ดังนี้

โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์

โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ตา ประเทศแคนาดา บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 100 และเป็นผู้ดำเนินการในแหล่ง Thornbury, Hangingstone และ South Leismer ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อหาแนวทางการบริหารจัดการโครงการที่เหมาะสม

โครงการโปติกัวร์

โครงการโปติกัวร์ เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบก ตั้งอยู่ทางตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศบราซิล บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 50 และเป็นผู้ดำเนินการ โครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) ซึ่งเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 โดยในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบประมาณ 240 บาร์เรลต่อวัน³

โครงการบารรินเนียส เอพี 1

โครงการบารรินเนียส เอพี 1 ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 25 และมีบริษัท Shell Brasil Petroleo Ltda. เป็นผู้ดำเนินการ แปลงสำรวจของโครงการประกอบไปด้วย BAR-M-215, BAR-M-217, BAR-M-252 และ BAR-M-254 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียม

³ เป็นปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันตั้งแต่วันที่การเข้าซื้อเสร็จสิ้น

โครงการบราซิล ปีเอ็ม อีเอส 23

โครงการบราซิล ปีเอ็ม อีเอส 23 ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล บริษัท มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 20 และมีบริษัท Petrobras เป็นผู้ดำเนินการ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อการพัฒนาในอนาคต

โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)

โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4) ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก บริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 20 และมีบริษัท Petronas เป็นผู้ดำเนินการ ในปี 2562 โครงการได้รับการอนุมัติแผนการสำรวจจากหน่วยงาน Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) โดยระยะเวลาสำรวจตามสัญญาเริ่มต้นตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2562 ในปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อดำเนินการตามแผนสำรวจต่อไป

โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)

โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4) ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก โดยบริษัทมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 16.67 และมีบริษัท Repsol เป็นผู้ดำเนินการ ในปี 2562 โครงการได้รับการอนุมัติแผนการสำรวจจากหน่วยงาน Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) โดยระยะเวลาสำรวจตามสัญญาเริ่มต้นตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2562 ในปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยา และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจในไตรมาสที่ 2 ของปี 2563 จำนวน 2 หลุม

1.4.2 นโยบายการดำเนินงานของบริษัทในกลุ่ม ปตท.สผ.

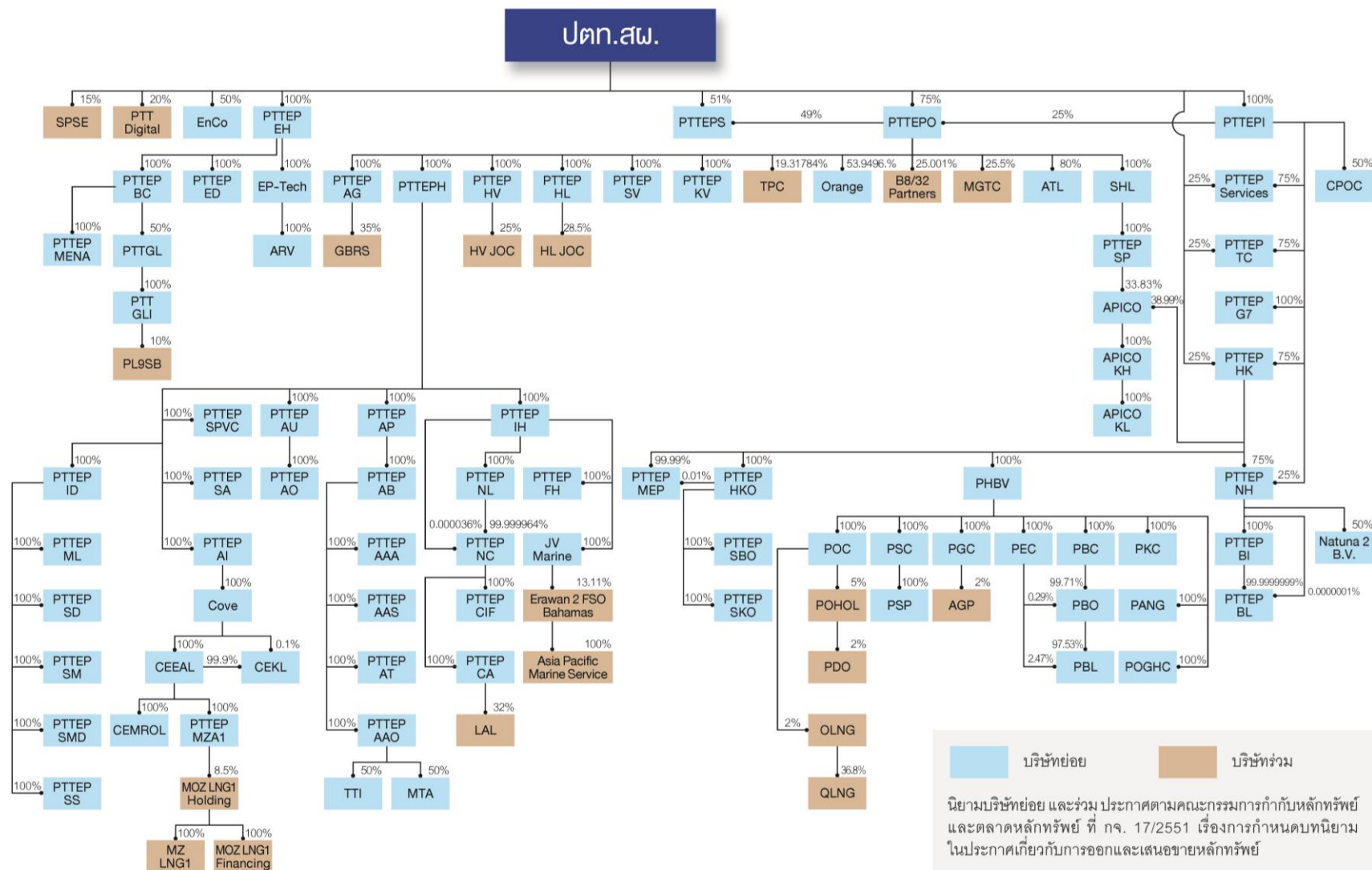
ปตท.สผ. มีการขยายการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในประเทศและต่างประเทศ รวมถึงธุรกิจต่อเนื่องกับพลังงาน ดังนั้น การจัดตั้งบริษัทย่อยและบริษัทร่วมขึ้นในภูมิภาคต่าง ๆ จึงจำเป็นเพื่อประโยชน์ในการลงทุน และเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน ให้สามารถแข่งขันกับบริษัทน้ำมันนานาชาติ เกิดความคล่องตัวในการดำเนินงาน ตลอดจนสามารถปรับตัวตามทิศทางของเศรษฐกิจโลก การจัดตั้งบริษัทย่อยหรือบริษัทร่วมดังกล่าวจะต้องพิจารณาถึงปัจจัยต่าง ๆ ให้รอบคอบ ทั้งในเรื่องของบทบาทหน้าที่ของกฎหมาย โครงสร้างทางการเงิน ภาษีอากร เงื่อนไขทางธุรกิจและเงื่อนไขการลงทุนต่าง ๆ ตลอดจนการบริหารความเสี่ยง เป็นต้น

ปตท.สผ. มีนโยบายการบริหารบริษัทย่อยตามนโยบายและทิศทางกลยุทธ์ของ ปตท.สผ. โดยมีการมอบหมาย ผู้บริหารและพนักงานจาก ปตท.สผ. ไปสังกัดในบริษัทย่อยโดยเฉพาะในตำแหน่งที่สำคัญ ในการบริหารบริษัทย่อย ปตท.สผ. จะเป็นผู้กำกับดูแลในด้านกลยุทธ์และการลงทุน ทั้งนี้ คณะกรรมการบริษัทย่อยโดยเฉพาะในธุรกิจต่อเนื่องกับพลังงาน เช่น บริษัทเออาร์วี จะมีอำนาจในการตัดสินใจด้านการบริหารธุรกิจให้บรรลุเป้าหมายและกลยุทธ์ที่วางไว้ ส่วนการบริหารบริษัทร่วมทุน ปตท.สผ. จะแต่งตั้งตัวแทนเข้าไปร่วมตัดสินใจเกี่ยวกับนโยบายและแผนการดำเนินงานของบริษัทในฐานะผู้ถือหุ้น และ/หรือ กรรมการของบริษัทร่วมภายใต้เงื่อนไขการลงทุนในธุรกิจนั้น ๆ อนึ่ง ในการบริหารจัดการบริษัทย่อยและบริษัทร่วม ปตท.สผ. ยึดถือตามหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมธุรกิจของกลุ่ม ปตท.สผ. เพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส เป็นธรรม และบรรลุผลการดำเนินงานตามเป้าหมายที่วางไว้

ในการพิจารณาแต่งตั้งกรรมการบริษัทย่อยและบริษัทร่วม ปตท.สผ. จะพิจารณาแต่งตั้งผู้บริหารของ ปตท.สผ. ที่รับผิดชอบในความสำเร็จของโครงการที่อยู่ภายใต้บริษัทย่อยหรือบริษัทร่วมนั้น เข้าเป็นกรรมการ เพื่อให้การดำเนินงานของบริษัทย่อยและบริษัทร่วมเป็นไปตามกรอบนโยบายและทิศทางกลยุทธ์ทางธุรกิจของ ปตท.สผ. ภายใต้นโยบายและการกำกับดูแลของ ปตท.สผ. และกรรมการท้องถิ่น (Local Director) เป็นกรรมการบริษัทย่อยหรือบริษัทร่วมเพื่อให้เป็นไปตามกฎหมายหรือเงื่อนไขการลงทุนของประเทศที่เข้าไปลงทุน ทั้งนี้ ปตท.สผ. จะมีการติดตามและกำกับการดำเนินงานของบริษัทย่อยและบริษัทร่วมโดยกำหนดให้มีการรายงานผลการดำเนินงานต่อ ปตท.สผ. เป็นรายไตรมาส

1.4.3 โครงสร้างการถือหุ้นของบริษัท

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปตท.สผ. ถัดหุ้นในนิติบุคคลอื่นทั้งสิ้น 101 บริษัท แบ่งเป็นบริษัทย่อย 81 บริษัท และบริษัทร่วม 20 บริษัท



1.5 ความสัมพันธ์กับกลุ่มธุรกิจของผู้ถือหุ้นรายใหญ่

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของบริษัทเป็นส่วนหนึ่งของกลุ่มธุรกิจของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท. ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ที่ประกอบธุรกิจปิโตรเลียมและปิโตรเคมีครบวงจรในฐานะบริษัทพลังงานแห่งชาติ โดยมีการลงทุนตลอดห่วงโซ่ตั้งแต่ต้นน้ำจนถึงปลายน้ำ ซึ่ง ปตท. ประกอบด้วยธุรกิจที่ดำเนินเองและธุรกิจที่ลงทุนผ่านบริษัทในกลุ่ม ปตท.

ปัจจุบัน ปตท. ถือหุ้น ปตท.สผ. ร้อยละ 65.29 ของจำนวนหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงและจำหน่ายได้แล้วทั้งหมดของบริษัท ซึ่งการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมผ่าน ปตท.สผ. ส่งผลให้กลุ่ม ปตท. ประกอบธุรกิจก๊าซธรรมชาติอย่างครบวงจรเพียงรายเดียวในประเทศไทย ทั้งนี้ ปตท. เป็นผู้ซื้อที่สำคัญของ ปตท.สผ. ซึ่งจะนำผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมไปผ่านกระบวนการแยกและผลิตเพื่อจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงและวัตถุดิบสำหรับธุรกิจไฟฟ้า ปิโตรเคมี ภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในครัวเรือน

ในปี 2562 ปตท.สผ. มีการจัดหาวัตถุดิบให้แก่ ปตท. โดยเป็นการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ซึ่งประกอบด้วยการขายน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซแอลพีจี และคอนเดนเสท ซึ่งการกำหนดราคาและเงื่อนไขของทุกรายการเป็นไปตามปกติของธุรกิจ มีความยุติธรรมเหมาะสม และ/หรือ เทียบเท่ากับธุรกรรมที่ทำกับบุคคลภายนอก (Arm's length basis) นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีรายการระหว่างกันอื่น ๆ กับ ปตท. โดยมีรายละเอียดปรากฏในหัวข้อ “รายการระหว่างกัน”

2. ลักษณะการประกอบธุรกิจ

2.1 โครงสร้างรายได้

รายได้ของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วยรายได้จากการขายปิโตรเลียมซึ่งราคาขายอ้างอิงกับราคาน้ำมันตามราคาตลาดโลกซึ่งเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ดังนั้น ในการแสดงโครงสร้างรายได้ของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย สำหรับปี 2560 - 2562 จึงแสดงเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. เพื่อให้สะท้อนถึงโครงสร้างรายได้ของกลุ่มบริษัท สำหรับโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย เฉพาะส่วนที่เป็นธุรกิจหลักในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่มีการผลิตเชิงพาณิชย์ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ประกอบด้วยโครงการดังนี้ โครงการบงกช โครงการคอนแท็ค 4 โครงการอาทิตย์ โครงการเอส 1 โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โครงการ บี 8/32 และ 9 เอ โครงการคอนแท็ค 3 โครงการสินภู่อ้อม โครงการแอล 53/43 และแอล 54/43 โครงการจี 4/43 โครงการอี 5 โครงการพีทีทีอีพี 1 โครงการจี 4/48 โครงการแอล 22/43 โครงการชอติแก้ว โครงการยาดานา โครงการเวียดนาม 16-1 โครงการนาทูน่า ซี เอ โครงการเยตากูน โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี โครงการเวียดนาม 9-2 โครงการมาเลเซีย โอมาน – โครงการพีดีโอ (แปลง 6) โอมาน – โครงการมูคโคซนา (แปลง 53) คาซัคสถาน – โครงการดุงกา และบราซิล – โครงการปิตักัวร์

นอกจากนี้ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ยังมีรายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ ซึ่งเป็นรายได้ตามสัดส่วนใน Moattama Gas Transportation Company (MGTC) Taninthayi Pipeline Company LLC (TPC) และ Andaman Transportation Limited (ATL)

โครงสร้างรายได้ของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ตั้งแต่ปี 2560 - 2562

ผลิตภัณฑ์	ดำเนินการโดย	% การถือหุ้น ของบริษัท	2560		2561		2562	
			รายได้ (ล้านบาท สรจ.)	%	รายได้ (ล้านบาท สรจ.)	%	รายได้ (ล้านบาท สรจ.)	%
รายได้จากการขาย								
น้ำมันดิบ	ปตท.สผ.	-	137.42	3.03	186.21	3.41	186.00	2.89
	ปตท.สผ.อ.	100	45.38	1.00	53.74	0.98	57.99	0.90
	ปตท.สผ.ส.	100	346.92	7.65	469.42	8.59	493.93	7.69
	ออเรนจ์	53.9496	87.08	1.92	81.38	1.49	84.97	1.32
	บี 8/32 พาร์ทเนอร์	25.0009	36.84	0.81	36.49	0.67	39.38	0.61
	PTTEP HV	100	20.49	0.45	26.07	0.48	26.73	0.42
	PTTEP AP	100	220.59	4.87	143.80	2.63	-	-
	PTTEP HL	100	113.58	2.51	123.07	2.25	107.84	1.68
	Natuna 2	50	2.80	0.06	2.32	0.04	2.73	0.04
	PTTEP AG	100	53.58	1.18	55.93	1.02	66.79	1.04
	PTTEP SBO	100	-	-	-	-	163.24	2.54
	PTTEP SKO	100	-	-	-	-	114.90	1.79
	POC	100	-	-	-	-	47.28	0.73
	PKC	100	-	-	-	-	5.67	0.09
	PBL	100	-	-	-	-	0.40	0.01
ก๊าซธรรมชาติ	ปตท.สผ.	-	1,492.21	32.92	1,869.72	34.20	2,332.17	36.30
	ปตท.สผ.อ.	100	789.76	17.42	907.14	16.59	1,038.44	16.16
	ปตท.สผ.ส.	100	42.44	0.94	42.79	0.78	41.22	0.64
	ออเรนจ์	53.9496	23.95	0.53	20.70	0.38	21.38	0.33
	บี 8/32 พาร์ทเนอร์	25.0009	10.09	0.22	9.59	0.18	9.91	0.15
	PTTEP HV	100	1.51	0.03	1.61	0.03	1.82	0.03
	PTTEP HL	100	0.32	0.01	0.91	0.02	1.16	0.02
	Natuna 2	50	61.35	1.35	75.60	1.38	64.26	1.00

ผลิตภัณฑ์	ดำเนินการโดย	% การถือหุ้น ของบริษัท	2560		2561		2562	
			รายได้ (ล้านบาท สรจ.)	%	รายได้ (ล้านบาท สรจ.)	%	รายได้ (ล้านบาท สรจ.)	%
ก๊าซธรรมชาติ	PTTEP SP	100	139.11	3.07	161.07	2.95	183.30	2.85
	PTTEP SBO	100	-	-	-	-	0.05	0.00
	PTTEP SKO	100	-	-	-	-	72.07	1.12
	PKC	100	-	-	-	-	0.001	0.00
ก๊าซแอลพีจี	ปตท.สผ.	-	9.04	0.20	7.94	0.14	8.12	0.13
	ปตท.สผ. ส.	100	27.14	0.60	23.82	0.44	24.37	0.38
	PGC	100	-	-	-	-	8.75	0.14
คอนเดนเสท	ปตท.สผ.	-	522.10	11.52	768.63	14.06	712.95	11.10
	ปตท.สผ. อ.	100	49.70	1.10	66.70	1.22	60.19	0.94
	ปตท.สผ. ส.	100	0.76	0.02	0.94	0.02	0.89	0.01
	PTTEP SP	100	47.04	1.04	67.22	1.23	59.61	0.93
	PTTEP SKO	100	-	-	-	-	5.10	0.08
แก๊สหุงต้ม	PGC	100	-	-	-	-	2.81	0.04
รวมรายได้จากการขาย			4,281.20	94.44	5,202.81	95.17	6,046.42	94.10
รายได้จากการบริการขนส่งท่อ								
การบริการท่อขนส่งก๊าซ	MGTC	25.5	36.20	0.80	61.93	1.14	67.59	1.05
	TPC	19,317.8	9.35	0.21	7.23	0.13	5.29	0.08
	ATL	80	32.26	0.71	38.40	0.70	43.52	0.68
รวมรายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ			77.81	1.72	107.56	1.97	116.40	1.81
รายได้อื่น								
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ			51.40	1.13	-	-	108.60	1.69
ดอกเบี้ยรับ			59.58	1.31	83.35	1.52	86.23	1.34
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน			-	-	13.97	0.26	-	-
รายได้อื่นๆ			53.27	1.18	50.79	0.93	55.39	0.87
รวมรายได้อื่น			164.25	3.62	148.11	2.71	250.22	3.90
รวมรายได้			4,523.26	99.78	5,458.48	99.85	6,413.04	99.81
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า			9.75	0.22	7.93	0.15	12.35	0.19
รวมรายได้หลังรวมส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า			4,533.01	100.00	5,466.41	100.00	6,425.39	100.00

สำหรับปี 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีรายได้รวมทั้งสิ้น 6,425 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (เทียบเท่า 199,202 ล้านบาท) เพิ่มขึ้น 959 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 18 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 ที่มีจำนวน 5,466 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (เทียบเท่า 176,943 ล้านบาท) สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น 843 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่เป็นผลจากรายได้จากการขายก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการบงกชจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม การเข้าซื้อกิจการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. รวมถึงราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

2.2 ลักษณะผลิตภัณฑ์หรือบริการ

2.2.1 ปิโตรเลียม

ปิโตรเลียม (Petroleum) หมายถึง สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่เกิดขึ้นตามธรรมชาติ ซึ่งได้แก่ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท สารพลอยได้ และสารประกอบไฮโดรคาร์บอนอื่น ๆ ที่เกิดขึ้นโดยธรรมชาติและอยู่ในสภาพอิสระ

น้ำมันดิบ (Crude Oil) หมายถึง ส่วนของปิโตรเลียมที่อยู่ในรูปของเหลวตามธรรมชาติที่อุดมภูมิและความดันบรรยากาศ ซึ่งได้จากบ่อหรือหลุมน้ำมันและยังมิได้ทำการกลั่น

ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) หมายถึง สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่อยู่ในสถานะก๊าซหรือไอ ณ อุณหภูมิและความดันบรรยากาศ โดยปกติมีก๊าซมีเทน (Methane) เป็นองค์ประกอบหลัก

คอนเดนเสท (Condensate) หมายถึง สารประกอบไฮโดรคาร์บอนเหลวที่มีความถ่วงจำเพาะต่ำ ที่ได้จากการควบแน่นของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่อยู่ในสภาวะเป็นไอในแหล่งกักเก็บ โดยการควบแน่นจะเกิดขึ้นเมื่อสารประกอบไฮโดรคาร์บอนนั้นถูกผลิตขึ้นมาที่ปากหลุม ซึ่งมีอุณหภูมิและความดันลดลง

ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (Liquefied Petroleum Gas หรือ LPG) หมายถึง ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ได้จากกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบหรือกระบวนการแยกก๊าซธรรมชาติ ประกอบไปด้วยสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่เรียกว่า บิวเทน (Butane) และโพรเพน (Propane) เป็นองค์ประกอบหลัก

น้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซปิโตรเลียมเหลว มีหน่วยวัดเป็นบาร์เรล ขณะที่ปิโตรเลียมที่อยู่ในสถานะก๊าซ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติมีหน่วยวัดเป็นลูกบาศก์ฟุตที่ความดัน 1 บรรยากาศ และอุณหภูมิ 60 องศาฟาเรนไฮต์ ซึ่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมทุกประเภทอาจถูกแปลงหน่วยเป็นบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือ Barrel of Oil Equivalent (BOE) โดยการเทียบค่าความร้อน ซึ่งโดยทั่วไปก๊าซธรรมชาติ 1 ลูกบาศก์ฟุต ที่อุณหภูมิและความดันมาตรฐาน มีความร้อนประมาณ 1,000 บีทียู ในขณะที่น้ำมันดิบ 1 บาร์เรล จะมีค่าความร้อนถึงประมาณ 6,000,000 บีทียู

2.2.2 กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นกลาง

2.2.2.1 บริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด (พีทีที จีแอล)

ปตท.สผ. ได้จัดตั้งบริษัทร่วมทุนกับ ปตท. คือ พีทีที จีแอล เมื่อวันที่ 23 มิถุนายน 2560 ตามมติที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. ครั้งที่ 1/2560/419 เมื่อวันที่ 26 มกราคม 2560 และครั้งที่ 7/2560/425 เมื่อวันที่ 25 พฤษภาคม 2560 โดย ปตท.สผ. ถือหุ้นร้อยละ 50 เพื่อดำเนินธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) แบบครบวงจร ซึ่ง ปตท.สผ. เล็งเห็นโอกาสการลงทุนจากอัตราดอกเบี้ยของการใช้ก๊าซธรรมชาติที่สูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดอื่น เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดกว่า และมีปริมาณสำรองจำนวนมาก

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 พีทีที จีแอล มีการลงทุนจำนวน 1 โครงการ คือ การลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 10 ในบริษัท PETRONAS LNG 9 Sdn Bhd (บริษัทย่อยของ PETRONAS) ซึ่งเป็นโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวในประเทศมาเลเซีย มีกำลังการผลิตทั้งสิ้น 3.6 ล้านตัน (31.2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) ต่อปี

2.2.2.2 โครงการโอมาน แอลเอ็นจี (OLNG)

บริษัท Partex มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 2 ใน Oman LNG LLC หรือ OLNG ซึ่งมีกำลังการผลิตจำนวน 2 หน่วยการผลิต ในการแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลวซึ่งตั้งอยู่ใกล้กับเมืองซัวร์ (Sur) ประเทศโอมาน โดยแต่ละหน่วยสามารถแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลวได้ในจำนวน 3.4 ล้านตันต่อปี นอกจากนั้น OLNG ยังดำเนินการผลิตด้วยตัวเอง และมีกำลังการผลิตในหน่วยที่ 3 จำนวน 3.6 ล้านตันต่อปี โดยการถือหุ้นผ่าน Qalhat LNG หรือ QLNG โดยเมื่อรวมกำลังการผลิตทั้งหมดจะเท่ากับ 10.4 ล้านตันต่อปี

OLNG มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 36.8 ใน QLNG ดังนั้น บริษัท Partex จึงเป็นผู้ถือหุ้นทางอ้อมใน QLNG ร้อยละ 0.736 โดยแอลเอ็นจีที่ผลิตได้นั้นถูกขายให้กับประเทศเกาหลีใต้และประเทศญี่ปุ่น โดยปัจจุบันมีสัญญาระยะยาว (SPAs) ตามอายุสัมปทานซึ่งจะหมดอายุในปี 2567 ผู้ถือหุ้นใน OLNG ประกอบด้วย The Government of Oman ร้อยละ 51, Shell ร้อยละ 30, Total ร้อยละ 5.5, Mitsubishi Corporation ร้อยละ 2.8, Mitsui & Co ร้อยละ 2.8, Korea Gas Corporation หรือ KOGAS ร้อยละ 1.2, Samsung ร้อยละ 1, Hyundai ร้อยละ 1, Daewoo International ร้อยละ 1, Itochu ร้อยละ 0.9 และ SK Innovation ร้อยละ 0.8 สำหรับ QLNG นั้น ผู้ถือหุ้นประกอบด้วย The Government of Oman ร้อยละ 46.8, Mitsubishi Corporation ร้อยละ 3, Gas Natural Fenosa ร้อยละ 7.4, Itochu ร้อยละ 3 และ Osaka Gas ร้อยละ 3

2.2.2.3 โรงแยกก๊าซธรรมชาติแอดนอค (AGP)

ADNOC Gas Processing หรือ AGP หรือชื่อเดิมก่อนปี 2560 คือ GASCO เป็นบริษัทผู้ดำเนินการในการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งของสหราชอาณาจักรสำหรับเอมิเรตส์ ทั้งบนบกและในทะเล โดยก๊าซธรรมชาติจะถูกส่งไปยัง AGP ผ่านทางบริษัทผู้ผลิตของ ADNOC ประกอบด้วย ADNOC Onshore (เดิมชื่อ ADCO), ADNOC Offshore (เดิมชื่อ ADMA) และแหล่งก๊าซธรรมชาติอื่น ๆ

กิจการร่วมทุน AGP จะดำเนินการผลิตก๊าซที่นำเข้าสู่กระบวนการจากแหล่งบนบกของ ADNOC ที่อุปกรณ์การผลิต Asab 0/3, Bab และ Bu Hasa โดย AGP มีสิทธิในผลิตภัณฑ์ C3+ เช่น LPG (propane, butane) และ paraffinic naphtha ซึ่งเกิดจากกระบวนการผลิตและเป็นไปตามสัญญา SPA ซึ่งจะหมดอายุลงในปี 2571 ตามอายุของสัมปทาน

บริษัท Partex มีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 2 ในกิจการร่วมทุน AGP โดยมี ADNOC ถือหุ้นร้อยละ 68 ส่วน Shell และ Total ถือหุ้นบริษัทละร้อยละ 15 โดย AGP มีบทบาทที่สำคัญใน ADNOC และสหราชอาณาจักรสำหรับเอมิเรตส์ อันเป็นผลมาจากการทำรายได้ อย่างมีนัยสำคัญจากการส่งออกและผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ โดยที่บริษัท Partex มีความสัมพันธ์อันดีและยาวนานกับ ADNOC โดยเป็นผู้ร่วมทุนในอุปกรณ์การผลิตตั้งแต่เริ่มต้นก่อสร้างในปี 2521

2.2.3 ท่อขนส่งก๊าซ

บริษัท พีทีทีอีพี ออฟฟshore อินเวสต์เมนต์ จำกัด (PTTEPO) ประกอบธุรกิจหลักในการลงทุนในบริษัทอื่น ได้แก่ การร่วมลงทุนในบริษัท อันดามัน ทรานสปอร์ตเทชั่น จำกัด (ATL) สัดส่วนร้อยละ 80 ใน Moattama Gas Transportation Company (MGTC) สัดส่วนร้อยละ 25.5 และใน Taninthayi Pipeline Company (TPC) ร้อยละ 19.31784 เพื่อดำเนินธุรกิจในการขนส่งก๊าซทางท่อจากโครงการชดิก้าโครงการยาดานา และโครงการเขตากูน ตามลำดับ ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมามายังชายแดนไทย

2.2.4 บริการทำเทียบเรือ และคลังเก็บผลิตภัณฑ์และวัสดุ

ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมถูกก่อตั้งขึ้นเพื่อสนับสนุนการส่งกำลังบำรุงในกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของโครงการต่าง ๆ นอกชายฝั่งทั้งในประเทศและต่างประเทศของกลุ่ม ปตท.สผ. เช่น โครงการบงกช โครงการอาทิตย์ โครงการบี 6/27 และโครงการเมียนมา เอ็ม 3 โครงการเมียนมา เอ็ม 11 และโครงการชดิก้าในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา รวมถึงการสนับสนุนการส่งกำลังบำรุงให้แก่บริษัทอื่น ๆ เช่น บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด Carigali-PTTEPI Operating Company Sdn Bhd บริษัท เอ็มพี จี11 (ประเทศไทย) จำกัด บริษัท คริสเอ็นเนอร์ยี จี10 (ประเทศไทย) จำกัด และบริษัท ภูบาศาลา ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด ปัจจุบัน ปตท.สผ. มีการดำเนินธุรกิจฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมที่จังหวัดสงขลาและจังหวัดระนอง โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. **ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมจังหวัดสงขลา** ให้บริการท่าเทียบเรือและคลังเก็บผลิตภัณฑ์และวัสดุภายใต้การบริหารจัดการของบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. โดยท่าเทียบเรือมีความยาว 380 เมตร สามารถรองรับเรือขนาดมากกว่า 500 ตันกรอสได้จำนวน 6 ลำพร้อมกัน มีสิ่งอำนวยความสะดวกและอุปกรณ์ขนถ่ายสินค้าที่มีมาตรฐานครบครันตามรูปแบบของฐานสนับสนุนการปฏิบัติการนอกชายฝั่ง อีกทั้งมีระบบการจัดการตามระบบสากลที่มุ่งเน้นความปลอดภัย คำนึงถึงสิ่งแวดล้อมและอาชีวอนามัย รวมถึงระบบมาตรฐานสากลว่าด้วยข้อกำหนดการรักษาความปลอดภัยของเรือและท่าเรือระหว่างประเทศ ซึ่งได้รับการรับรองจากกรมเจ้าท่า (International Ship and Port Facilities Security Code หรือ ISPS Code) จึงถือว่าเป็นท่าเรือในระดับชั้นนำแห่งหนึ่งของประเทศไทยที่มีความพร้อมในการบริการและสนับสนุนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในส่วนของการให้บริการคลังเก็บผลิตภัณฑ์และวัสดุบนพื้นที่จำนวน 58 ไร่ นั้น แบ่งออกเป็น 4 ส่วน คือ ลานพักสินค้าทั่วไป คลังสินค้าทั่วไป ลานพักสินค้าปลอดอากร และคลังสินค้าปลอดอากร เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อการจัดเก็บและบำรุงรักษาสินค้าผลิตภัณฑ์และวัสดุต่าง ๆ รวมถึงสินค้าที่ได้รับสิทธิประโยชน์ทางอากรในพื้นที่เขตปลอดอากร

2. **ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมจังหวัดระนอง** ให้บริการท่าเทียบเรือและคลังเก็บผลิตภัณฑ์และวัสดุภายใต้การบริหารจัดการของ ปตท.สผ.อ. เช่นกัน แต่การให้บริการท่าเทียบเรือจะดำเนินการผ่านท่าเทียบเรือเนกประสงค์ของการท่าเรือแห่งประเทศไทย ซึ่งมีความยาว 150 เมตร สามารถรองรับเรือขนาดมากกว่า 500 ตันกรอสได้จำนวน 2 ลำพร้อมกัน โดยมีสิ่งอำนวยความสะดวกพื้นฐานและอุปกรณ์ขนถ่ายสินค้าตามมาตรฐานความปลอดภัย ในส่วนของการให้บริการคลังเก็บผลิตภัณฑ์และวัสดุบนพื้นที่จำนวน 25 ไร่ นั้น แบ่งออกเป็น 4 ส่วนเช่นเดียวกับฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมจังหวัดสงขลา

เพื่อให้การบริการที่มีอยู่เป็นไปตามมาตรฐานสากลและมีความปลอดภัยสูง ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมทั้งสองแห่งจึงจัดให้มีการตรวจสอบระบบการจัดการอย่างต่อเนื่อง โดยมุ่งเน้นด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม รวมถึงการติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัย เช่น การติดตั้งไฟส่องสว่าง การติดตั้งรั้วลวดหนาม การติดตั้งกล้องวงจรปิดโดยรอบ และการจ้างเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยดูแลตลอด 24 ชั่วโมง นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังตระหนักถึงความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมโดยรวม และสังคมบริเวณรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม จนได้รับการรับรองจากหน่วยงานตรวจสอบมาตรฐาน ISO 14001 และ OHSAS 18001 รวมถึงมีการจัดเตรียมแผนฉุกเฉินตามมาตรฐาน ISO 22301 เพื่อรองรับและแก้ไขผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากเหตุการณ์ไม่คาดคิดต่าง ๆ โดยมีการฝึกซ้อมอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้มั่นใจว่าฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมของทั้งสองแห่งของบริษัทมีความพร้อมที่จะรับมือกับสถานการณ์ฉุกเฉินอย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ รวมไปถึงการนำเทคโนโลยีใหม่ ๆ มาใช้ และปรับปรุงเทคนิคต่าง ๆ เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องทางธุรกิจ

2.2.5 บริการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร

ปตท.สผ. ถือหุ้นร้อยละ 20 ในบริษัท พีทีที ไชโยชั่นส์ จำกัด (พีทีที ไชโย) ตามมติที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. ครั้งที่ 10/2549/254 เมื่อวันที่ 29 กันยายน 2549 ให้ ปตท.สผ. ลงนามในสัญญาว่าจ้าง พีทีที ไชโย เพื่อให้บริการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งประกอบด้วยการวางระบบ การให้คำปรึกษา การจัดหา และการจัดส่งบุคลากร เพื่อดูแลและให้บริการทางด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารแก่บริษัท เป็นไปตามนโยบายด้าน ICT ตามแผนกลยุทธ์การบริหารงานแบบกลุ่มธุรกิจของกลุ่ม ปตท. เพื่อสร้างศักยภาพในการทำงานร่วมกัน

พีทีที ไชโย ได้ดำเนินการจดทะเบียนแก้ไขเปลี่ยนแปลงชื่อบริษัทต่อกรมพัฒนาธุรกิจการค้า กระทรวงพาณิชย์ เป็น “บริษัท พีทีที ดิจิตอล โซลูชั่น จำกัด” มีผลตั้งแต่วันที่ 22 มิถุนายน 2560 เป็นต้นไป โดยสัญญาการให้บริการในปัจจุบันครอบคลุมระยะเวลา 5 ปี นับจากวันที่ 1 มกราคม 2559

2.2.6 บริการด้านการให้เช่าอสังหาริมทรัพย์

ปตท. และ ปตท.สผ. ได้ร่วมกันจัดตั้งบริษัท เอนเนอร์ยี คอมเพล็กซ์ เพื่อรับผิดชอบการก่อสร้างและบริหารโครงการศูนย์เอนเนอร์ยีคอมเพล็กซ์ ซึ่งเป็นศูนย์ธุรกิจด้านพลังงานของประเทศและเป็นที่ตั้งสำนักงานกระทรวงพลังงาน และบริษัทในกลุ่ม ปตท.

2.2.7 บริการด้านการจัดหาบุคลากร

พีทีทีอีพี เซอร์วิสเชส จัดตั้งขึ้นตามมติที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.สผ. ครั้งที่ 12/2546/216 โดยมีภารกิจในการจัดหาบุคลากรเพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานให้กับบริษัทในกลุ่ม ปตท.สผ. และรองรับการขยายธุรกิจของ ปตท.สผ. ทั้งในประเทศและต่างประเทศ ซึ่งมีความต้องการบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถเป็นจำนวนมาก

พีทีทีอีพี เซอร์วิสเชส เริ่มดำเนินการว่าจ้างพนักงานหลากหลายประเภท อาทิ ผู้เชี่ยวชาญ วิศวกร พนักงานปฏิบัติการช่างเทคนิค และอื่น ๆ ทั้งชาวไทยและชาวต่างชาติ เพื่อไปปฏิบัติงานให้กับ ปตท.สผ. ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2547 เป็นต้นมาจนถึงปัจจุบัน ตลอดระยะเวลาที่ผ่านมา พีทีทีอีพี เซอร์วิสเชส ได้พัฒนาและปรับปรุงค่าตอบแทน สิทธิประโยชน์ รวมทั้งสวัสดิการต่าง ๆ ของพนักงาน เพื่อให้พนักงานได้รับค่าตอบแทน สิทธิประโยชน์ และสวัสดิการที่ดีและเป็นธรรม มีขวัญกำลังใจในการทำงาน อีกทั้งเพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขันของบริษัทในตลาดแรงงาน

เพื่อเสริมสร้างสมรรถนะพนักงานของพีทีทีอีพี เซอร์วิสเชส ให้พร้อมสนับสนุนการปฏิบัติงานให้กับ ปตท.สผ. อย่างมีประสิทธิภาพ พีทีทีอีพี เซอร์วิสเชส ได้จัดให้มีการฝึกอบรมเพื่อพัฒนาทักษะ ความรู้ ความสามารถของพนักงานให้สอดคล้องกับความต้องการทางธุรกิจของ ปตท.สผ. โดยเน้นการอบรมในหลักสูตรด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE) หลักสูตรเฉพาะด้านตามลักษณะงาน (Functional Training) และหลักสูตรเชิงพฤติกรรม (Soft Skill Training) ที่เน้นการเสริมสร้างแนวคิดด้านนวัตกรรม และการเพิ่มพูนทักษะในการทำงานร่วมกับผู้อื่น นอกจากนี้ ยังได้จัดให้มีการอบรมหลักสูตรพื้นฐานที่จำเป็น ได้แก่ หลักสูตรคอมพิวเตอร์และหลักสูตรภาษาอังกฤษ เพื่อให้พนักงานปฏิบัติงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

การดำเนินงานของพีทีทีอีพี เซอร์วิสเชส ขยายตัวและเติบโตอย่างต่อเนื่อง นอกเหนือจากการจัดหาบุคลากรให้กับ ปตท.สผ. และบริษัทกลุ่ม ปตท.สผ. แล้ว ปัจจุบันบริษัทยังจัดหาบุคลากรให้กับบริษัท Carigali PTTEPI Operating Company Sdn. Bhd. (CPOC) ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนของ ปตท.สผ. ในประเทศมาเลเซียอีกด้วย

2.2.8 เทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์

ปตท.สผ. ได้จดทะเบียนจัดตั้ง บริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (เออาร์วี) เมื่อวันที่ 21 กันยายน 2561 โดยบริษัท อีพี-เทค เวนเจอร์ส โฮลดิ้ง จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ถือหุ้นร้อยละ 100 ภายใต้อุตสาหกรรมในการดำเนินธุรกิจเพื่อเป็นแพลตฟอร์มของการพัฒนานวัตกรรม เทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์ โดยมุ่งเน้นหลัก 3 ประการ ในการดำเนินงานเพื่อรักษาประสิทธิภาพผลงานและขีดความสามารถในการแข่งขันให้ดีที่สุด ประกอบด้วย 1) การวิจัยและพัฒนา และการรวมความสามารถด้านเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์ที่ทันสมัยเพื่อตอบสนองต่อธุรกิจที่หลากหลายอุตสาหกรรม 2) การใช้ข้อมูลที่ครอบคลุมและมีประสิทธิภาพเชื่อมโยงกับเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์เพื่อตอบสนองความท้าทายใหม่ ๆ ของภาคธุรกิจที่เกิดขึ้น และ 3) การเป็นศูนย์รวมธุรกิจที่โดดเด่นเพื่อการเติบโตที่ยั่งยืนผ่านนวัตกรรมและการร่วมมือของพันธมิตร ซึ่งสอดคล้องกับความต้องการใช้เทคโนโลยีนี้ที่เพิ่มขึ้นของธุรกิจในยุคปัจจุบันทั้งในภาคอุตสาหกรรมพลังงานและอุตสาหกรรมอื่น ๆ เช่น ธุรกิจการเกษตร ธุรกิจเกี่ยวกับความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม อันเป็นพื้นฐานเพื่อสำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

2.3 การได้รับใบอนุญาตให้ประกอบธุรกิจ สัมปทาน หรือการส่งเสริมการลงทุน

ปตท.สผ. ประกอบธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในประเทศและต่างประเทศ โดยการลงทุนในต่างประเทศนั้น ปตท.สผ. จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขวิธีการให้สัมปทานตามกฎหมายของประเทศนั้น ๆ ซึ่งอาจอยู่ในรูปของ (1) สัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract) (2) สัมปทาน (Concession) หรือ (3) สัญญาจ้างบริการ (Services Agreement) สำหรับการประกอบธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศไทย ปตท.สผ. จะต้องปฏิบัติตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 (รวมทั้งฉบับที่แก้ไขเพิ่มเติม) ซึ่งได้กำหนดรายละเอียดเกี่ยวกับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้สัญญาต่าง ๆ ข้างต้น ทั้งนี้ ประเด็นสำคัญในการประกอบธุรกิจปิโตรเลียม ได้แก่

2.3.1 การกำหนดพื้นที่สำรวจและผลิตปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน ในฐานะหน่วยงานที่รับผิดชอบตามกฎหมายปิโตรเลียมจะเป็นผู้กำหนดพื้นที่สำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยแบ่งพื้นที่ออกเป็นแปลง (Block) และเชิญชวนให้บริษัทน้ำมันต่าง ๆ เข้ามายื่นขอสัมปทาน สัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือสัญญาจ้างบริการ สำหรับขั้นตอนการอนุมัตินั้น คณะกรรมการปิโตรเลียมเป็นผู้พิจารณาและให้คำแนะนำแก่รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน จากนั้นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานโดยได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีจะเป็นผู้มีอำนาจลงนามในสัมปทาน สัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือสัญญาจ้างบริการ เพื่อให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ทั้งนี้ หลักเกณฑ์เพื่ออนุมัติการให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแต่ละแปลงนั้น รัฐจะพิจารณาถึงคุณสมบัติของผู้ยื่นคำขอแต่ละรายในประเด็นต่าง ๆ เช่น การนำเงินทุนเข้ามาใช้ในการสำรวจปิโตรเลียมอย่างเหมาะสม การถ่ายทอดความรู้และเทคโนโลยี การว่าจ้างแรงงานในประเทศ รวมทั้งพิจารณาถึงผลประโยชน์สูงสุดที่รัฐพึงได้ เป็นต้น

2.3.2 ลักษณะของผู้ประกอบการ

สัมปทาน สัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือสัญญาจ้างบริการแต่ละฉบับ อาจออกให้แก่ผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ แล้วแต่กรณี รายเดียวหรือหลายรายก็ได้ เนื่องจากลักษณะพื้นฐานของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมถือว่าเป็นประเภทธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูงในระดับหนึ่ง ดังนั้น ผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือผู้รับสัญญาจ้างบริการ แล้วแต่กรณี จึงมักจะร่วมทุนกับบริษัทอื่นเพื่อเข้ามาร่วมกันประกอบธุรกิจเพื่อเป็นการกระจายความเสี่ยงในการลงทุน โดยโครงสร้างการร่วมทุนข้างต้นจะมีบริษัทหนึ่งเป็นผู้ดำเนินการ (Operator) เพื่อดำเนินการสำรวจและผลิตแทนผู้ร่วมทุนรายอื่นภายใต้การควบคุมของคณะกรรมการจัดการ (Management Committee หรือ Operating Committee) ซึ่งประกอบด้วยตัวแทนจากผู้ร่วมทุนแต่ละราย ทั้งนี้ ผู้ร่วมทุนจะมีส่วนในการตัดสินใจทางเทคนิค แผนการดำเนินงาน และงบประมาณในการดำเนินงานของโครงการผ่านตัวแทนของตนในคณะกรรมการจัดการ จากนั้นผู้ดำเนินการจะเป็นผู้เรียกเก็บเงินลงทุน (Cash Call) จากผู้ร่วมทุนทุกรายเพื่อนำมาใช้จ่ายในโครงการ ทั้งนี้ บริษัทน้ำมันรายใดจะมีบทบาทเป็นผู้ดำเนินการหรือไม่ในแต่ละโครงการ ย่อมขึ้นอยู่กับเงื่อนไขการลงทุน ความพร้อม และกลยุทธ์การดำเนินธุรกิจของบริษัทน้ำมันในโครงการนั้น ๆ

2.3.3 ลักษณะการดำเนินงานและการตัดสินใจลงทุน

ก่อนที่บริษัทน้ำมันจะตัดสินใจลงทุนเพื่อสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในประเทศและต่างประเทศนั้น จะต้องพิจารณาถึงโอกาสที่การสำรวจปิโตรเลียมจะประสบผลสำเร็จ รวมถึงปัจจัยความเสี่ยงต่าง ๆ ในการลงทุนอย่างรอบคอบ โดยจะต้องมีการศึกษาข้อมูลเพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของพื้นที่ว่าจะมีปิโตรเลียมสูงเพียงใด และมีความสามารถในการเชิงพาณิชย์หรือไม่ ตลอดจนสถิติของอัตราส่วนความสำเร็จ (Success Ratio) ของการเจาะหลุมสำรวจในพื้นที่ใกล้เคียง และปัจจัยความเสี่ยงต่าง ๆ ของประเทศที่เข้าไปลงทุนด้วย ทั้งนี้ เมื่อเห็นว่าคุ้มค่าต่อการลงทุนในระยะการสำรวจแล้วจึงจะยื่นขอสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม หรือเข้าร่วมทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่มีการขอไว้แล้ว

เมื่อบริษัทน้ำมันได้รับอนุมัติพื้นที่สำรวจและผลิตปิโตรเลียม บริษัทน้ำมันจึงจะสามารถเข้าไปเริ่มดำเนินการสำรวจแหล่งปิโตรเลียม ซึ่งโดยปกติจะใช้เวลาในการสำรวจขั้นต้นประมาณ 2 - 3 ปี ในกรณีที่สำรวจพบปริมาณสำรองปิโตรเลียม บริษัทน้ำมันจะเปรียบเทียบมูลค่าเงินลงทุนที่ต้องใช้สำหรับการพัฒนาแหล่งผลิตกับมูลค่าการขายปิโตรเลียมตามปริมาณสำรองในส่วนที่คาดว่าจะผลิตขึ้นมาได้ หากพบว่าเป็นการลงทุนพัฒนาที่คุ้มค่าจึงจะถือว่าแหล่งปิโตรเลียมนั้นมีศักยภาพในเชิงพาณิชย์ โดยผู้ดำเนินการจะต้องยื่นขออนุมัติให้แหล่งปิโตรเลียมนั้นเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมและเริ่มทำการผลิตปิโตรเลียมในบริเวณที่สำรวจพบนั้นไปก่อน ทั้งนี้ ผู้ดำเนินการสามารถทำการสำรวจพื้นที่ที่เหลือต่อไปได้หากยังอยู่ในระยะเวลาสำรวจตามที่กำหนดในสัมปทาน สัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือสัญญาจ้างบริการ ในช่วงของการขออนุมัติพื้นที่สัมปทานเพื่อดำเนินการผลิตนี้ ผู้ดำเนินการจะต้องสร้างความมั่นใจในการลงทุน เนื่องจากการลงทุนเพื่อพัฒนาการผลิตปิโตรเลียมจะมีมูลค่าสูงมาก ดังนั้น จึงต้องติดต่อจัดหาผู้ซื้อปิโตรเลียมไว้ล่วงหน้า และจัดทำสัญญาซื้อขายปิโตรเลียมระยะยาว (Sales Agreement) ในปัจจุบัน บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (“ปตท.”) เป็นผู้รับซื้อปิโตรเลียมรายใหญ่ที่สุดในประเทศ สำหรับ

สาระสำคัญในสัญญาซื้อขายปิโตรเลียมนั้น โดยปกติจะประกอบด้วย วิธีการกำหนดราคาซื้อขาย และกำหนดปริมาณปิโตรเลียมที่จะส่งมอบ โดยในการซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากโครงการในประเทศจะส่งมอบกันที่ปากหลุมผลิต ส่วนการซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากโครงการในต่างประเทศจะทำการซื้อขายที่เขตชายแดนประเทศไทย ดังนั้น ปตท. จึงต้องเป็นผู้จัดวางท่อส่งก๊าซที่สามารถรองรับได้ตามปริมาณผลิตที่ระบุไว้ในสัญญา สำหรับการซื้อขายน้ำมันดิบจะส่งมอบกันที่โรงกลั่นน้ำมันตามที่ระบุไว้ ส่วนการซื้อขายคอนเดนเสทจะทำการส่งมอบที่ Floating Storage Unit (FSU) ใกล้บริเวณหลุมผลิต

2.3.4 ลักษณะของกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจ

ปัจจุบันการประกอบธุรกิจปิโตรเลียมในประเทศไทยอยู่ภายใต้บังคับของกฎหมายหลัก 2 ฉบับ ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 (รวมทั้งฉบับที่แก้ไขเพิ่มเติม) ซึ่งผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต และผู้รับสัญญาจ้างบริการ ต้องเป็นบริษัทจำกัด หรือนิติบุคคลที่มีสภาพเช่นเดียวกับบริษัทจำกัด ซึ่งจัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทยหรือกฎหมายต่างประเทศ โดยมีรายละเอียดในประเด็นสำคัญเกี่ยวกับธุรกิจในแต่ละระบบ ดังนี้

(1) ระบบสัมปทาน

(1.1) ผู้รับสัมปทาน และผู้เข้าร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมจะต้องชำระค่าภาคหลวง ซึ่งโดยปกติชำระเป็นตัวเงิน แต่รัฐมนตรีมีอำนาจสั่งให้ชำระเป็นปิโตรเลียมได้ ซึ่งต้องแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 6 เดือน ค่าภาคหลวงนี้สามารถนำมาเครดิตหักออกจากภาษีได้ (Thailand I) หรือตัดเป็นค่าใช้จ่ายได้ (Thailand III)

(1.2) อัตราภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเก็บในอัตราไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 แต่ไม่เกินร้อยละ 60 ของกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการปิโตรเลียม

(1.3) ดอกเบี้ยจ่าย ไม่สามารถนำมาคำนวณเป็นรายจ่ายทางภาษีได้

(1.4) ผู้รับสัมปทานแต่ละรายมีสิทธิได้รับสัมปทานโดยไม่จำกัดจำนวนแปลงสำรวจ

Thailand I สำหรับสัมปทานปิโตรเลียมที่ออกโดยกระทรวงอุตสาหกรรม¹ ตั้งแต่ปีพุทธศักราช 2514 - 2532 และสำหรับสัมปทานปิโตรเลียมบนบกที่ออกก่อนปีพุทธศักราช 2525

Thailand II² สำหรับสัมปทานปิโตรเลียมบนบกทั้งหมดที่ออกโดยกระทรวงอุตสาหกรรม ตั้งแต่ปีพุทธศักราช 2525 - 2532

Thailand III สำหรับสัมปทานปิโตรเลียมที่ออกโดยกระทรวงอุตสาหกรรม ตั้งแต่ปีพุทธศักราช 2533

¹ ปัจจุบัน คือ กระทรวงพลังงาน

² โดยอาศัยมาตรา 36 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ผู้ถือสัมปทานปิโตรเลียมใน Thailand II ได้ขอเปลี่ยนมาอยู่ภายใต้ Thailand III ทั้งหมดแล้ว

รายละเอียดเงื่อนไขของ Thailand I, II และ III

เงื่อนไขที่สำคัญ	THAILAND I	THAILAND II	THAILAND III
อัตราค่าภาคหลวง	ร้อยละ 12.5 ของรายได้จากการขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียม ซึ่งจะสามารถนำมาเครดิตหักภาษีได้	ร้อยละ 12.5 ของรายได้จากการขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียม ซึ่งจะสามารถนำมาเครดิตหักภาษีได้	อัตราค่าหัวหน้าแบบขั้นบันไดร้อยละ 5 - 15 และถือเป็นค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในการคำนวณภาษี
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	ในปัจจุบันร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม	ในปัจจุบันร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม	ในปัจจุบันร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	-	ผลประโยชน์รายปีและโบนัสรายปี	ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ โดยถือเป็นค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในการคำนวณภาษี
ระยะเวลาสำรวจ	8 ปี และขอต่ออายุได้อีก 4 ปี	8 ปี และขอต่ออายุได้อีก 4 ปี	6 ปี และขอต่ออายุได้อีก 3 ปี
ระยะเวลาผลิต	ไม่เกิน 30 ปีนับจากวันสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจ และขอต่ออายุได้อีกไม่เกิน 10 ปี	ไม่เกิน 30 ปีนับจากวันสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจ และขอต่ออายุได้อีกไม่เกิน 10 ปี	ไม่เกิน 20 ปีนับจากวันสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจ และขอต่ออายุได้อีกไม่เกิน 10 ปี
พื้นที่สัมปทาน	ไม่เกิน 10,000 ตร.กม. ต่อแปลงสำรวจ โดยจำนวนแปลงสูงสุดไม่เกิน 5 แปลงสำรวจ	ไม่เกิน 10,000 ตร.กม. ต่อแปลงสำรวจ โดยจำนวนแปลงสูงสุดไม่เกิน 5 แปลงสำรวจ	ไม่เกิน 4,000 ตร.กม. ต่อแปลงสำรวจ โดยจำนวนแปลงสูงสุดไม่เกิน 5 แปลงสำรวจ ³

(2) ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

(2.1) บรรดาค่าใช้จ่ายทั้งปวงในการประกอบกิจการปิโตรเลียมให้ตกเป็นภาระของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ซึ่งนำมาหักเป็นค่าใช้จ่ายจากผลผลิตได้ โดยค่าใช้จ่ายสำหรับการประกอบกิจการปิโตรเลียมในแต่ละปีจะนำมาหักได้เฉพาะรายจ่ายเท่าที่จ่ายจริงตามแผนงานและงบประมาณที่ได้รับอนุมัติจากอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทั้งนี้ ต้องไม่เกินร้อยละ 50 ของผลผลิตรวมของปิโตรเลียม

(2.2) ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นผู้นำส่งค่าภาคหลวงแก่รัฐโดยหักจากผลผลิตรวมของปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ 10

(2.3) ส่วนที่เหลือของผลผลิตรวมของปิโตรเลียมหลังจากหักค่าภาคหลวงและหักค่าใช้จ่ายแล้ว ให้แบ่งแก่ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตไม่เกินร้อยละ 50

(2.4) อัตราภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเก็บในอัตราไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการปิโตรเลียม

(3) ระบบสัญญาจ้างบริการ

(3.1) สัญญาจ้างบริการสามารถกระทำได้ในรูปแบบของสัญญาจ้างสำรวจและผลิต สัญญาจ้างสำรวจ หรือสัญญาจ้างผลิตปิโตรเลียม

(3.2) ผู้รับสัญญาจ้างสำรวจและผลิต สัญญาจ้างสำรวจ หรือสัญญาจ้างผลิตปิโตรเลียม แล้วแต่กรณี จะได้รับค่าจ้างจากรัฐตามเงื่อนไขที่กำหนด

(3.3) บรรดาค่าใช้จ่ายทั้งปวงในการประกอบกิจการปิโตรเลียมให้ตกเป็นภาระของผู้รับสัญญาจ้างสำรวจและผลิต สัญญาจ้างสำรวจ หรือสัญญาจ้างผลิตปิโตรเลียม แล้วแต่กรณี

(3.4) รัฐจะจ่ายค่าจ้างและค่าใช้จ่ายให้แก่ผู้รับสัญญาภายหลังจากที่หักค่าภาคหลวงแล้ว

³ โดยอาศัยมาตรา 28 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ. 2550 ซึ่งมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 18 ตุลาคม 2550 ไม่มีการจำกัดจำนวนแปลงสำรวจแล้วในปัจจุบัน

2.4 ตลาดและการแข่งขัน

ปตท.สผ. ดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในประเทศและต่างประเทศ ได้แก่ สาธารณรัฐอินโดนีเซีย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม มาเลเซีย เครือรัฐออสเตรเลีย แคนาดา สหรัฐเม็กซิโก สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย สาธารณรัฐโมซัมบิก สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล สาธารณรัฐคาซัคสถาน สาธารณรัฐแองโกลา สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ และรัฐสุลต่านโอมาน โดยมีตลาดรองรับทั้งในประเทศและภูมิภาคที่ดำเนินธุรกิจอยู่ ผลิตรถยนต์ปิโตรเลียมที่ได้จากการดำเนินการของบริษัท ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ คอนเดนเสท แนฟทา และก๊าซแอลพีจี

ในปี 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มียอดจำหน่ายปิโตรเลียมเฉลี่ยต่อวัน 350,651 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปริมาณจากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในปี 2562 มีสัดส่วนก๊าซธรรมชาติต่อผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมอื่น (น้ำมันดิบ คอนเดนเสท แนฟทา และก๊าซแอลพีจี) อยู่ที่ 71 ต่อ 29 หรือคิดเป็นสัดส่วนมูลค่าการขายผลิตภัณฑ์ก๊าซธรรมชาติต่อผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมอื่นอยู่ที่ 63 ต่อ 37 โดยมีรายละเอียดดังนี้

ผลิตภัณฑ์	ปริมาณการขาย	มูลค่าการขาย (ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)
ก๊าซธรรมชาติ	560,849 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือ 90.72 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ	3,765.78
คอนเดนเสท	14.05 ล้านบาร์เรล	838.74
แนฟทา	25,375 เมตริกตัน หรือ 0.29 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ	11.55
น้ำมันดิบ	22.32 ล้านบาร์เรล	1,397.39
ก๊าซแอลพีจี	72,980 เมตริกตัน หรือ 0.60 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ	32.49

2.4.1 ลักษณะการตลาด

ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ ปตท.สผ. ผลิตได้จากโครงการในประเทศและประเทศในอาเซียน อาทิ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา และโครงการพื้นที่ร่วมไทย-มาเลเซีย จะส่งมาจำหน่ายในประเทศไทยเป็นหลัก โดยมีบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) เป็นผู้ซื้อที่สำคัญ ซึ่งจะนำผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมไปผ่านกระบวนการแยกและผลิตเพื่อจำหน่ายเป็นเชื้อเพลิงและวัตถุดิบสำหรับธุรกิจผลิตไฟฟ้า ปิโตรเคมี ภาควิชาขนส่ง ภาควิชาอุตสาหกรรม และการใช้ในครัวเรือน

หลักการการตลาดของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของแต่ละโครงการมีความแตกต่างกัน เนื่องจากทำเลที่ตั้งและคุณสมบัติของผลิตภัณฑ์ของแต่ละโครงการมีความแตกต่างกัน ซึ่งมีผลต่อช่องทางการขาย และการกำหนดราคาขาย ทั้งนี้ สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังนี้

(1) ก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติต้องใช้เงินลงทุนสูง จำเป็นต้องมีสัญญาซื้อขายก่อนดำเนินการลงทุน โดยการทำสัญญาจะผูกพันเป็นสัญญาระยะยาว 15 - 30 ปี มีการกำหนดราคา ปริมาณและจุดซื้อขายไว้ในสัญญาอย่างชัดเจน การจำหน่ายก๊าซธรรมชาติจากแหล่งผลิตในประเทศทั้งหมด จะกำหนดจุดส่งมอบที่แท่นผลิตกลาง (Central Processing Platform) โดยผู้ซื้อเป็นผู้ลงทุนวางระบบท่อมารับก๊าซธรรมชาติที่แท่นผลิตกลาง แต่สำหรับก๊าซธรรมชาติจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาที่ส่งมาจำหน่ายยังประเทศไทย มีจุดส่งมอบอยู่ที่เขตชายแดน โดยผู้ขายเป็นผู้ลงทุนวางระบบท่อจากแท่นผลิตกลางมาถึงชายแดน ทั้งนี้ สูตรราคาที่ใช้ซื้อขายก๊าซธรรมชาติจะอ้างอิงกับราคาน้ำมันเตาและดัชนีเศรษฐกิจ เพื่อสะท้อนต้นทุนการผลิตและสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงอื่นได้ตลอดอายุสัญญา

ปริมาณการซื้อขายจะกำหนดจากปริมาณสำรองที่ทำการประเมิน ณ วันเจรจาสัญญา ทั้งผู้ซื้อและผู้ขายมีข้อผูกพันที่ต้องทำการซื้อขายตามปริมาณที่กำหนด ในกรณีที่ผู้ซื้อไม่สามารถรับก๊าซธรรมชาติได้ตามปริมาณในสัญญา ผู้ขายจะได้รับหลักประกันโดยผู้ซื้อต้องจ่ายเงินให้แก่ผู้ขายครบตามจำนวน (Take-or-Pay) และผู้ซื้อจะมีสิทธิรับก๊าซธรรมชาติโดยไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในงวด ๆ ไป (Make-up Gas) และหากผู้ขายไม่สามารถจัดส่งก๊าซธรรมชาติตามปริมาณที่ผู้ซื้อสั่งในวันใดวันหนึ่งได้ ผู้ซื้อสามารถรักษาลิทธิปรับผู้ขายโดยการซื้อก๊าซธรรมชาติปริมาณดังกล่าวด้วยราคาลดลงตามเงื่อนไขที่กำหนดในแต่ละสัญญา (Shortfall)

(2) คอนเดนเสทและน้ำมันดิบ

การกำหนดราคาจำหน่ายคอนเดนเสทและน้ำมันดิบนั้น ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของคอนเดนเสทและน้ำมันดิบที่ผลิตได้ โดยจะอ้างอิงราคาคอนเดนเสทและน้ำมันดิบที่เป็นตัวหลักสำหรับซื้อขายในภูมิภาคนั้น ๆ (Regional Benchmark Price) โดยการซื้อขายจะมีทั้งสัญญาระยะสั้นและสัญญาระยะยาว รวมทั้งการจำหน่ายในตลาดจร

(3) แنفทา

ปตท.สผ. จำหน่ายแنفทาจากการลงทุนในโครงการ ADNOC Gas Processing (AGP) ซึ่งเป็นกลุ่มโรงแยกก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดใหญ่ที่สุดของรัฐบาลบาห์เรน สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดยมี Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) บริษัทน้ำมันแห่งชาติของสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ เป็นตัวแทนการขาย (Marketing Agent) ราคาขายเป็นไปตามราคาตลาดในภูมิภาค โดยการซื้อขายจะเป็นสัญญาระยะสั้น

(4) ก๊าซแอลพีจี

ปตท.สผ. จำหน่ายก๊าซแอลพีจีจากโครงการเอส 1 ให้แก่ ปตท. โดยมีรูปแบบเป็นสัญญาระยะยาว ราคาขายเป็นไปตามนโยบายรัฐและประกาศของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน

อีกทั้งจำหน่ายก๊าซแอลพีจีจากการลงทุนในโครงการ ADNOC Gas Processing (AGP) ซึ่งเป็นกลุ่มโรงแยกก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดใหญ่ที่สุดของรัฐบาลบาห์เรน สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดยการซื้อขายจะเป็นสัญญาระยะสั้น อ้างอิงกับราคาตลาดในภูมิภาค

สำหรับแหล่งผลิตในต่างประเทศ การจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจะแตกต่างกันไปในแต่ละประเทศ เช่น

- โครงการชอติกา โครงการยาดานา และโครงการเยตากูน สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา: ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากโครงการชอติกาและโครงการยาดานาประมาณร้อยละ 80 จำหน่ายให้แก่ประเทศไทยเป็นหลัก โดยมี ปตท. เป็นผู้รับซื้อ และประมาณร้อยละ 20 จำหน่ายให้กับบริษัทน้ำมันแห่งชาติของสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ส่วนก๊าซธรรมชาติจากโครงการเยตากูน จำหน่ายให้กับ ปตท. ทั้งหมด สำหรับคอนเดนเสทจากโครงการเยตากูนในปี 2562 จำหน่ายในรูปแบบตลาดจรภายในภูมิภาค เนื่องจากโรงกลั่นในประเทศหยุดซ่อมบำรุง

- โครงการเวียดนาม 9-2 และเวียดนาม 16-1 สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม: น้ำมันดิบทั้งหมดที่ผลิตได้จากโครงการเวียดนาม 9-2 จำหน่ายให้กับ Binh Son Refining and Petrochemical Company Limited (BSR) ซึ่งเป็นโรงกลั่นของสาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนามเพื่อใช้ในประเทศ ส่วนน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากโครงการเวียดนาม 16-1 จำหน่ายทั้งในตลาดจรและในรูปแบบสัญญาการซื้อขายระยะสั้นโดยระบบการประมูลราคา ส่วนก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากโครงการเวียดนาม 9-2 และโครงการเวียดนาม 16-1 จำหน่ายให้กับ Vietnam Oil and Gas Group เพื่อใช้ในสาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม

- โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย: แหล่งผลิตน้ำมันเบอร์กบาได้เริ่มการผลิตน้ำมันดิบและสามารถจัดจำหน่ายในเชิงพาณิชย์ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2558 โดยน้ำมันดิบที่ผลิตได้จำหน่ายในตลาดจร โดยมี ปตท. เป็นตัวแทน (Marketing Agent) ในการหาลูกค้า

- โครงการปติกั๋ว สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล: โครงการผลิตน้ำมันดิบในประเทศบราซิล มีปริมาณการผลิตในปี 2562 ประมาณ 300 บาร์เรลต่อวัน โดยขายเป็นสัญญาระยะสั้นให้กับโรงกลั่นภายในประเทศ
- โครงการดุงกา สาธารณรัฐคัสสถาน: แหล่งผลิตน้ำมันดิบบนบกซึ่งตั้งอยู่ทางตะวันตกของประเทศ คัสสถาน ซึ่งโททาลเป็นผู้ดำเนินการผลิตและขายในรูปแบบสัญญาระยะสั้นให้กับตลาดทั้งในและต่างประเทศ
- โครงการแปลง เค และโครงการซาราวัก เอสเค 309 และ เอสเค 311 ประเทศมาเลเซีย: น้ำมันดิบและคอนเดนเสท จากแหล่งผลิตจากโครงการซาราวัก เอสเค 309 และเอสเค 311 และน้ำมันดิบจากแหล่ง Kikeh, Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) โครงการแปลง เค ได้ถูกจำหน่ายทั้งในรูปแบบสัญญาซื้อขายระยะสั้นและในตลาดจร สำหรับก๊าซธรรมชาติ ที่ผลิตได้จากโครงการซาราวัก เอสเค 309 และเอสเค 311 จำหน่ายในรูปแบบสัญญาซื้อขายยาว ให้แก่ Petroliaam Nasional Berhad (PETRONAS) บริษัทน้ำมันแห่งชาติของประเทศมาเลเซีย เพื่อใช้ผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวจากโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว Bintulu LNG Complex

อนึ่ง สำหรับโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จำหน่ายให้กับ ปตท. เพื่อนำมาใช้ในประเทศไทย และมีการแบ่งขายให้กับบริษัท Petroliaam Nasional Berhad (PETRONAS) จำกัด บริษัทน้ำมันแห่งชาติของประเทศ มาเลเซีย ตั้งแต่เดือนเมษายน 2558 เพื่อใช้ในประเทศมาเลเซียตามสัญญา Gas Balancing Agreement ระหว่าง ปตท. กับ PETRONAS สำหรับคอนเดนเสทที่ผลิตได้จะจำหน่ายในตลาดจรโดยผ่านวิธีการประมูลราคา โดยมี ปตท. และ PETRONAS Trading Corporation Sdn Bhd (PETCO) เป็นตัวแทนร่วม (Co-Marketing Agent) ในการดำเนินการประมูลเพื่อขายในตลาดจร

2.4.2 การแข่งขัน

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยมีการแข่งขันที่ไม่รุนแรงนัก เนื่องจากความต้องการปิโตรเลียมมีมากกว่า ปริมาณที่ผลิตได้ และเป็นธุรกิจที่ต้องใช้เทคโนโลยีและเงินลงทุนสูง ดังนั้น รูปแบบการซื้อขายจึงเป็นไปในลักษณะสัญญาซื้อขาย โดยเฉพาะสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ รวมถึงมีการกำหนดเงื่อนไขเพื่อเป็นการรับประกันตลาดให้กับผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้ เพื่อดึงดูด ความสนใจและลดความเสี่ยงของนักลงทุนให้เข้ามาลงทุนในธุรกิจนี้

จากข้อมูลโดยประมาณของปี 2562 ปตท.สผ. สามารถผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตในประเทศคิดเป็นร้อยละ 37 ของปริมาณการผลิตทั้งหมด ซึ่งสูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการผลิตของบริษัทอื่น ๆ โดยมีรายละเอียดดังนี้

บริษัทผู้ผลิต	ร้อยละของปริมาณการผลิตภายในประเทศ
ปตท.สผ.	37
เชฟรอน	28
มิตซูบิชิ เอ็นเนอร์จีส	9
ปิโตรนาส	9
โททาล	7
อื่น ๆ	10

ที่มา: ข้อมูลกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน (เดือนธันวาคม 2562)

วิวัฒนาการของ Shale Gas ทำให้โครงสร้างตลาดโลกของก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนไป โดยเป็นการเพิ่มโอกาสและความน่าดึงดูด ให้ผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติที่มีต้นทุนต่ำ สามารถแข่งขันได้ ก้าวเข้าสู่ตลาดโลกในรูปแบบของการส่งออกก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) ซึ่งอาจแย่งส่วนแบ่งทางการตลาดไปจากก๊าซธรรมชาติมากขึ้น

2.5 การจัดหาผลิตภัณฑ์หรือบริการ

2.5.1 ขั้นตอนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ขั้นตอนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยทั่วไปสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ขั้นตอน ดังนี้

(1) ขั้นตอนการสำรวจ (Exploration Stage) เป็นขั้นตอนแรกเพื่อพยายามระบุพื้นที่ที่น่าจะมีศักยภาพเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ประกอบด้วยกิจกรรมที่สำคัญ เช่น

- การสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เบื้องต้น
- การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Survey)
- การเจาะและทดสอบหลุมสำรวจ (Exploration Well)

(2) ขั้นตอนการประเมินผลและสำรวจขอบเขต (Appraisal/Delineation Stage) เป็นการศึกษาเพิ่มเติมเพื่อเพิ่มความมั่นใจในการประเมินขนาดและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ ประกอบด้วยกิจกรรมที่สำคัญ เช่น

- การศึกษาลักษณะธรณีวิทยาปิโตรเลียมในรายละเอียดและการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนเพิ่มเติม (หากจำเป็น)
- การประเมินลักษณะแหล่งกักเก็บและการวางกรอบแนวคิดในการพัฒนา (Conceptual Development Plan)
- การเจาะและทดสอบหลุมประเมินผลและหลุมสำรวจขอบเขต (Appraisal/Delineation Well)

(3) ขั้นตอนการพัฒนา (Development Stage) เป็นขั้นตอนสุดท้ายก่อนการผลิต ประกอบด้วยกิจกรรมที่สำคัญ เช่น

- การกำหนดแผนการพัฒนาที่เหมาะสม
- การออกแบบ สร้าง และติดตั้งอุปกรณ์การผลิต
- การเจาะหลุมพัฒนา (Development Well)

(4) ขั้นตอนการผลิต (Production Stage) ในขั้นตอนนี้ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งผลิตภัณฑ์เกี่ยวเนื่อง (Associated Products) จะถูกผลิตผ่านระบบควบคุมความดันที่ปากหลุม (Wellhead) และอุปกรณ์การผลิตอื่น ๆ รวมทั้งมาตรวัด เพื่อให้ทราบอัตราการผลิตทั้งหมด กิจกรรมที่สำคัญในขั้นตอนนี้ เช่น

- การติดตามอัตราการผลิต สัดส่วนของน้ำและปิโตรเลียม สัดส่วนของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ และอัตราการเปลี่ยนแปลงของความดันของชั้นปิโตรเลียม

- การคาดการณ์อัตราการผลิตในอนาคต
- การซ่อมบำรุงหลุมผลิต และอุปกรณ์การผลิต

ทั้งนี้ ปตท.สผ. มีความพร้อมของบุคลากร เทคโนโลยี และเครื่องจักรอุปกรณ์ที่จะสามารถดำเนินธุรกิจได้อย่างมีประสิทธิภาพตามเป้าหมายของบริษัทได้เป็นอย่างดี

2.5.2 ปริมาณสำรองปิโตรเลียม

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมแบ่งออกเป็น 2 ประเภทใหญ่ ๆ ตามระดับความเชื่อมั่น คือ ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) และปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ยังไม่ได้พิสูจน์ (Unproved Reserves)

(1) ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประมาณได้จากข้อมูลทางธรณีวิทยาและทางวิศวกรรมปิโตรเลียม ณ เวลาใดเวลาหนึ่ง ด้วยความเชื่อมั่นว่าจะสามารถผลิตได้นับจากเวลาใดเวลาหนึ่งเป็นต้นไปจากแหล่งที่สำรวจพบแล้วภายใต้สภาพทางเศรษฐกิจ วิธีการผลิต และกฎระเบียบของทางราชการ ณ เวลาที่ทำการประเมินนั้น

ในทางปฏิบัติปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง ปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บที่สามารถผลิตขึ้นมาได้อย่างคุ้มค่าเชิงพาณิชย์ โดยมีข้อมูลการทดสอบการไหลของปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บมาสนับสนุน ในบางกรณีปริมาณสำรองสามารถจัดเป็นปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วได้โดยอาศัยข้อมูลการวิเคราะห์ผลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ และ/หรือ การวิเคราะห์แท่งตัวอย่างหิน ซึ่งบ่งชี้ว่าแหล่งกักเก็บที่กำลังพิจารณาจะมีปิโตรเลียมอยู่ และมีลักษณะคล้ายกับแหล่งกักเก็บในบริเวณเดียวกันซึ่งมีการผลิตแล้ว หรือสามารถจะผลิตได้ โดยวิเคราะห์จากการทดสอบการไหลของแหล่งกักเก็บ นอกจากนี้ ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วจะต้องผลิตได้โดยอุปกรณ์การผลิตและการขนส่งปิโตรเลียมที่มีอยู่แล้วหรือมีแผนแน่นอนที่จะติดตั้งในอนาคต

(2) ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ยังไม่ได้พิสูจน์ (Unproved Reserves) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประมาณได้จากข้อมูลทางธรณีวิทยาและทางวิศวกรรมปิโตรเลียม ณ เวลาใดเวลาหนึ่งเช่นเดียวกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว แต่มีความเชื่อมั่นและความเป็นไปได้ในการผลิตน้อยกว่า อันเนื่องมาจากลักษณะทางเทคนิคหรือความไม่แน่นอนของข้อมูล ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ยังไม่ได้พิสูจน์สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทตามระดับความเชื่อมั่น ดังนี้

- ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่คาดว่าจะมี (Probable Reserves) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประมาณได้จากข้อมูลทางธรณีวิทยาและทางวิศวกรรมปิโตรเลียม ณ เวลาใดเวลาหนึ่งเช่นเดียวกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว แต่มีความเชื่อมั่นและความเป็นไปได้ในการผลิตน้อยกว่าปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว แต่มากกว่าปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่เป็นไปได้ว่าจะมี (Possible Reserves)

- ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่เป็นไปได้ว่าจะมี (Possible Reserves) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประมาณได้จากข้อมูลทางธรณีวิทยาและทางวิศวกรรมปิโตรเลียม ณ เวลาใดเวลาหนึ่งเช่นเดียวกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วและปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่คาดว่าจะมี แต่มีความเชื่อมั่นและความเป็นไปได้ในการผลิตน้อยกว่า

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินในรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ตัวเลขที่ได้สอดคล้องกับตามมาตรฐาน

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.¹ คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท² 310 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 5,097 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (830 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) หรือรวมทั้งหมดเป็น 1,140 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ดังรายละเอียดในตารางต่อไปนี้

¹ รวมโครงการร่วมทุนอฟฟิโก

² รวมถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว ⁽¹⁾
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท ⁽²⁾ (ล้านบาร์เรล)			ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย									
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2561	116	48	164	2,181	1,105	3,286	470	207	677
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	13	(1)	12	160	(53)	107	41	(4)	37
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	1	0	1	1	1	2	2	1	3
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	2	45	47	21	954	975	5	207	212
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรอง	21	106	127	816	582	1,398	153	206	359
5) การผลิต	(30)	(11)	(41)	(475)	(212)	(687)	(107)	(43)	(150)
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2562	123	187	310	2,704	2,377	5,081	564	574	1,138
ปริมาณสำรองจากการลงทุนในการร่วมค้า ⁽³⁾									
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2562	0	-	0	16	-	16	2	-	2
รวมปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2562	123	187	310	2,720	2,377	5,097	566	574	1,140

(1) ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

(2) ตัวเลขปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วและปริมาณการผลิตรวมก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

(3) รวมส่วนของปริมาณสำรองจากโครงการร่วมทุนอปิโก

นอกจากนี้ เพื่อให้การประมาณและการรายงานปริมาณสำรองปิโตรเลียมของบริษัทเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีการสอบทานและกำกับดูแลที่ดี ปตท. สผ. ยังมีคณะกรรมการปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Committee) ซึ่งมีหน้าที่และความรับผิดชอบ ดังนี้

- พิจารณาก่อนการให้ความเห็นชอบต่อ ปริมาณสำรองปิโตรเลียมประจำปี (Annual Reserves)
- พิจารณาก่อนการและอนุมัติการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมอย่างมีนัย (Major Changes of Reserves) และปริมาณสำรองปิโตรเลียมสำหรับโครงการใหม่ที่เข้าซื้อและควบรวมกิจการ (Reserves for Newly-Acquired Project)
- ตรวจสอบขั้นตอนการรวบรวมข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้มีความถูกต้องก่อนการนำเสนออนุมัติ และตรวจสอบกิจกรรมซึ่งมีความเชื่อมโยงต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้เป็นไปตามกฎระเบียบ และกฎหมายที่เกี่ยวข้อง
- พิจารณาอนุมัติแผนการดำเนินการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Annual Reserves Audit Plan) และแต่งตั้งผู้ตรวจประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Auditor) และอนุมัติรายงานการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Audit Report) เพื่อให้เป็นไปตามกรอบแนวทางการดำเนินงานและเกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง

2.5.3 ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของ ปตท.สผ.

ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.¹ ในปี 2562 คิดเป็น 151 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท² 41 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 690 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (110 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็นอัตราการผลิตประมาณ 413,640 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วประมาณ 54,255 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 15.1 ซึ่งการเพิ่มขึ้นของปริมาณการผลิต โดยส่วนใหญ่เป็นผลมาจากการเข้าซื้อกิจการทั้งหมดของบริษัท Murphy Oil ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมด ในบริษัท Partex Holding B.V.

2.5.4 การบริหารจัดการเพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดจากกระบวนการผลิต

ปตท.สผ. ดำเนินงานโดยมุ่งเน้นการบริหารจัดการความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมขององค์กรอย่างเป็นระบบ ดูแลการจัดการทรัพยากรและสิ่งแวดล้อมไปพร้อมกับการพัฒนาองค์กร และเน้นการป้องกันมลพิษและรักษาสิ่งแวดล้อม เพื่อช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ทำให้เกิดคุณค่าต่อองค์กร ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และสิ่งแวดล้อม

ทั้งนี้ บริษัทมีการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ที่กำหนดให้โครงการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทุกโครงการ ต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม เพื่อระบุประเด็นด้านสิ่งแวดล้อม และกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม นำเสนอต่อหน่วยงานกำกับดูแลและหน่วยงานที่มีอำนาจอนุมัติหรืออนุญาตก่อนเริ่มดำเนินโครงการ รวมถึงจัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งเป็นหน่วยงานกำกับดูแลโดยตรง และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมซึ่งเป็นหน่วยงานผู้มีอำนาจอนุมัติหรืออนุญาต ทั้งนี้ การดำเนินงานของบริษัทจะอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของหน่วยงานราชการในแต่ละประเทศที่บริษัทเข้าไปดำเนินกิจการ

บริษัทได้กำหนดนโยบายและเป้าหมาย เพื่อให้มั่นใจว่าการดำเนินการของบริษัทส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด โดยสรุปได้ดังนี้

- กำหนดเป้าหมายในการลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 โดยเทียบจากปี 2555 ครอบคลุมโครงการทั้งในประเทศและต่างประเทศ รวมถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม และปรับปรุงกระบวนการผลิตและพัฒนาเทคโนโลยีที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ตามเป้าหมาย

¹ รวมโครงการร่วมทุนฟิโก

² รวมถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

- กำหนดเป้าหมายให้การหลว้ไหลของน้ำมันและสารเคมีเป็นศูนย์
 - กำหนดเป้าหมายที่จะไม่ก่อให้เกิดความสูญเสียสุทธิต่อความหลากหลายทางชีวภาพ (No-net Loss) ในพื้นที่คุ้มครองตามนิยามขององค์ระหว่างประเทศเพื่อการอนุรักษ์ธรรมชาติ รวมถึงไม่ดำเนินการในพื้นที่มรดกโลก
 - หลีกเลี่ยงการดำเนินงานในพื้นที่เสี่ยงต่อภาวะขาดแคลนน้ำและบริหารจัดการไม่ให้เกิดผลกระทบต่อชุมชนผู้ใช้น้ำ
 - อดักกลับน้ำจากกระบวนการผลิตลงสู่ชั้นหินกักเก็บใต้ดิน
 - กำหนดเป้าหมายที่จะไม่ก่าจัดของเสียอันตรายด้วยวิธีฝังกลบภายในปี 2563
- ทั้งนี้ ผลการดำเนินงานในแต่ละเป้าหมายข้างต้นได้มีการเปิดเผยไว้ในรายงานความยั่งยืนประจำปี 2562

2.5.5 ผลการปฏิบัติจริงในระยะ 3 ปีที่ผ่านมา

ระหว่างปี 2560 ถึงปี 2562 ปตท.สผ. ได้ดำเนินงานตามข้อกำหนดกฎหมายอย่างต่อเนื่องและเคร่งครัด ส่งผลให้ประสบผลสัมฤทธิ์และได้รับรางวัลมากมายทั้งในระดับประเทศและระดับสากล ดังนี้

(1) ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกในกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ (Dow Jones Sustainability Indices หรือ DJSI) ระดับโลกในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream & Integrated Industry) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 6 ตั้งแต่ปี 2557 เป็นต้นมา และ ปตท.สผ. ยังได้รับคะแนนประเมินสูงสุด หรือ Industry Leader ของกลุ่มบริษัทจดทะเบียนทั่วโลกในธุรกิจประเภทเดียวกันเป็นครั้งที่ 2 จากที่เคยได้รับเมื่อปี 2559 โดยการได้คะแนนประเมินสูงสุด (Industry Leader) ดังกล่าวเป็นผลมาจากการที่บริษัทได้รับการประเมินในระดับดีเยี่ยม (Best in Class) และได้รับคะแนนเต็ม 100 ในหลายหัวข้อ

(2) ได้รับคัดเลือกเป็นหนึ่งใน “รายชื่อหุ้นยั่งยืน” หรือ Thailand Sustainability Investment ประจำปี 2562 และได้รับต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 จากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ในฐานะบริษัทจดทะเบียนที่มีผลงานโดดเด่นในการดำเนินธุรกิจโดยคำนึงถึงมิติสิ่งแวดล้อม สังคม และเศรษฐกิจ ซึ่งรวมถึงบรรษัทภิบาล

(3) ได้รับการตรวจประเมินผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม และได้รับการรับรองโดยองค์กรภายนอก และผลจากความมุ่งมั่นของพนักงานทุกคน ส่งผลให้ ปตท.สผ. บรรลุเป้าหมายในการได้รับการรับรองรายงานความยั่งยืน GRI (Global Reporting Initiative) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 7

(4) ได้พัฒนาระบบบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อมของบริษัท ให้สอดคล้องกับระบบมาตรฐานการจัดการสิ่งแวดล้อมสากล (International Organization for Standardization หรือ ISO) โดยในปี 2562 บริษัทได้รับการรับรองมาตรฐาน ISO 14001:2015 จาก AJA Registrars (ปัจจุบัน เปลี่ยนเป็น SOCOTEC Certification (Thailand) Co., Ltd.) ภายใต้การรับรองของ United Kingdom Accreditation Service (UKAS) ในทุกหน่วยปฏิบัติการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการในประเทศไทย โดยได้มีการรับรองมาตรฐานดังกล่าวภายใต้หนึ่งมาตรฐาน (One Common System for ISO 14001) รวมถึงโครงการในต่างประเทศ เพื่อเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดการสิ่งแวดล้อม ปรับปรุงการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง รวมถึงรักษา ควบคุม ดูแล และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมให้มีประสิทธิภาพ สอดคล้องกับระบบการจัดการด้าน SSHE ของบริษัท โดยครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติการดังต่อไปนี้

- สำนักงานใหญ่
- โครงการบงกช
- โครงการอาทิตย์
- โครงการเอส 1
- โครงการพีทีทีพี 1 และโครงการแอล 53/43 และแอล 54/43
- โครงการสินภู่ออม
- โครงการฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม ปตท.สผ. (สงขลาและระนอง)

- ศูนย์วิจัยตัวอย่างหิน ปตท.สผ. (พระนครศรีอยุธยา)
- โครงการชอติเก่า พื้นที่ปิโตรเลียมแปลงเอเอ็ม 9 ศูนย์ควบคุมการปฏิบัติการเมืองทวาย และสำนักงานที่เมือง

ย่างกุ้ง สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา

ทั้งนี้ ปตท.สผ. เป็นบริษัทแรกในกลุ่มอุตสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ที่ได้รับการรับรองมาตรฐานนี้

(5) ได้รับการรับรองมาตรฐานการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (Occupational Health and Safety Standard หรือ OHSAS) (มอก.) 18001:2007 โดยผ่านการตรวจสอบและรับรองจาก AJA Registrars ภายใต้การรับรองของ ANSI-ASQ National Accreditation Board (ANAB) ในพื้นที่ดำเนินโครงการในประเทศ ได้แก่ โครงการบงกช โครงการอาทิตย์ โครงการเอส 1 โครงการพีทีทีพี 1 โครงการแอล 53/43 และแอล 54/43 และโครงการสินภูฮ่อม ด้านการผลิตปิโตรเลียม โครงการฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม (ระนอง) ด้านการสนับสนุนกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งทะเล นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีแผนที่จะนำระบบมาตรฐานนี้ไปใช้ในพื้นที่ดำเนินโครงการในประเทศอีกด้วย

(6) จัดทำรายงานสรุปผลการดำเนินงานด้าน SSHE ประจำเดือนและประจำปี เพื่อเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อพิจารณา พร้อมทั้งรับการตรวจประเมินด้าน SSHE ประจำปีในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

(7) รับมอบใบรับรอง Green Meetings สำหรับโครงการฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม จังหวัดสงขลา ระดับ Plus Level และโครงการฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม จังหวัดระนอง ระดับ Standard Level จากองค์กรธุรกิจเพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืน (TBCSD) เพื่อรับรองว่าบริษัทมีรูปแบบการจัดประชุมที่ช่วยลดการใช้พลังงานและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

(8) รับรางวัลตราสัญลักษณ์สำนักงานสีเขียวที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Office) ในระดับดีเยี่ยม (G ทอง) โดยเป็นบริษัทแรกของกลุ่ม ปตท. และบริษัทแรกในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับรางวัลระดับสูงสุด ประจำปี 2562 ซึ่งจัดโดยกรมส่งเสริมคุณภาพสิ่งแวดล้อม และรับประกาศนียบัตรการจัดซื้อจัดจ้างสินค้าและบริการที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Green Procurement Certificate) จากผู้อำนวยการสถาบันสิ่งแวดล้อมไทย

(9) รับใบประกาศนียบัตรเกียรติคุณภายใต้โครงการสนับสนุนกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก (Low Emission Support Scheme หรือ LESS) จากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม โดยบริษัทได้รับประกาศนียบัตรดังกล่าวจากองค์การบริหารก๊าซเรือนกระจกต่อเนื่องเป็นปีที่สาม อันเป็นผลมาจากความมุ่งมั่นและความร่วมมือของพนักงานทั้งที่สำนักงานใหญ่ ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม จังหวัดสงขลา และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม จังหวัดระนอง ทำให้สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมกันได้ทั้งสิ้นถึง 186,670 กิโลกรัมคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

(10) เข้ารับรางวัล Thailand Energy Awards 2019 จากนายสมคิด จาตุศรีพิทักษ์ รองนายกรัฐมนตรี ในโอกาสที่กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน ได้คัดเลือกให้ ปตท.สผ. เป็นหนึ่งในองค์กรดีเด่นด้านอนุรักษ์พลังงานประเภทขนส่ง จากการบริหารจัดการด้านการขนส่งทางเรือที่เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ทำให้สามารถลดปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลลงได้กว่า 13.6 ล้านลิตรต่อปี ระหว่างปี 2559-2562

(11) รับรางวัล Best Practice Award in ISO 14001 & OHSAS 18001 จากบริษัท AJA REGISTRARS และกลุ่ม SOCOTEC ซึ่ง ปตท.สผ. เป็น 1 ใน 21 บริษัทที่ได้รับรางวัล Best Practice Award จากบริษัทที่ผ่านการรับรองทั้งหมดกว่า 900 บริษัทในประเทศไทย

(12) ได้รับการคัดเลือกให้เป็นสมาชิกของดัชนีความยั่งยืนระดับโลก FTSE4Good Index Series ต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 จากบริษัทฟูตซี รัสเซล ซึ่งเป็นผู้จัดทำดัชนีดังกล่าว โดยให้การรับรองว่า ปตท.สผ. มีคุณสมบัติตรงตามข้อกำหนดของ FTSE4Good Index Series ซึ่งเป็นดัชนีที่ใช้วัดผลการดำเนินงานทั้งด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และธรรมาภิบาล (ESG) ทั้งนี้ ปตท.สผ. ได้รับพิจารณาให้เป็น 1 ใน 10 อันดับแรกในกลุ่มบริษัทพลังงานที่มีผลการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมและธรรมาภิบาลยอดเยี่ยม

(13) ปตท.สผ. ได้ร่วมมือกับกลุ่มบริษัท ปตท. ในการจัดทำแผนตอบสนองต่อเหตุน้ำมันรั่วไหลและแนวทางการฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม กรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่สิ่งแวดล้อม เพื่อให้การตอบสนองต่อเหตุน้ำมันรั่วไหลของกลุ่มบริษัท มีความสอดคล้องกับแผนป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ และเป็นการเตรียมความพร้อมในการบรรเทาผลกระทบกรณีเกิดการรั่วไหลที่อาจเกิดขึ้นต่อคน สิ่งแวดล้อม ทรัพย์สิน และภาพลักษณ์ของบริษัท รวมถึงเพื่อให้การดำเนินงานสามารถกลับสู่ภาวะปกติได้อย่างมีประสิทธิภาพ

อัตราการรั่วไหลของสารเคมีและไฮโดรคาร์บอนถูกกำหนดเป็นดัชนีชี้วัดผลการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งในปี 2560 - 2562 มีค่าเท่ากับ 0.26, 0.60 และ 0.64 ตัน/ล้านตัน ตามลำดับ โดยรายละเอียดปรากฏในรายงานความยั่งยืนประจำปี 2562

2.5.6 มีข้อพิพาทหรือการถูกฟ้องร้องเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมและแนวทางการแก้ไขข้อพิพาท

รายละเอียดปรากฏในหมวด “ข้อพิพาททางกฎหมาย”

2.5.7 การบริหารจัดการความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. ได้มีการพัฒนาและเสริมสร้างวัฒนธรรมองค์กรด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment หรือ SSHE) ตามแผนงานระยะยาวอย่างต่อเนื่อง เพื่อจุดมุ่งหมายสูงสุดในการป้องกันไม่ให้เกิดอุบัติเหตุใด ๆ ที่อาจส่งผลให้เกิดการบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยเนื่องจากการทำงานและอุบัติเหตุร้ายแรงจากการปฏิบัติงาน โดยในปี 2562 ปตท.สผ. มีกลยุทธ์ในการบริหารจัดการที่ให้ความสำคัญต่อการปรับปรุงและพัฒนากระบวนการบริหารจัดการด้าน SSHE (SSHE MS) อย่างต่อเนื่อง ทั้งความปลอดภัยในด้านการปฏิบัติการและกระบวนการผลิต และยังคงมุ่งมั่นในการเสริมสร้างวัฒนธรรมองค์กรด้าน SSHE ในระดับสูงสุด โดยมุ่งเน้นให้ผู้บังคับบัญชาตามสายงานมีความตระหนักในหน้าที่และความรับผิดชอบ และส่งเสริมความเป็นผู้นำด้าน SSHE ให้กับพนักงานและผู้รับเหมาในทุกระดับ นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมุ่งมั่นทุ่มเทที่จะสร้างความปลอดภัยให้กับสิ่งแวดล้อมในทุกพื้นที่ปฏิบัติการของกลุ่ม ปตท.สผ. ด้วย ซึ่งบุคลากรของ ปตท.สผ. ตั้งแต่ระดับผู้บริหารสูงสุดจนถึงระดับพนักงานในพื้นที่ปฏิบัติการและผู้รับเหมาล้วนมีเจตนารมณ์ร่วมกันในการปฏิบัติงานเพื่อให้เกิดประสิทธิผลสูงสุด

ทั้งนี้ ผลการดำเนินงานด้าน SSHE ของ ปตท.สผ. ในปี 2562 ผ่านดัชนีชี้วัดที่สำคัญ คือ อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บถึงขั้นหยุดงาน (Lost Time Injury Frequency Rate หรือ LTIF) อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บ (Total Recordable Injury Rate หรือ TRIR) และอัตราการรั่วไหล (Spill rate) มีค่าต่ำกว่าปี 2561 ที่เวลาเดียวกัน และจัดอยู่ในกลุ่มผู้นำเมื่อเปรียบเทียบกับสถิติเดียวกันของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (International Association of Oil & Gas Producers หรือ IOGP) ทั้งนี้ เป็นผลมาจากการบริหารจัดการและควบคุมความเสี่ยงให้อยู่ในระดับต่ำที่สุดเท่าที่จะสามารถปฏิบัติได้ รวมถึงการดำเนินงานอย่างต่อเนื่องของโครงการรณรงค์เพื่อลดอัตราการเกิดอุบัติเหตุในการปฏิบัติงาน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญและมีความมุ่งมั่นในการพัฒนาด้าน SSHE อย่างต่อเนื่องเพื่อบรรลุเป้าหมายในการเป็นองค์กรที่ปราศจากอุบัติเหตุ (Target Zero) ที่ทุกคนสามารถมาปฏิบัติงานและกลับบ้านอย่างปลอดภัยในทุกวัน

3. ปัจจัยความเสี่ยง

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีความซับซ้อนทั้งในเชิงเทคนิคและขั้นตอนในการดำเนินงาน ประกอบกับใช้เงินลงทุนสูงในการดำเนินโครงการตั้งแต่การแสวงหาโอกาสการลงทุนใหม่ การสำรวจ การพัฒนาโครงการ และการผลิต ปตท.สผ. จึงให้ความสำคัญอย่างยิ่งยวดกับการบริหารจัดการความเสี่ยง โดยมีการกำหนดกรอบการกำกับดูแลความเสี่ยง (Risk Governance Framework) ที่กำหนดอำนาจหน้าที่ในการบริหารจัดการความเสี่ยงตั้งแต่ระดับคณะกรรมการบริษัท ระดับฝ่ายจัดการ ไปจนถึงระดับปฏิบัติการ เพื่อให้เกิดความมั่นใจว่าความเสี่ยงที่สำคัญขององค์กรมีการบริหารจัดการ ติดตาม และรายงานผลในทุกระดับการดำเนินงาน เพื่อให้การบริหารจัดการความเสี่ยงมีประสิทธิภาพ

ในปี 2562 เพื่อให้กลยุทธ์บริษัทเป็นไปตามเป้าหมาย ปตท.สผ. ให้ความสำคัญในการบริหารความเสี่ยงด้านกลยุทธ์ (Strategic Risk) ตั้งแต่การกำหนดกรอบความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Appetite Statement) ในการจัดทำและเลือกกลยุทธ์ (Strategy Formulation and Selection) ให้มีความสอดคล้องสอดคล้องกับวิสัยทัศน์ในการเป็น “Energy Partner of Choice” และพันธกิจขององค์กรที่มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจทั่วโลกเพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน นอกจากนี้ ได้กำหนดให้มีการติดตามการเปลี่ยนแปลงของสมมติฐานสำคัญที่ใช้อ้างอิงในการจัดทำกลยุทธ์ (Strategic Risk Assumption Monitoring) เพื่อป้องกันและลดความเสี่ยงด้านกลยุทธ์ขององค์กรให้สามารถปรับเปลี่ยนได้ทันกับสถานะแวดล้อมที่เปลี่ยนไปรวดเร็วได้อย่างทันท่วงที นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้ปรับการบริหารจัดการองค์กรเพื่อเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันและศึกษาโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องเพื่อเพิ่มช่องทางในการขยายการลงทุน และสร้างความเติบโตอย่างยั่งยืนในอนาคต โดยธุรกิจหลักของ ปตท.สผ. มีความเสี่ยงที่สำคัญสามารถสรุปได้ ดังนี้

3.1 ปัจจัยเสี่ยงด้านกลยุทธ์และการลงทุน (Strategic & Portfolio)

3.1.1 ความเสี่ยงในการลงทุนเพิ่มเติมในโครงการปัจจุบันและโครงการใหม่

การดำเนินการด้านการลงทุนตามกลยุทธ์ยังมุ่งเน้นการขยายการลงทุนและโอกาสทางธุรกิจในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (Coming Home Strategy) ซึ่งเป็นกลุ่มประเทศที่บริษัทมีประสบการณ์และมีความชำนาญ โดยให้ความสำคัญกับการลงทุนในประเทศที่ ปตท.สผ. มีฐานการดำเนินการ เช่น ประเทศมาเลเซีย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา แหล่งน้ำมันดิบสิริกิติ์โครงการเอส 1 ที่กำลังจะหมดอายุสัมปทานในประเทศไทย รวมถึงมองหาโอกาสทางธุรกิจในพื้นที่ที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียมสูง มีความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ในระดับที่ลงทุนได้ และมีต้นทุนการพัฒนาและผลิตต่ำ นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังต้องคำนึงถึงประเด็นความเสี่ยงและความไม่แน่นอนต่าง ๆ เช่น ความไม่ชัดเจนของระบบการแบ่งปันผลประโยชน์ การเปลี่ยนแปลงทางการเมืองและนโยบายทางด้านพลังงาน การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ รวมถึงประเด็นที่เกี่ยวข้องด้านกฎหมายที่ยังไม่ชัดเจน

ในการนี้ ปตท.สผ. ได้มีแผนบริหารจัดการปัจจัยที่อาจส่งผลกระทบต่อการดำเนินงานและขยายฐานการลงทุน อาทิ การจัดทำ Due Diligence อย่างเข้มงวด เพื่อให้การลงทุนอยู่ในขอบเขตความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Investment Risk Limit) รวมถึงการพิจารณาความเสี่ยงของคู่สัญญา (Counterparty Risk) การสร้างเสริมความรู้ความเข้าใจในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้แก่ผู้มีส่วนได้เสียและทำการประชาสัมพันธ์เชิงรุก รวมถึงการศึกษาข้อกำหนดของกฎระเบียบต่าง ๆ ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ รวมถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม เพื่อกำหนดแผนป้องกันความเสี่ยงที่ชัดเจนไว้ล่วงหน้า การประเมินและวิเคราะห์ความเสี่ยงเรื่องการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเป็นประจำ พร้อมกำหนดแนวทางการดำเนินงาน เป้าหมาย และแผนปฏิบัติการในการลดรอยเท้าคาร์บอน (Carbon Footprint) เพื่อบริหารจัดการผลกระทบจากความเสี่ยงต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น การเก็บภาษีคาร์บอนที่อาจเกิดขึ้นในประเทศที่บริษัทมีการปฏิบัติงาน และผลกระทบต่อเชิงกายภาพต่อโครงสร้างและสิ่งก่อสร้างในการผลิตจากอุณหภูมิโลกที่สูงขึ้น

สำหรับโอกาสการลงทุนในพื้นที่และประเทศที่ไม่คุ้นเคย ปตท.สผ. มีกระบวนการประเมินความเสี่ยงซึ่งพิจารณาความเสี่ยงทั้งทางด้านขนาดแหล่งปิโตรเลียม ขนาดของโครงการ การได้มาซึ่งแหล่งปิโตรเลียมและปริมาณสำรองเพิ่มเติม การดำเนินการ ความสามารถของผู้ดำเนินการ เงื่อนไขและความชัดเจนของการแบ่งผลประโยชน์ การปฏิบัติตามข้อสัญญา สภาพทางภูมิศาสตร์ กฎหมาย และกฎระเบียบ

ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ความมั่นคงทางด้านการเมือง ความสัมพันธ์ระหว่างประเทศ เสถียรภาพทางเศรษฐกิจและการเงิน นอกจากนี้ ได้จัดทำที่ปรึกษาที่เชี่ยวชาญในประเทศที่เข้าลงทุนเพื่อให้คำแนะนำ ทั้งนี้ ได้มีการหามาตรการป้องกันและบริหารความเสี่ยงที่กล่าวมาแล้วข้างต้นล่วงหน้าเพื่อประกอบการพิจารณาคัดเลือกโครงการและชดเชยความเสี่ยงเหล่านี้ไว้ในกระบวนการวิเคราะห์ผลตอบแทนจากการลงทุนหรือในสัญญาซื้อขาย/ร่วมทุน

ปตท.สผ. มีกระบวนการการกลั่นกรองที่พิจารณาโอกาส ความเสี่ยง และความคุ้มค่าอย่างละเอียด ทั้งระบบการพิจารณาการลงทุนในโครงการใหม่ ตั้งแต่การเข้าร่วมทุน (Farm-in) การซื้อกิจการ (Merger & Acquisition) และการถอนหรือลดสัดส่วนการลงทุน (Withdrawal or Divestment) อย่างรอบคอบ เพื่อให้การขยายการลงทุนเป็นไปตามทิศทางกลยุทธ์ของบริษัท โดยคณะกรรมการกลั่นกรองการลงทุน (Investment Committee) และคณะกรรมการจัดการ (Management Committee) ก่อนนำเสนอคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง (Risk Management Committee) แล้วจึงเสนอคณะกรรมการ ปตท.สผ. เพื่อพิจารณาอนุมัติในลำดับสุดท้าย

3.1.2 ความเสี่ยงในด้านขีดความสามารถขององค์กร

ความสามารถขององค์กรเป็นปัจจัยสำคัญอย่างยิ่งต่อการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ให้ได้ตามเป้าหมายอย่างมีประสิทธิภาพ บุคลากรและกระบวนการดำเนินงานเป็นส่วนประกอบหลักในการกำหนดขีดความสามารถที่จะนำความสำเร็จมาสู่องค์กร ความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้น คือ การขาดผู้เชี่ยวชาญหรือองค์ความรู้ในด้านที่จะสนับสนุนการเติบโตให้กับบริษัท การขาดประสิทธิภาพและประสิทธิผลของกระบวนการทำงาน ทั้งนี้ เพื่อรักษาบุคลากรหลักให้ทำงานกับ ปตท.สผ. ต่อไปได้ บริษัทจึงได้เร่งพัฒนาองค์ความรู้ เทคโนโลยีกระบวนการทำงาน และบุคลากร เพื่อส่งเสริมและสนับสนุนให้การทำงานและการขยายกิจการประสบความสำเร็จตามเป้าหมาย ดังนี้

(1) การพัฒนาองค์ความรู้ (Knowledge Management) เป็นเครื่องมือเชิงกลยุทธ์ของบริษัทในการบริหารจัดการให้เกิดการจัดเก็บ แลกเปลี่ยน และนำองค์ความรู้อันเป็นสินทรัพย์ที่สำคัญไปใช้ เพื่อสนับสนุนการเติบโตอย่างยั่งยืนและเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับการขยายธุรกิจ และเพิ่มศักยภาพของบุคลากรขององค์กร โดยมีการวางแผนและดำเนินกิจกรรมต่าง ๆ ตลอดทั้งปีเพื่อให้เกิดการแลกเปลี่ยนเรียนรู้ทั้งจากภายในองค์กรและจากผู้เชี่ยวชาญภายนอกองค์กร รวมถึงการพัฒนาเทคโนโลยีและความสามารถด้านงานวิจัยและพัฒนาขององค์กร (Technology & Innovation) ให้สอดคล้องกับแผนการเติบโตของบริษัท และเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับธุรกิจใหม่ โดยจัดทำแผนการพัฒนาขีดความสามารถและเทคโนโลยี (Capability and Technology Development Roadmap) และแผนการศึกษาเทคโนโลยีต่าง ๆ เพื่อให้สอดคล้องต่อเป้าหมายการเจริญเติบโตตามแผนธุรกิจ

(2) การปรับปรุงโครงสร้างองค์กรให้มีความคล่องตัว โดยพิจารณาความเหมาะสมของลำดับการจัดการ อำนาจดำเนินการ และคณะกรรมการในระดับจัดการให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในการบริหารงานทั้งหน่วยงานในประเทศและโครงการต่างประเทศ นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้พัฒนาระบบเทคโนโลยีสารสนเทศให้เป็น IT Global Platform พร้อมทั้งรักษาเสถียรภาพของระบบและความคุ้มครองข้อมูลลับ เช่น การใช้ Cloud Storage รวมถึงการพัฒนาบุคลากรให้สอดคล้องกับกลยุทธ์และแผนธุรกิจ เช่น การจัดฝึกอบรมด้านดิจิทัล (Digital Academy) ให้กับพนักงานเพื่อเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจพร้อมต่อการเปลี่ยนแปลง (Agile Work) และได้มีการจัดตั้งหน่วยงาน DCOE (Digital Center of Excellence) เพื่อเป็นศูนย์กลางในการพัฒนาศักยภาพของพนักงานด้านเทคโนโลยี เช่น Data Scientist และ Data Engineer เป็นต้น

(3) เพื่อเตรียมพร้อมสำหรับการลงทุนในธุรกิจหลักและรองรับธุรกิจใหม่ รวมถึงการส่งผ่าน (Transition) การดำเนินงานทั้งในประเทศและต่างประเทศให้เป็นไปอย่างราบรื่น ปตท.สผ. จึงมีแผนงานในการจัดเตรียมบุคลากรจากโครงการที่ ปตท.สผ. เข้าไปลงทุน เช่น การพัฒนาความสามารถของบุคลากรและภาวะผู้นำให้ทันต่อความต้องการ การพิจารณารับบุคลากรจากภายนอกในตำแหน่งสำคัญที่ไม่สามารถพัฒนาพนักงานได้ทันในเวลาที่กำหนด รวมไปถึงการรักษาบุคลากรให้ปฏิบัติงานกับองค์กรอย่างต่อเนื่องด้วยการสร้างความผูกพันของพนักงานที่มีต่อองค์กร (Employee Engagement) โดยมีเป้าหมายอยู่ในระดับ Thailand Top Quartile ในปี 2563 ปรับกระบวนการทางด้านทรัพยากรบุคคล ตลอดจนปลูกฝังค่านิยมและวัฒนธรรมขององค์กร (Corporate Values: EP SPIRIT) ซึ่งถือเป็นรากฐานที่สำคัญต่อการพัฒนาและเจริญเติบโตอย่างมีประสิทธิภาพและเป็นไปในทิศทางเดียวกับกลุ่ม ปตท.

3.2 ปัจจัยเสี่ยงด้านการเงินและตลาด (Financial & Market)

3.2.1 ความเสี่ยงด้านการเงิน

ปตท.สผ. กำหนดกรอบนโยบายการบริหารเงินอย่างมีประสิทธิภาพ ภายใต้ขอบเขตความเสี่ยงที่ยอมรับได้ด้านการเงิน (Risk Metrics & Limit) ซึ่งถูกกำหนดโดยคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงของ ปตท.สผ. และมีการติดตามสถานะดังกล่าวอย่างสม่ำเสมอ รวมถึงถูกใช้ในการพิจารณาการจัดหาแหล่งเงินทุนและการบริหารสภาพคล่อง เพื่อให้โครงสร้างทางการเงินของกลุ่ม ปตท.สผ. มีความเข้มแข็งสอดคล้องกับสภาวะการลงทุน และรองรับแผนงานการลงทุนของ ปตท.สผ. ทั้งในระยะสั้นและระยะยาว

ความเสี่ยงด้านการเงินที่สำคัญประกอบด้วยความเสี่ยงด้านเครดิตของคู่สัญญาและความเสี่ยงด้านสภาพคล่อง สำหรับการบริหารความเสี่ยงด้านเครดิตของคู่สัญญา กลุ่ม ปตท.สผ. มีนโยบายในการทำธุรกรรมกับคู่ค้าที่มีความน่าเชื่อถืออยู่ในเกณฑ์ที่ดีเท่านั้น และจัดให้มีการประเมินและทบทวนความเสี่ยงด้านเครดิตของคู่สัญญาอย่างสม่ำเสมอ ทั้งนี้ ผลลัพธ์ส่วนใหญ่ของกลุ่ม ปตท.สผ. ขยายให้กับ ปตท.

ส่วนความเสี่ยงด้านสภาพคล่องจากการที่บริษัทไม่สามารถจัดหาเงินทุนหมุนเวียนมาใช้ในการดำเนินธุรกิจได้อย่างเพียงพอ ในเวลาที่ต้องการนั้น กลุ่ม ปตท.สผ. มีนโยบายการบริหารความเสี่ยงด้านสภาพคล่องโดยมีการจัดทำรายงานประมาณการกระแสเงินสดล่วงหน้า รวมถึงการจัดเตรียมทำวงเงินสินเชื่อทั้งแบบผูกพันและไม่ผูกพันกับธนาคารพาณิชย์ต่าง ๆ เพื่อใช้ในการบริหารสถานะสภาพคล่องตามความต้องการ

3.2.2 ความเสี่ยงในด้านการตลาดและการจำหน่ายปิโตรเลียม

ในส่วนของการจำหน่ายก๊าซธรรมชาติในประเทศ ซึ่งมีลูกค้ารายใหญ่ คือ ปตท. นั้น ปตท.สผ. ได้ทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับ ปตท. เป็นสัญญาระยะยาว โดยมีอายุสัญญาประมาณ 15 - 30 ปี เนื้อหาสัญญาจะระบุให้ผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติตามปริมาณการซื้อขั้นต่ำต่อปีไว้ หากผู้ซื้อไม่สามารถรับก๊าซธรรมชาติได้ตามที่ตกลงไว้ในสัญญา จะต้องชำระค่าก๊าซธรรมชาติในส่วนที่ไม่รับให้แก่ ปตท.สผ. เพื่อเป็นการประกันรายได้ส่วนหนึ่งและลดความเสี่ยงอันจะเกิดจากผู้ซื้อไม่รับซื้อก๊าซธรรมชาติ

เพื่อตอบสนองต่อความต้องการพลังงานของประเทศที่เปลี่ยนแปลงตามสภาวะเศรษฐกิจ ปตท.สผ. ได้ติดตามแนวโน้มเศรษฐกิจและความต้องการพลังงานอย่างต่อเนื่อง โดยได้ประสานงานกับ ปตท. และหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง เพื่อร่วมกันวางแผนการจัดหาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและจัดทำแผนการพัฒนาโครงการแบบองค์รวม เพื่อพัฒนาและเพิ่มปริมาณสำรองจากโครงการต่าง ๆ ให้สอดคล้องกับความต้องการพลังงานของประเทศทั้งในระยะสั้นและระยะยาว โดย ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศที่มีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่และสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) ได้ ซึ่งสอดคล้องกับแผนการนำเข้า LNG ของ ปตท. ในอนาคต ที่จะสามารถเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้แก่ประเทศ

3.2.3 ความเสี่ยงทางด้านราคาน้ำมันและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

ราคาสินค้าปิโตรเลียมของกลุ่ม ปตท.สผ. อ้างอิงจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกซึ่งมีความผันผวนที่เกิดจากหลายปัจจัยที่ไม่อาจควบคุมได้ อาทิ เสถียรภาพทางเศรษฐกิจ การเมือง และภูมิรัฐศาสตร์ของประเทศต่าง ๆ เช่น นโยบายกีดกันทางการค้าและการคว่ำบาตรโดยสหรัฐอเมริกา การกำหนดสัดส่วนการผลิตน้ำมันดิบของประเทศในกลุ่มโอเปก แผนการผลิตน้ำมันดิบของประเทศผู้ผลิตรายใหญ่ของโลก (สหรัฐอเมริกาและรัสเซีย) ปริมาณน้ำมันดิบและกำลังการผลิตสำรองในแต่ละประเทศ รวมถึงสภาพภูมิอากาศของโลกที่แปรเปลี่ยนในแต่ละพื้นที่ซึ่งส่งผลกระทบต่ออุปสงค์และอุปทานของตลาดในแต่ละฤดูกาล ทั้งนี้ การเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกมีผลกระทบโดยตรงต่อราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสทของกลุ่ม ปตท.สผ. ทั้งนี้ ในขณะที่ราคาขายก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของกลุ่ม ปตท.สผ. จะปรับตัวไปในทิศทางเดียวกันกับการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดิบอ้างอิง ทั้งนี้ การซื้อขายก๊าซธรรมชาติจะมีการปรับราคาเป็นระยะ เช่น ทุก 3 เดือน 6 เดือน หรือ 12 เดือน ตามที่ได้กำหนดไว้ในสูตรราคาของสัญญาซื้อขายในแต่ละโครงการ ซึ่งจะทำให้ก๊าซธรรมชาติมีความมั่นคงทางราคามากกว่าน้ำมันดิบและคอนเดนเสท

ทั้งนี้ กลุ่ม ปตท.สผ. ได้ติดตามสภาวะราคาน้ำมันอย่างใกล้ชิดและพิจารณาเข้าทำธุรกรรมสัญญาอนุพันธ์ประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเพื่อลดผลกระทบความผันผวนจากราคาน้ำมัน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดผลกระทบในทางลบต่อกระแสเงินสดและผลการดำเนินงานของบริษัท

3.2.4 ความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน

กลุ่ม ปตท.สผ. ได้กำหนดให้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาเป็นสกุลเงินหลักในการดำเนินงาน (Functional Currency) ซึ่งใช้ในการรายงานตามระบบ International Financial Reporting Standards (IFRS) เนื่องจากสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาคือสกุลเงินหลักที่ใช้อ้างอิงในการซื้อขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. อาทิ น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม กลุ่ม ปตท.สผ. ยังคงมีความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินสกุลเงินบาทเมื่อเทียบกับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เนื่องจากกระแสเงินสดรับจากการขายผลิตภัณฑ์ส่วนใหญ่ของบริษัทยังคงรับเป็นสกุลเงินบาท จากการที่คู่ค้าหลักของ ปตท.สผ. เป็นบริษัทที่จดทะเบียนในประเทศไทย ดังนั้น การชำระเงินจึงต้องเป็นสกุลเงินบาทที่เทียบเท่าสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ในขณะที่บริษัทมีภาระค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและเงินลงทุนส่วนใหญ่เป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ส่งผลให้ ปตท.สผ. มีความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน ซึ่งกลุ่ม ปตท.สผ. ได้มีการบริหารความเสี่ยงดังกล่าวโดยการจัดสรรรายได้และรายจ่ายสกุลเงินบาทให้สอดคล้องกัน (Natural Hedge) รวมทั้งได้พิจารณานำเครื่องมือทางการเงินมาใช้ในการบริหารความเสี่ยงอัตราแลกเปลี่ยนตามความเหมาะสม อาทิ การเข้าทำธุรกรรมสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าหรือสัญญาสิทธิในการซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า (Forward หรือ Option) โดยอ้างอิงกับอัตราแลกเปลี่ยนที่ใช้ในการรับชำระค่าขายผลิตภัณฑ์ที่เป็นสกุลเงินบาทตามสัญญาซื้อขายผลิตภัณฑ์นั้น ๆ เพื่อลดความเสี่ยงจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน

อนึ่ง การกำหนดให้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาคือสกุลเงินหลักในการดำเนินงาน (Functional Currency) ยังส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานทางการเงินของ ปตท.สผ. อันเนื่องมาจากการแปลงค่ารายการสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นเงินสกุลอื่นที่มีใช้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกามาเป็นเงินบาทในทุกรอบบัญชี ทั้งนี้ ปตท.สผ. มีการบริหารความเสี่ยงดังกล่าวโดยพิจารณาให้มีสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นเงินสกุลอื่นที่มีใช้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาคือส่วนใหญ่อยู่นับเป็นสกุลเงินบาทในสัดส่วนที่เหมาะสม และได้พิจารณาเข้าทำสัญญาป้องกันความเสี่ยงอัตราแลกเปลี่ยน (Cross Currency Swap) สำหรับหนี้สินสกุลอื่นที่มีใช้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกามาเพื่อเปลี่ยนดอกเบี้ยจ่ายและเงินต้นที่ครบกำหนดชำระคืนให้อยู่ในรูปสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกามาเพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน

3.2.5 ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ย

กลุ่ม ปตท.สผ. มีความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยซึ่งส่งผลกระทบต่อกระแสเงินสดในอนาคตและมูลค่ายุติธรรมของเครื่องมือทางการเงินต่าง ๆ ทั้งนี้ กลุ่ม ปตท.สผ. มีนโยบายบริหารความเสี่ยงดังกล่าวโดยการรักษาสัดส่วนของหนี้สินที่มีอัตราดอกเบี้ยคงที่และหนี้สินที่มีอัตราดอกเบี้ยลอยตัวให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและสอดคล้องกับลักษณะการดำเนินธุรกิจ รวมถึงการพิจารณาใช้เครื่องมือทางการเงินเพื่อบริหารความเสี่ยงด้านอัตราดอกเบี้ย เช่น สัญญาป้องกันความเสี่ยงด้านอัตราดอกเบี้ย (Interest Rate Swap) ทั้งนี้ การบริหารความเสี่ยงทางการเงินต้องอยู่ภายใต้ความจำเป็นและเหมาะสม โดยคำนึงถึงต้นทุน สภาพตลาด และความเสี่ยงที่ยอมรับได้

3.3 ปัจจัยเสี่ยงด้านการเมือง กฎหมายหรือข้อบังคับ (Political & Legal/Regulatory)

3.3.1 ความเสี่ยงในด้านการเมืองในประเทศที่เข้าไปลงทุน

ปตท.สผ. มุ่งเน้นขยายการลงทุนในพื้นที่เป้าหมายหลักที่มีความสำคัญในเชิงกลยุทธ์เพื่อรองรับการเติบโตในระยะยาว ซึ่งประเทศเหล่านี้อาจมีความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ ทั้งนี้ ในการกำหนดกลยุทธ์การขยายการลงทุน รวมถึงการติดตามระดับความเสี่ยงในประเทศที่ ปตท.สผ. ดำเนินโครงการอยู่ในปัจจุบัน นอกเหนือจากการกำหนดระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ทางด้านการเมือง เศรษฐกิจ การลงทุน กฎหมายหรือข้อบังคับต่าง ๆ ปตท.สผ. ยังได้กำหนดให้มีทีมงานดูแลรับผิดชอบติดตามข้อมูลข่าวสารเกี่ยวกับประเทศเหล่านั้นอย่างใกล้ชิด และจัดทำรายงานบทวิเคราะห์สถานการณ์และความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ทุก ๆ เดือน จากแหล่งข้อมูลข่าวสารที่ได้มาตรฐานระดับสากล ในปี

ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้วิเคราะห์และประเมินความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องอันเนื่องมาจากผลของความหลากหลายในเชิงภูมิรัฐศาสตร์ของแต่ละพื้นที่ ซึ่งเกี่ยวกับประเด็นเสถียรภาพทางการเมืองและความมั่นคงของรัฐ ภาพรวมของเศรษฐกิจ กฎหมายข้อบังคับ และความปลอดภัย รวมทั้งความน่าเชื่อถือของประเทศที่เข้าลงทุนด้วย ซึ่งจากการประเมินพบว่า ภูมิภาคที่ ปตท.สผ. เข้าไปลงทุนที่มีความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ ได้แก่ ประเทศในแถบตะวันออกกลาง และประเทศที่มีความเสี่ยงภายในประเทศ ได้แก่ ประเทศในแถบแอฟริกาเหนือ แต่ทั้งนี้ โครงการที่ ปตท.สผ. ลงทุนนั้น อยู่ห่างไกลและไม่ได้รับผลกระทบจากปัญหาที่เกิดขึ้นแต่อย่างใด

อย่างไรก็ตาม ในขั้นตอนการลงทุนและการจัดการโครงการของ ปตท.สผ. ได้นำผลการประเมินความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ และความเสี่ยงของประเทศที่ลงทุน มาเป็นข้อมูลในการเตรียมความพร้อมในกรณีเกิดเหตุการณ์ต่าง ๆ เพื่อให้ฝ่ายจัดการและหน่วยงานภายในที่เกี่ยวข้องจัดเตรียมแผนรองรับได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ในการวิเคราะห์ด้านภูมิรัฐศาสตร์และความเสี่ยงของประเทศที่ลงทุนจะถูกนำมาจัดทำเป็น Risk Rating Score ของแต่ละประเทศ เพื่อนำมาประกอบการพิจารณาตัดสินใจลงทุนในโครงการใหม่และสะท้อนในการประเมินมูลค่าโครงการลงทุน นอกจากนี้ ปตท.สผ. มีการประสานอย่างใกล้ชิดกับกระทรวงการต่างประเทศและสถานทูตไทยในประเทศที่เข้าลงทุนและสนใจจะลงทุน เพื่อส่งเสริมความสัมพันธ์ที่ดีและสร้างความมั่นใจว่าการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ได้รับการสนับสนุนจากรัฐ รวมถึงได้ดำเนินการตามนโยบายของประเทศเช่นกัน

3.3.2 ความเสี่ยงด้านการปฏิบัติตามกฎหมาย (Compliance Risk)

จากความซับซ้อนของบทบัญญัติตามกฎหมาย แนวโน้มของการออกและการเปลี่ยนแปลงกฎหมายที่บ่อยครั้ง ตลอดจนความเข้าใจที่คลาดเคลื่อนเกี่ยวกับวิธีปฏิบัติ หรือแม้กระทั่งภาษาต่างประเทศที่ใช้ในการออกกฎหมาย ซึ่งทำให้มีความเข้าใจคลาดเคลื่อนและอาจนำไปสู่การปฏิบัติตามกฎหมายที่ไม่ถูกต้อง และส่งผลกระทบต่อกลุ่ม ปตท.สผ. ทั้งในด้านการเงินและการดำเนินงาน เช่น ถูกลงโทษปรับ ถูกพักหรือเพิกถอนใบอนุญาตในการประกอบกิจการ รวมถึงอาจส่งผลกระทบต่อชื่อเสียงและภาพลักษณ์ของบริษัท ดังนั้น ปตท.สผ. จึงให้ความสำคัญกับการบริหารความเสี่ยงด้านการปฏิบัติตามกฎหมาย โดยกำหนดให้ฝ่ายบรรษัทภิบาล การกำกับปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ และการควบคุมภายใน (Governance, Compliance, and Internal Control Department) เป็นหน่วยงานกลางในการกำกับดูแลการปฏิบัติตามกฎหมายของหน่วยงานต่าง ๆ ในกลุ่ม ปตท.สผ. เพื่อสร้างความมั่นใจให้กับผู้ถือหุ้น คณะกรรมการ ผู้บริหาร และพนักงาน ว่ากลุ่ม ปตท.สผ. จะปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด นอกจากนี้ ปตท.สผ. มีการติดตามร่างสถานะของกฎหมายที่มีผลกระทบต่อกลุ่ม ปตท.สผ. อย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้การดำเนินงานเป็นไปตามกฎหมายใหม่ที่มีผลบังคับใช้ในอนาคตด้วย

ปตท.สผ. ยังคงให้ความสำคัญกับความเสี่ยงเกี่ยวกับการคอร์รัปชันอย่างต่อเนื่องและมีกระบวนการในการกำกับดูแลอยู่ตลอดเวลา ทั้งนี้ รายละเอียดปรากฏในหมวด “การกำกับดูแลกิจการ” หัวข้อ “การต่อต้านการทุจริตคอร์รัปชัน”

นอกจากนี้ ในปี 2562 ได้มีการประกาศใช้กฎหมายใหม่ที่สำคัญ ได้แก่ พระราชบัญญัติคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล พ.ศ. 2562 และพระราชบัญญัติการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ พ.ศ. 2562 ซึ่งจะมีผลบังคับใช้ทุกมาตราในปี 2563 และส่งผลให้ ปตท.สผ. มีหน้าที่เพิ่มเติมในการปฏิบัติตามกฎหมายดังกล่าว บริษัทจึงได้มีการสื่อสารและฝึกอบรมกฎหมายให้กับพนักงานในหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งร่วมกันจัดทำแผนงานที่เกี่ยวข้องเพื่อให้บริษัทสามารถปฏิบัติตามหน้าที่ที่กฎหมายกำหนดไว้ได้อย่างครบถ้วน

3.4 ปัจจัยเสี่ยงด้านการดำเนินงาน (Operational)

3.4.1 ความเสี่ยงในการสำรวจ

การสำรวจเพื่อหาแหล่งปิโตรเลียมใหม่ ๆ มีความสำคัญต่อธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม นอกจากเป็นการหาปริมาณสำรองปิโตรเลียมมาทดแทนปริมาณสำรองที่ได้ทำการผลิตไปแล้ว ยังเป็นการหาปริมาณสำรองใหม่เพื่อสร้างการเติบโตทางรายได้ให้แก่ ปตท.สผ. ตามกลยุทธ์องค์กร เพื่อสนับสนุนการเติบโตด้านการผลิตปิโตรเลียมตามเป้าหมายขององค์กรในอนาคต

ในกิจกรรมการสำรวจนั้น เป้าหมายสำคัญ คือ การค้นหาแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดที่สามารถผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ ความเสี่ยงในกิจกรรมการสำรวจจึงเกี่ยวข้องกับความเสี่ยงทางด้านธรณีวิทยา (Geological Risks) และความไม่แน่นอนของปริมาณปิโตรเลียมที่ค้นพบ (Resources Volume Uncertainty)

การจัดการปัจจัยความเสี่ยงที่สำคัญในการสำรวจจึงขึ้นอยู่กับทางเลือกแปลงสำรวจที่มีโอกาสค้นพบปิโตรเลียม โดยมีศักยภาพของขนาดแหล่งปิโตรเลียมที่สามารถผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ ภายในกรอบระยะเวลาและค่าใช้จ่ายด้านการสำรวจที่เหมาะสม โดยปัจจัยสำคัญที่ใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนเพื่อทำการสำรวจปิโตรเลียม ได้แก่ การประเมินโอกาสในการค้นพบปิโตรเลียม (Chance of Success) การประมาณปริมาณทรัพยากรที่คาดว่าจะพบ (Resource Estimation) ในกรณีที่ค้นพบแหล่งปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ การประมาณการระยะเวลาและค่าใช้จ่ายการสำรวจจากกิจกรรมต่าง ๆ ได้แก่ การศึกษาด้านธรณีวิทยา (Geological Studies) การทำคลื่นไหวสะเทือน (Seismic) และการเจาะหลุม (Wells) ตลอดจนการประเมินมูลค่าขนาดแหล่งปิโตรเลียมในกรณีที่ประสบความสำเร็จ ในการเจาะสำรวจเมื่อเทียบกับความเสี่ยงในการลงทุน โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง เช่น ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาและผลิต ผลตอบแทนที่จ่ายให้รัฐตามเงื่อนไขสัญญาหรือสัมปทาน

ในการพิจารณาการลงทุนด้านการสำรวจ ปตท.สผ. มีกระบวนการที่ชัดเจนและเกณฑ์ในการประเมินโครงการแต่ละชั้น จนถึงการทำตัดสินใจลงทุน ตั้งแต่หลักเกณฑ์การเลือกแอ่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพ (Potential Petroleum Basins) การประเมินศักยภาพของแปลงในแอ่งปิโตรเลียมเพื่อทำการศึกษาทางธรณีวิทยาโดยละเอียด (Subsurface Studies) รวมถึงการศึกษาปัจจัยความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการลงทุน (Above-Ground Risks) โดยกลุ่มงานธรณีศาสตร์และการสำรวจจะทำการประเมินศักยภาพครอบคลุมพื้นที่เป้าหมายทั่วโลกเพื่อทำการคัดเลือกพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงสุด และนำมาพิจารณาเพื่อเข้าประมูลพื้นที่หรือเข้าร่วมทุน และเมื่อได้โครงการแล้วจะวางแผนการสำรวจทั้งระยะสั้นและระยะยาวภายใต้กรอบงบประมาณการสำรวจที่บริษัทกำหนดไว้ (Exploration Portfolio Management and Exploration Budget Allocation) โดยกระบวนการเหล่านี้จะมีการทบทวนทุกปีและมีการปรับพื้นที่เป้าหมายและกลยุทธ์การสำรวจให้สอดคล้องกับผลการสำรวจที่ผ่านมา

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังกำหนดให้การศึกษาทางด้านการสำรวจต้องผ่านการพิจารณาของคณะทำงานสอบทานการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อให้แน่ใจว่ากระบวนการและผลการศึกษาโครงการสำรวจต่าง ๆ ได้ครอบคลุมประเด็นสำคัญ และการประเมินเป็นไปตามหลักเกณฑ์และมาตรฐาน รวมถึงกระบวนการดำเนินงานของ ปตท.สผ. เพื่อสร้างความมั่นใจในการทำตัดสินใจลงทุน และให้ผลการสำรวจเป็นไปตามเป้าหมายที่ ปตท.สผ. กำหนดไว้

ในด้านกลยุทธ์การลงทุน ปตท.สผ. กำหนดนโยบายในการกระจายการลงทุนด้านการสำรวจโดยกำหนดสัดส่วนการลงทุนในแต่ละแปลงและกระจายการลงทุนไปยังแปลงสำรวจอื่น ๆ โดยจับมือกับพันธมิตรที่มีความรู้ความเชี่ยวชาญในพื้นที่เพื่อต่อยอดแนวคิดการสำรวจด้านธรณีวิทยา ทำให้โอกาสในการประสบความสำเร็จในการสำรวจสูงขึ้น

3.4.2 ความเสี่ยงในการพัฒนาโครงการ

จากสถานการณ์ราคาน้ำมันที่ยังคงผันผวน ส่งผลให้ ปตท.สผ. ทบทวนแผนการพัฒนาและควบคุมต้นทุนเพื่อให้ผลการดำเนินงานในโครงการต่าง ๆ เป็นไปตามเป้าหมาย การพัฒนาโครงการเป็นการเตรียมการเพื่อเพิ่มปริมาณสำรอง ปริมาณการผลิต และสร้างรายได้ในอนาคต อาทิ โครงการโมซัมบิก โรวมา ออฟซอร์ แอเรีย วัน และโครงการแอลจีเรีย ฮาสติ เบอร์ ราเคซ เป็นต้น อย่างไรก็ตาม ความเสี่ยงจากการพัฒนาโครงการใหม่ ๆ ได้แก่ ความล่าช้าและค่าใช้จ่ายเกินวงเงินงบประมาณ เป็นสิ่งที่เกิดขึ้นได้ ดังนั้น ปตท.สผ. จึงเตรียมความพร้อมและกำหนดแนวทางการป้องกันความเสี่ยงเพื่อให้สามารถดำเนินโครงการได้ตามคุณภาพงานที่ต้องการภายในระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนด ดังต่อไปนี้

(1) ด้านการบริหารโครงการ: ให้ความสำคัญต่อการกำหนดนโยบาย โครงสร้างการบริหารโครงการ การวางแผนโครงการ และการออกแบบระบบวิศวกรรมที่เหมาะสม การบริหารสัญญาจัดซื้อจัดจ้าง การติดตามควบคุมการก่อสร้าง เพื่อให้มั่นใจว่าสามารถดำเนินโครงการได้ทันตามกำหนด และพยายามควบคุมค่าใช้จ่ายให้อยู่ในงบประมาณที่ได้รับ

(2) ด้านบุคลากรและระบบงาน: ให้ความสำคัญในการพัฒนาบุคลากรด้านการบริหารโครงการทั้งโครงการที่เป็นผู้ดำเนินการเองและโครงการร่วมทุน รวมถึงการเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับการแข่งขันเพื่อให้ได้มาซึ่งบุคลากรที่มีประสิทธิภาพ อีกทั้งการแลกเปลี่ยนข้อมูลและประสบการณ์ในโครงการต่าง ๆ ที่ผ่านมา พร้อมทั้งดำเนินการอย่างต่อเนื่องในการปรับปรุงวิธีการปฏิบัติงานให้เป็นไปตามกระบวนการควบคุมมาตรฐานการพัฒนาโครงการของ ปตท.สผ. (Project Realization Process) เพื่อให้แน่ใจว่าโครงการสามารถบรรลุเป้าหมายทั้งในด้านความปลอดภัย คุณภาพ กำหนดเวลาแล้วเสร็จ และงบประมาณของโครงการ

(3) ด้านสัญญา: เนื่องจากการพัฒนาโครงการจำเป็นต้องทำงานร่วมกับผู้รับเหมาเพื่อบรรลุเป้าหมายของโครงการ ปตท.สผ. จึงให้ความสำคัญกับการร่างและกำหนดเงื่อนไขสัญญาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นได้จากการไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดของสัญญาและกรณีพิพาทกับคู่สัญญา ความเสี่ยงเหล่านี้สามารถควบคุมได้โดยเริ่มจากการเจรจา ซึ่งต้องใช้ความรู้ความสามารถจากบุคลากรในหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง อาทิ หน่วยงานวิศวกรรมก่อสร้าง หน่วยงานจัดหา หน่วยงานการเงินและบัญชี และหน่วยงานกฎหมาย เป็นต้น นอกจากนี้ การบริหารสัญญาที่รอบคอบจะช่วยลดความเสี่ยงต่าง ๆ ซึ่งจะกระทบต่อแผนการดำเนินงานและผลประโยชน์ของ ปตท.สผ. โดยภาพรวม

3.4.3 ความเสี่ยงในการผลิต

ในการผลิตปิโตรเลียมต้องเผชิญกับความเสี่ยงในหลายด้าน ตั้งแต่หลุมผลิต ผ่านกระบวนการผลิต จนถึงจุดขาย อาทิ ศักยภาพของหลุมผลิต อุปกรณ์การผลิตชำรุดหรือบกพร่อง การปฏิบัติงานผิดพลาดของบุคลากร และคุณภาพของผลิตภัณฑ์ เป็นต้น ความเสี่ยงเหล่านี้ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายและปริมาณการผลิตและขายผลิตภัณฑ์ของ ปตท.สผ. โดยตรง

ปตท.สผ. จึงให้ความสำคัญในการป้องกันความเสี่ยงทางด้านการผลิตตั้งแต่การวางแผนและออกแบบโครงสร้างแท่นผลิต กระบวนการผลิต รวมถึงระบบควบคุมด้านการผลิต ระบบการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน การซ่อมบำรุง รวมทั้งได้นำระบบการบริหารจัดการเพื่อปรับปรุงความเชื่อมั่นในการผลิตอย่างต่อเนื่องและปลอดภัย (Operational Excellence Management System – Reliability & Asset Integrity) มาใช้ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อลดการสูญเสียจากการผลิตอันเนื่องมาจากอุปกรณ์เสียหายหรือเสื่อมสภาพ นอกจากนี้ ยังเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการ การบำรุงรักษาเชิงป้องกันและการตรวจสอบ โดยมีเป้าหมายสำคัญ คือ ไม่มีการหยุดผลิตเนื่องจากความบกพร่องของอุปกรณ์ต่าง ๆ (Zero Unplanned Shutdown) ในด้านบุคลากรที่ปฏิบัติงานนั้น ได้มีการจัดทำขั้นตอนการปฏิบัติงาน คู่มือปฏิบัติงาน พร้อมทั้งพัฒนาขีดความสามารถของผู้ปฏิบัติงานให้มีความรู้ ความเข้าใจ ความสามารถ และปฏิบัติงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้รับการรับรอง ISO 22301 ซึ่งเป็นมาตรฐานสากลด้านการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจกับการดำเนินงานในโครงการผลิตเมียนมา ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมที่สงขลา และฝ่ายบริหารอาคารสำนักงานใหญ่ Energy Complex ซึ่งหากเกิดเหตุการณ์ที่อาจส่งผลให้การดำเนินงานในหน่วยงานดังกล่าวต้องหยุดชะงัก จะมีแผนงานที่ชัดเจนในการบริหารความเสี่ยงอย่างมีประสิทธิภาพและทันทั่วถึง สร้างความมั่นใจให้กับลูกค้าและผู้มีส่วนได้เสียที่เกี่ยวข้อง

3.4.4 ความเสี่ยงในด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. ได้มีการวิเคราะห์ปัจจัยความเสี่ยงด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมเป็นประจำ เพื่อลดโอกาสการเกิดและผลกระทบของเหตุการณ์ที่ไม่คาดคิดต่าง ๆ มีการพิจารณาความเสี่ยงครอบคลุมทั้งปัจจัยภายในและภายนอก โดยมีจุดประสงค์เพื่อป้องกันการเกิดอุบัติเหตุร้ายแรง ลดความเสี่ยงที่จะก่อให้เกิดอุบัติเหตุต่อพนักงานและทรัพย์สิน เพื่อให้การดำเนินงานด้านการปฏิบัติงานเป็นไปอย่างต่อเนื่อง ปลอดภัย มีประสิทธิภาพ และปฏิบัติตามข้อกำหนดกฎหมายของแต่ละประเทศที่กลุ่ม ปตท.สผ. มีการดำเนินงานอยู่

ปตท.สผ. มีการบริหารความเสี่ยงด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมผ่านระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย (SSHE Management System) ซึ่งมีการกำหนดนโยบาย มาตรฐาน กระบวนการ และแนวทางปฏิบัติ ให้พนักงานและผู้รับเหมา มีเป้าหมายไปในทิศทางเดียวกันและมีความตระหนักในด้านความปลอดภัย โดยมีการฝึกอบรมพนักงานอย่างต่อเนื่องเพื่อพัฒนาศักยภาพและความรู้ของบุคลากร รวมไปถึงการเสริมสร้างวัฒนธรรมและเสริมสร้างจิตสำนึกด้าน SSHE การประเมินความเสี่ยงก่อน

การทำงานและการปฏิบัติตามขั้นตอนการทำงานอย่างเคร่งครัด เพื่อลดความเสี่ยงด้านความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน ทั้งนี้ ยังมีการดูแลระบบวิศวกรรมและกระบวนการผลิตให้มีความเสี่ยงอยู่ในระดับต่ำที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีการติดตามผลการบริหารความเสี่ยงผ่านคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงในระดับต่าง ๆ ผ่านดัชนีชี้วัดความเสี่ยงที่สำคัญ เช่น อัตราการบาดเจ็บจากอุบัติเหตุ ผลของการปิดความเสี่ยงจากการตรวจประเมิน การติดตามภัยธรรมชาติ สถานการณ์ความมั่นคงและการแพร่ระบาดของโรคในประเทศที่มีความเสี่ยง เพื่อให้มั่นใจว่าสถานการณ์ต่าง ๆ มีการติดตามและหาแนวทางในการปรับปรุง แก้ไข ป้องกันและเตรียมความพร้อมในการปฏิบัติงานและการดำเนินธุรกิจอย่างต่อเนื่อง เพื่อนำไปสู่ความยั่งยืนของสังคมและองค์กรโดยรวม

3.4.5 ความเสี่ยงด้านภัยคุกคามทางไอที

การโจมตีจากอาชญากรทางไอทีเกิดขึ้นอยู่เสมอและขยายวงกว้างในทุกธุรกิจผ่านรูปแบบที่หลากหลายและซับซ้อนมากขึ้น เช่น การโจมตีจากมัลแวร์ที่มาในรูปแบบของมัลแวร์เรียกค่าไถ่ (Ransomware) ซึ่งอาจส่งผลให้ระบบปฏิบัติการคอมพิวเตอร์หรือเครือข่ายของบริษัทไม่สามารถตอบสนองการทำงาน จนเกิดการหยุดชะงักทางธุรกิจ (Business Disruption) ได้ในที่สุด ปตท.สผ. ตระหนักถึงความเสี่ยงด้านภัยคุกคามทางไอที จึงกำหนดแนวทางและมาตรการควบคุมที่มีความรัดกุมมากยิ่งขึ้น เช่น การปรับปรุงระบบไอทีให้มีความทันสมัยอยู่เสมอเพื่อเพิ่มความสามารถในการตรวจจับภัยคุกคาม การทดสอบความเข้มแข็งของระบบคอมพิวเตอร์และระบบเครือข่ายผ่านการทดสอบเจาะระบบ (Penetration Test) การเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจด้านความปลอดภัยทางไอที (IT Security) แก่พนักงาน โดยการจัดทำแบบเรียนและแบบทดสอบ (IT Security E-Learning Program) การจัดตั้งทีมงาน Security Operation Center (SOC) ซึ่งทำหน้าที่ตรวจสอบและเฝ้าระวังสิ่งผิดปกติกับระบบเครือข่ายที่อาจนำไปสู่การแพร่ระบาดของมัลแวร์ การซ้อมแผนการรับมือการโจมตีทางไซเบอร์ (Cyber Security Response Drill) แผนการสำรองข้อมูล (Backup) และแผนการกู้คืนระบบ (Disaster Recovery) อย่างสม่ำเสมอ โดยมีการติดตามและรายงานผลการบริหารความเสี่ยงต่อคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและคณะกรรมการบริหารอย่างสม่ำเสมอ ตามลำดับ เพื่อให้มั่นใจว่า ปตท.สผ. จะสามารถควบคุมสถานการณ์และตอบสนองได้อย่างทันทั่วถึงเมื่อมีเหตุการณ์ฉุกเฉินเกิดขึ้น

นอกจากนี้ ในปี 2562 ได้มีประกาศพระราชบัญญัติการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ พ.ศ. 2562 เพิ่มเติมจาก พ.ร.บ. คอมพิวเตอร์ พ.ศ. 2550 และ 2560 โดยพระราชบัญญัตินี้ได้กำหนดหลักเกณฑ์และหน้าที่ต่าง ๆ ให้หน่วยงานภาครัฐและหน่วยงานโครงสร้างพื้นฐานสำคัญทางสารสนเทศ (Critical Information Infrastructure: CII) ซึ่ง ปตท.สผ. เป็นหน่วยงานของรัฐตามกฎหมายฉบับนี้ และอาจเข้าข่ายเป็น CII ด้วย ทั้งนี้ ต้องรอประกาศรายชื่อ CII เพิ่มเติม โดยหน้าที่ที่กฎหมายกำหนดให้ต้องดำเนินการ เช่น การจัดทำประมวลแนวทางปฏิบัติด้านการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ การป้องกัน รับมือ และลดความเสี่ยงจากภัยคุกคามทางไซเบอร์ตามประมวลแนวทางปฏิบัติดังกล่าว การแจ้งรายชื่อและข้อมูลการติดต่อของเจ้าหน้าที่ระดับบริหารและระดับปฏิบัติการเพื่อประสานงานด้านการรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ รวมถึงการรายงานเมื่อเกิดเหตุภัยคุกคามทางไซเบอร์อย่างมีนัยสำคัญต่อระบบของหน่วยงาน เป็นต้น

ปัจจุบัน ปตท.สผ. มีการอ้างอิงมาตรฐาน National Institute of Standards and Technology (NIST) เป็นกรอบมาตรฐานในการจัดการเรื่องความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ มีการดำเนินการประเมินความเสี่ยงโดยอิงกรอบมาตรฐาน ISO 27001:2013 ในส่วนของระบบจดหมายอิเล็กทรอนิกส์และศูนย์รวมข้อมูล (Data Center Facility) ตั้งแต่ปี 2014 และมีแผนดำเนินการประเมินความเสี่ยงโดยอิงกรอบมาตรฐาน ISO 27001:2013 กับทุกระบบงานภายในปี 2020 และต่อเนื่อง มีการลงทุนเครื่องมือและใช้บริการจาก PTT Digital ในการป้องกันและรับมือเพื่อลดความเสี่ยงจากภัยคุกคามทางไซเบอร์อย่างต่อเนื่อง เช่น มีศูนย์ Security Operations Center (SOC) โดยอยู่ในระหว่างดำเนินการเชื่อมต่อ Security Information and Event Management (SIEM) กับ Network Firewall ให้ครบทุกแหล่งผลิต คาดว่าจะแล้วเสร็จภายใน Q2' 2020 รวมถึงมีการซ้อมการรับมือกับภัยคุกคามทางไซเบอร์ทุก ๆ ปี (e.g., Penetration Testing, Vulnerability Assessment, Cybersecurity Drill) ซึ่ง ปตท.สผ. มีความพร้อมเพื่อร่วมทดสอบการรับมือภัยคุกคาม พร้อมรายงานเหตุภัยคุกคามทางไซเบอร์อย่างมีนัยสำคัญต่อระบบของ ปตท.สผ. ต่อหน่วยงานภาครัฐตามที่กฎหมายกำหนด

ปัจจุบัน ปตท.สผ. มีคำสั่งแต่งตั้งเจ้าหน้าที่ระดับบริหารเพื่อประสานงานกับหน่วยงานภาครัฐในส่วนของ พ.ร.บ. การกระทำ ความผิดเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์ พ.ศ. 2550 และ 2560 และอยู่ในระหว่างพิจารณาเพื่อแต่งตั้งและแจ้งรายชื่อเจ้าหน้าที่ระดับบริหารและระดับ ปฏิบัติการให้กับ หน่วยงานของรัฐและหน่วยงานโครงสร้างพื้นฐานฯ

3.5 ปัจจัยเสี่ยงเกิดใหม่ (Emerging Risk)

การเปลี่ยนแปลงจากสภาพแวดล้อมและเทคโนโลยีในวงกว้างอย่างรวดเร็ว ซึ่งส่งผลกระทบต่อ การดำเนินธุรกิจในปัจจุบันนั้น ปตท.สผ. มุ่งปรับปรุงการบริหารความเสี่ยงด้านกลยุทธ์ให้มีประสิทธิภาพและปรับเปลี่ยนการดำเนินงานได้ทันเวลาที่ ซึ่งสนับสนุนให้ ปตท.สผ. ดำเนินงานได้อย่างยั่งยืน

3.5.1 ความเสี่ยงด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศ

ความเสี่ยงด้านภัยพิบัติจากการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศแบบกะทันหัน (Extreme Weather Events) และภัยธรรมชาติ (Natural Disaster) ที่รุนแรงขึ้น โดยมีสาเหตุหนึ่งจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนั้น ปตท.สผ. ซึ่งประกอบธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ทั้งในประเทศและต่างประเทศ ตระหนักถึงความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ซึ่งอาจเกิดผลกระทบต่อการปฏิบัติการของ ปตท.สผ. ในด้านต่าง ๆ ได้แก่ (1) ด้านการดำเนินงาน เช่น เกิดพายุระดับรุนแรง น้ำท่วม หรืออุณหภูมิโลกที่สูงขึ้น ที่อาจทำให้หยุดการผลิตจาก ความเสียหายกับโครงสร้างและอุปกรณ์การผลิต หรือทำให้ไม่สามารถเข้าถึงพื้นที่เพื่อสำรวจและผลิตได้ (2) ด้านกฎหมาย เช่น การเก็บ ภาษีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก หรือการบังคับใช้กฎหมายเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศที่เข้มงวดขึ้น และ (3) ด้านความต้องการ ของตลาด ได้แก่ แนวโน้มการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการใช้พลังงานที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากขึ้น เพื่อช่วยลดปัญหาโลกร้อน (Global Warming) ทั้งนี้ จากแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการใช้พลังงานที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากขึ้น เพื่อช่วยลดปัญหาโลกร้อน (Global Warming) ดังจะเห็นได้จากการประชุม Conference of the Parties สมัยที่ 21 (COP21) ณ กรุงปารีส ประเทศฝรั่งเศส เมื่อเดือนธันวาคม 2558 ซึ่งรัฐบาลของประเทศต่าง ๆ ได้ลงนามร่วมกันและให้ความร่วมมือในการเตรียมรับมือกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก รวมถึง การปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสู่รูปแบบสังคมคาร์บอนต่ำ โดยประเทศไทยได้ลงนามที่จะลดการปล่อยก๊าซ เรือนกระจกเฉลี่ยร้อยละ 20 - 25 ภายในปี 2573 (เทียบกับปีฐาน 2558)

ปตท.สผ. ได้ตระหนักถึงความสำคัญของการจัดการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศ จึงได้มีการประเมินการบริหารจัดการ ความเสี่ยงของทั้งโครงการที่มีอยู่ปัจจุบันและโครงการที่บริษัทสนใจลงทุน โดยพิจารณาความเสี่ยงทั้ง 3 ด้านข้างต้น และได้กำหนดแนวทาง การบริหารความเสี่ยงด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศข้างต้น โดยมุ่งเน้นการปรับปรุงกระบวนการทำงานเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ พลังงาน มีแผนลดความเข้มของการใช้พลังงานลงร้อยละ 5 ภายในปี 2563 และลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 (เทียบกับปีฐาน 2555) นอกจากนี้ ยังมีกิจกรรมการปลูกป่าเพื่อเพิ่มการดูดซับก๊าซเรือนกระจก รวมถึงการชดเชยคาร์บอน ผ่านกลไกต่าง ๆ การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และการดำเนินการร่วมกับหน่วยงานภายนอก เช่น Thailand Greenhouse Gas Management Organization (TGO) เพื่อพัฒนาวิธีการในการลดก๊าซเรือนกระจกภายใต้โครงการ Thailand Voluntary Emission Reduction Project (T-VER) เพื่อส่งเสริมกิจกรรมและนโยบายต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

ทั้งนี้ กลยุทธ์การลงทุนของ ปตท.สผ. ได้รวมถึงการดำเนินธุรกิจใหม่ ได้แก่ ธุรกิจก๊าซธรรมชาติครบวงจรเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่ม (Gas Value Chain) เช่น ธุรกิจโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติ (Gas to Power) ธุรกิจการพัฒนาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) รวมถึงการมองหา โอกาสการลงทุนในพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) จะช่วยลดต้นทุนการเข้าสู่สังคมคาร์บอนต่ำอีกทางหนึ่งด้วย

3.5.2 ความเสี่ยงจากความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีที่ส่งผลกระทบต่ออุตสาหกรรมพลังงาน

วิวัฒนาการความก้าวหน้าทางด้านเทคโนโลยีและพลังงานทางเลือกที่มีบทบาทมากขึ้นในอุตสาหกรรมพลังงาน เช่น อุปกรณ์และระบบที่สามารถกักเก็บไฟฟ้าได้มากขึ้น จึงมีปริมาณการใช้ยานพาหนะพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น นอกจากนี้ ต้นทุนในการทำธุรกิจ พลังงานทดแทนและธุรกิจที่ใช้พลังงานไฟฟ้ามีแนวโน้มลดลงจากการวิจัยและนวัตกรรมที่ก้าวหน้า การพัฒนาเทคโนโลยีสมัยใหม่เหล่านี้ รวมไปถึงนโยบายจากภาครัฐในด้านสิ่งแวดล้อมที่แสดงเจตจำนงในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas หรือ GHG)

ตามความตกลงปารีสว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยการส่งเสริมพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก เช่น แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 - 2579 [Alternative Energy Development Plan (AEDP) 2015 - 2036] ซึ่งได้กำหนดเป้าหมายเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในปี 2579 ทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ เริ่มส่งผลให้รูปแบบการดำเนินธุรกิจในอุตสาหกรรมพลังงานเปลี่ยนแปลงไป (Disruptive Technology) โดยมีแนวโน้มความต้องการใช้น้ำมันลดลงอย่างมีนัยสำคัญและนำไปสู่จุดสิ้นสุดของอุตสาหกรรมน้ำมันในอนาคต จากสถานการณ์ดังกล่าวล้วนเป็นความเสี่ยงด้านกลยุทธ์ของ ปตท.สผ. ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อรายได้ที่มีสัดส่วนจากการขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ยร้อยละ 37 ของรายได้ทั้งหมด รวมถึงการได้เปรียบด้านต้นทุนการผลิตจากการพัฒนาเทคโนโลยีของคู่แข่ง

ในปี 2562 ปตท.สผ. ได้ปรับการดำเนินธุรกิจตามกลยุทธ์ให้สอดคล้องกับความก้าวหน้าด้านเทคโนโลยีมากขึ้น โครงการ “ENTERPRISE” ที่จัดตั้งขึ้นได้ผลักดันให้เกิดการเปลี่ยนแปลงในองค์กร มีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างองค์กร กระบวนการทำงานและพัฒนาแนวคิดในการทำงานใหม่ ๆ (Organizational Transformation) เพื่อให้เกิดความคล่องตัวและมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น (Agile Way) โดยช่วยประหยัดเวลาและลดต้นทุนในการดำเนินงาน ซึ่งสามารถลดการใช้ทรัพยากรและรักษาสิ่งแวดล้อม ดำเนินการเพิ่มสิ่งอำนวยความสะดวกในการดำเนินงาน การสร้างพื้นที่การทำงานร่วมกันในรูปแบบใหม่ รวมถึงการนำเทคโนโลยีดิจิทัลล่าสุดมาใช้ พร้อมทั้งพัฒนาปรับปรุงระบบการจัดการข้อมูล (Digital Transformation) เช่น การสร้างฐานข้อมูลกลาง (Integrated Data Platform) การนำดิจิทัลมาประยุกต์ใช้เพื่อปรับปรุงการทำงานผ่านโครงการต่าง ๆ มากกว่า 64 โครงการ นอกจากนี้ มีการใช้ปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) หรือใช้ Machine Learning มาช่วยให้การดำเนินงานการผลิตรวดเร็วและมีประสิทธิภาพมากขึ้น เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงในโลกอนาคตที่มีความไม่แน่นอนและยากจะคาดเดาได้ ตัวอย่างเช่น การนำ Text Analytics ซึ่งเป็น AI มาช่วยวิเคราะห์หลุมเจาะอย่างแม่นยำในเวลาที่รวดเร็วทันเวลา ช่วยลดค่าใช้จ่ายและความเสี่ยงในการที่ต้องรับหลุมผลิตที่ไม่มีประสิทธิภาพ การนำ AI มาใช้วางแผนการซ่อมบำรุงล่วงหน้าก่อนที่อุปกรณ์จะเกิดความเสียหายจริง ซึ่งสามารถลดโอกาสการสูญเสียรายได้จากการขายก๊าซธรรมชาติ เป็นต้น โดยจากการประเมินตามแผนงาน 5 ปี โครงการจะสร้างมูลค่า (Benefit) คิดเป็นประมาณ 5 เท่าของเงินลงทุนจากความสามารถลดต้นทุน เพิ่มรายได้ และเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน เช่น ลดระยะเวลาในการพัฒนาแหล่งผลิต ทำให้เริ่มต้นการผลิตได้เร็วขึ้นกว่าเดิม

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้ศึกษาโอกาสการลงทุนในธุรกิจใหม่ (New Business) ที่มีศักยภาพเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและสร้างการเติบโตอย่างยั่งยืนในอนาคต โดยมุ่งเน้นธุรกิจ 3 ด้าน ได้แก่ (1) การต่อยอดการลงทุนเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มในสายธุรกิจก๊าซธรรมชาติ (Gas Value Chain) เช่น ธุรกิจโรงไฟฟ้า (Gas to Power) ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา และธุรกิจการพัฒนาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) (2) การสร้างมูลค่าเชิงพาณิชย์จากเทคโนโลยีที่พัฒนา โดย ปตท.สผ. ซึ่งมีการจัดตั้งบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด เพื่อเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ (Robotics / AI) และการซ่อมบำรุงเชิงพยากรณ์ (Predictive Maintenance) และ (3) การลงทุนในธุรกิจพลังงานทางเลือกต่าง ๆ (Renewable Energy)

4. กรัฟฟี่สินที่ใช้ในการประกอบธุรกิจ

4.1 ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์

4.1.1 สินทรัพย์จากโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

สินทรัพย์ของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย โดยส่วนใหญ่แล้วจะอยู่ในรูปของสินทรัพย์ที่มีกรรมสิทธิ์ร่วมระหว่างผู้ร่วมทุนในโครงการตามสัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมต่าง ๆ สินทรัพย์ดังกล่าวจะอยู่ตามที่ตั้งของแต่ละโครงการ ได้แก่ ที่ดิน อาคาร สิ่งปลูกสร้าง เครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและผลิต รวมทั้งต้นทุนค่าซื้อถอนอุปกรณ์การผลิตซึ่งประเมินมูลค่าโดยวิศวกรของกลุ่มบริษัทและดุลยพินิจของฝ่ายบริหาร และต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน (Acquisition) ซึ่งจะเกิดขึ้นเมื่อ ปตท.สผ. และบริษัทย่อยเข้าซื้อสิทธิตามสัมปทานปิโตรเลียม

ทั้งนี้ สินทรัพย์จากโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย จะแสดงตามสิทธิถือครองตามสัดส่วนการร่วมทุนในแต่ละโครงการ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ดังนี้

โครงการของ ปตท.สผ.	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการบงกช	ร้อยละ 66.6667
โครงการอาทิตย์	ร้อยละ 80
โครงการคอนแทร์ค 4 (แปลง ปี 12/27)	ร้อยละ 45
โครงการสินธุสอุม (แปลง ซี 5 นอร์ท)	ร้อยละ 20
โครงการเอส 1	ร้อยละ 25
โครงการคอนแทร์ค 3 (แปลง ปี10, ปี11, ปี12 และ ปี13)	ร้อยละ 5
โครงการซี 5	ร้อยละ 20
โครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคซ	ร้อยละ 24.5
โครงการของ ปตท.สผ.อ.	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการยาดานา	ร้อยละ 25.5
โครงการเยตากูน	ร้อยละ 19.31784
โครงการพีทีทีซีพี 1	ร้อยละ 100
โครงการจี 4/43	ร้อยละ 21.375
โครงการจี 9/43	ร้อยละ 100
โครงการแอล 22/43	ร้อยละ 100
โครงการแอล 53/43 และแอล 54/43	ร้อยละ 100
โครงการจี 4/48	ร้อยละ 5
โครงการบงกช (แปลง จี 12/48)	ร้อยละ 66.6667
โครงการคอนแทร์ค 4 (แปลง จี 7/50) ¹	ร้อยละ 60

¹ เมื่อวันที่ 10 กันยายน 2562 บริษัท ปตท.สผ. อินเทอร์เน็ตเนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) ได้รับอนุมัติจากอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในการรับโอนสัดส่วนการร่วมลงทุนทั้งหมดในแปลงสัมปทานหมายเลข จี 7/50 จากบริษัท ปตท.สผ.จี 7 จำกัด (ปตท.สผ.จี 7) ทำให้สัดส่วนการร่วมลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 45 เป็นร้อยละ 60 ทั้งนี้ การโอนสัดส่วนการร่วมลงทุนดังกล่าวเป็นรายการที่เกิดขึ้นภายใต้การควบคุมเดียวกัน

โครงการอาทิตย์ (แปลง จี 8/50)	ร้อยละ 80
โครงการซอติเก่า	ร้อยละ 80
โครงการเมียนมา เอ็ม 3	ร้อยละ 80
โครงการเมียนมา เอ็ม 11 ²	ร้อยละ 100
โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย	ร้อยละ 50
โครงการของ PTTEPO	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการปี 8/32 และ 9 เอ ³	ร้อยละ 25.001
โครงการของ PTTEP SV	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการเวียดนาม 52/97	ร้อยละ 7
โครงการของ PTTEP KV	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการเวียดนาม บี และ 48/95	ร้อยละ 8.5
โครงการของ PTTEP HL	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการเวียดนาม 16-1	ร้อยละ 28.5
โครงการของ PTTEP HV	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการเวียดนาม 9-2	ร้อยละ 25
โครงการของ PTTEP AG	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี	ร้อยละ 35
โครงการของ ปตท.สผ.ส.	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการสินภูฮ่อม (แปลง อียู-1)	ร้อยละ 20
โครงการปี 6/27	ร้อยละ 100
โครงการเอส 1	ร้อยละ 75
โครงการของ PTTEP SA	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการเมียนมา เอ็มดี-7	ร้อยละ 50
โครงการเมียนมา เอ็มไอจี 3 ⁴	ร้อยละ 77.5
โครงการของ PTTEP CA	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์	ร้อยละ 100

² เมื่อวันที่ 26 กันยายน 2562 บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) ได้ยื่นขอยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจโครงการเมียนมา เอ็ม 11 ในสัดส่วนร้อยละ 100 หลังจากดำเนินการตามข้อผูกพันตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตครบถ้วนแล้ว ซึ่งจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากรัฐบาลสหภาพเมียนมา

³ PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ถือหุ้นในบริษัท ออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด และบริษัท ปี 8/32 พาร์ทเนอร์ จำกัด ซึ่งเป็นผู้ถือสัมปทานในโครงการ

⁴ เมื่อวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2562 PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA) ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาในการรับโอนสัดส่วนการลงทุนในโครงการเมียนมา เอ็มไอจี 3 จากผู้ร่วมทุนอื่น ทำให้สัดส่วนการลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 75 เป็นร้อยละ 77.5 โดย PTTEP SA ยังเป็นผู้ดำเนินการ

โครงการของ PTTEP AP	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการพีทีทีอียู ออสเตรเลีย	
• แปลง เอซี/อาร์แอล 7, เอซี/อาร์แอล 12 และเอซี/พี 54	ร้อยละ 100
• แปลง เอซี/แอล 3	ร้อยละ 100
• แปลง เอซี /อาร์แอล 10	ร้อยละ 90
• แปลง เอซี/อาร์แอล 4 (Tenacious)	ร้อยละ 100
• แปลง เอซี/อาร์แอล 6 (Audacious), เอซี/อาร์แอล 6 (ไม่รวม Audacious)	ร้อยละ 100
• แปลง เอซี/อาร์แอล 4 (ไม่รวม Tenacious), เอซี/อาร์แอล 5	ร้อยละ 100
โครงการของ PTTEP MZA1	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ⁵	ร้อยละ 8.5
โครงการของ Natuna	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการนาทูนา ซี เอ	ร้อยละ 11.5
โครงการของ PTTEP BL	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการบารินเนียส เอพี 1	ร้อยละ 25
โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23	ร้อยละ 20
โครงการของ PTTEP SP	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการคอนแทร์ค 4 (แปลง บี 12/27)	ร้อยละ 15
โครงการสินธุสม (แปลง ซี 5 นอร์ท และอียู-1)	ร้อยละ 35
โครงการของ ปตท.สผ.จี 7	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการคอนแทร์ค 4 (แปลง จี 7/50) ¹	ร้อยละ -
โครงการของ PTTEP HKO	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการซารวักเอสเค 410 บี	ร้อยละ 42.5
โครงการซารวักเอสเค 417	ร้อยละ 80
โครงการซารวักเอสเค 438	ร้อยละ 80
โครงการเพนินซูลาร์ พีเอ็ม 407 ⁶	ร้อยละ 55
โครงการเพนินซูลาร์ พีเอ็ม 415 ⁶	ร้อยละ 70
โครงการของ PTTEP MEP	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)	ร้อยละ 20
โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)	ร้อยละ 16.67

⁵ เปลี่ยนชื่อโครงการจาก โมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย 1 เป็น โมซัมบิก แอเรีย 1

⁶ เมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2562 PTTEP HK Offshore Limited (PTTEP HKO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตเพื่อรับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบริเวณนอกชายฝั่งเพนินซูลาร์ ประเทศมาเลเซีย 2 แปลง ได้แก่ แปลง พีเอ็ม 407 และ พีเอ็ม 415 โดย PTTEP HKO มีสัดส่วนในแปลงสำรวจร้อยละ 55 และร้อยละ 70 ตามลำดับ และเป็นผู้ดำเนินการทั้ง 2 แปลง

โครงการของ ปตท.สผ.อิตี	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการจี 1/61 ⁷	ร้อยละ 60
โครงการจี 2/61 ⁷	ร้อยละ 100
โครงการของ PTTEP MENA	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการอาบูดาบี ออฟฟ شور 1 ⁸	ร้อยละ 30
โครงการอาบูดาบี ออฟฟ شور 2 ⁸	ร้อยละ 30
โครงการของ PTTEP SBO ⁹	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการมาเลเซีย แปลงเค	
• แปลง Kikeh	ร้อยละ 56
• แปลง SNP	ร้อยละ 22.4
• แปลง GK	ร้อยละ 6.366
โครงการมาเลเซีย แปลงเอช	
• แปลง Rotan	ร้อยละ 56
• แปลง อื่นๆ	ร้อยละ 42
โครงการของ PTTEP SKO ⁹	สัดส่วนการร่วมทุน
โครงการซาราวัก เอสเค 314เอ	ร้อยละ 59.5
โครงการซาราวัก เอสเค 405บี	ร้อยละ 59.5
โครงการซาราวัก เอสเค 309 และ เอสเค 311	
• แปลง East Patricia	ร้อยละ 42
• แปลง อื่นๆ	ร้อยละ 59.5

⁷ เมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ปตท.สผ.อิตี) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตในโครงการ จี 1/61 และ จี 2/61 โดย ปตท.สผ.อิตี มีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 60 และร้อยละ 100 ตามลำดับ และเป็นผู้ดำเนินการทั้ง 2 แปลง

⁸ เมื่อวันที่ 12 มกราคม 2562 PTTEP MENA Limited (PTTEP MENA) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัทและผู้ร่วมทุนอื่น ได้ลงนามในสัญญาสัมปทานเพื่อรับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ Offshore 1 และ Offshore 2 ซึ่งตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดย PTTEP MENA ถือสัดส่วนในแปลงสำรวจดังกล่าวร้อยละ 30 ในช่วงระยะเวลาสำรวจ

⁹ เมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2562 PTTEP HK Offshore Limited (PTTEP HKO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น (Share Sale and Purchase Agreement) เพื่อเข้าซื้อธุรกิจทั้งหมดของ Murphy Oil Corporation (Murphy) ในประเทศมาเลเซีย ผ่านการเข้าซื้อหุ้นในบริษัทย่อยซึ่งได้แก่ Murphy Sabah Oil Co., Ltd. (Murphy Sabah) และ Murphy Sarawak Oil Co., Ltd. (Murphy Sarawak) ในสัดส่วนร้อยละ 100 ซึ่งการซื้อธุรกิจดังกล่าวได้เสร็จสิ้นในวันที่ 10 กรกฎาคม 2562 ตามรายละเอียดในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ข้อ 6 การซื้อธุรกิจ Murphy Oil Corporation ในประเทศมาเลเซีย

โครงการของกลุ่ม Partex Holding B.V. ¹⁰

สัดส่วนการร่วมทุน

โครงการแอ่งโกลาแปลง 17/06	ร้อยละ 2.5
โครงการโปติกั้วร์	ร้อยละ 50
โครงการดุงกา	ร้อยละ 20
โครงการพีดีโอ (แปลง 6)	ร้อยละ 2
โครงการมุกโคชนา (แปลง 53)	ร้อยละ 1

สำหรับรายละเอียดมูลค่าตามบัญชีของสินทรัพย์สุทธิวันที่ 31 ธันวาคม 2562 เป็นดังต่อไปนี้

หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

รายการสินทรัพย์	ราคาทุน	ค่าเสื่อมราคา / ค่าตัดจำหน่าย สะสม	ค่าเผื่อ การด้อยค่าของ สินทรัพย์	มูลค่าสุทธิ
สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	30,258.94	(19,937.02)	(329.88)	9,992.04
สินทรัพย์ในการสำรวจและประเมินค่าแหล่งทรัพยากร	4,365.69	-	(1,726.20)	2,639.49
ค่าความนิยม	2,173.25	-	(112.39)	2,060.86
ทองคำแท่งและสินทรัพย์อื่นๆ	1,283.47	(476.30)	(5.25)	801.92
รวมทั้งสิ้น	38,081.35	(20,413.32)	(2,173.72)	15,494.31

¹⁰ เมื่อวันที่ 17 มิถุนายน 2562 PTTEP HK Holding Limited (PTTEP HK) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้น เพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมดใน Partex Holding B.V. (Partex) ในสัดส่วนร้อยละ 100 ซึ่งการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนดังกล่าวได้เสร็จสมบูรณ์เมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 ตามรายละเอียดในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ข้อ 7 การซื้อธุรกิจ Partex Holding B.V.

4.2 เงินลงทุนของบริษัท

ปตท.สผ. มีบริษัทย่อย บริษัทร่วม การร่วมค้า และการดำเนินงานร่วมกัน ซึ่งสรุปเงินลงทุนของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ได้ดังนี้

ชื่อบริษัท	ประเทศที่ จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	สัดส่วนเงินลงทุนร้อยละ (รวมสัดส่วนการลงทุนทางอ้อม)	
			31 ธ.ค. 2562	31 ธ.ค. 2561
บริษัทย่อย				
1. บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
2. PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
3. บริษัท พีทีทีอีพี เซอร์วิสเซล จำกัด (พีทีทีอีพี เซอร์วิสเซล)	ไทย	ให้บริการ สนับสนุนบุคลากร	100	100
4. บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด (ปตท.สผ.ส.)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
5. PTTEP HK Holding Limited (PTTEP HK)	ฮ่องกง	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
6. บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (ปตท.สผ.คง.)	ไทย	บริหารจัดการ ด้านการเงิน ของกลุ่มบริษัท	100	100
7. บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ โฮลดิ้ง (ประเทศไทย) จำกัด (ปตท.สผ.อีเอช)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
8. บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารธุรกิจ จำกัด (ปตท.สผ.ศธ.)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
9. บริษัท ปตท.สผ.เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ปตท.สผ.อีดี)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
10. บริษัท อีพี-เทค เวนเจอร์ส โฮลดิ้ง จำกัด (อีพี-เทค)	ไทย	ธุรกิจเทคโนโลยีที่ เกี่ยวข้องกับ ปิโตรเลียม	100	100
11. บริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (เออาร์วี)	ไทย	ธุรกิจเทคโนโลยี	100	100
12. PTTEP Southwest Vietnam Company Limited (PTTEP SV)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
13. PTTEP Kim Long Vietnam Company Limited (PTTEP KV)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
14. PTTEP Hoang-Long Company Limited (PTTEP HL)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
15. PTTEP Hoan-Vu Company Limited (PTTEP HV)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
16. PTTEP Algeria Company Limited (PTTEP AG)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
17. PTTEP Holding Company Limited (PTTEPH)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
18. PTTEP Indonesia Company Limited (PTTEP ID)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
19. PTTEP Africa Investment Limited (PTTEP AI)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
20. PTTEP Australia Pty Ltd (PTTEP AU)	เครือรัฐ ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
21. PTTEP Australia Offshore Pty Ltd (PTTEP AO)	เครือรัฐ ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
22. PTTEP South Asia Limited (PTTEP SA)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100

ชื่อบริษัท	ประเทศที่ จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	สัดส่วนเงินลงทุนร้อยละ (รวมสัดส่วนการลงทุนทางอ้อม)	
			31 ธ.ค. 2562	31 ธ.ค. 2561
บริษัทย่อย (ต่อ)				
23. PTTEP Semai II Limited (PTTEP SM)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
24. PTTEP Australia Perth Pty Ltd (PTTEP AP)	เครือรัฐ ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
25. PTTEP Australia Browse Basin Pty Ltd (PTTEP AB)	เครือรัฐ ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
26. PTTEP Australia Timor Sea Pty Ltd (PTTEP AT)	เครือรัฐ ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
27. PTTEP Australasia (Operations) Pty Ltd (PTTEP AAO)	เครือรัฐ ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
28. PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (PTTEP AAA)	เครือรัฐ ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
29. PTTEP Australasia (Staff) Pty Ltd (PTTEP AAS)	เครือรัฐ ออสเตรเลีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
30. PTTEP International Holding Company Limited (PTTEP IH)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
31. PTTEP Southwest Vietnam Pipeline Company Limited (PTTEP SVPC)	หมู่เกาะเคย์แมน	ท่อขนส่งก๊าซ	100	100
32. PTTEP FLNG Holding Company Limited (PTTEP FH) ¹	ฮ่องกง	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
33. PTTEP Netherland Holding Limited (PTTEP NL)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
34. JV Marine Limited (JV Marine)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
35. PTTEP South Mandar Limited (PTTEP SMD)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
36. PTTEP South Sageri Limited (PTTEP SS)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
37. PTTEP Sadang Limited (PTTEP SD)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
38. PTTEP Malunda Limited (PTTEP ML)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
39. PTTEP Netherlands Coöperatie U.A. (PTTEP NC)	เนเธอร์แลนด์	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
40. PTTEP Canada Limited (PTTEP CA)	แคนาดา	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
41. PTTEP Canada International Finance Limited (PTTEP CIF)	แคนาดา	ให้บริการจัดหา เงินทุนเพื่อธุรกิจ ของกลุ่มบริษัท	100	100
42. Cove Energy Limited (Cove)	สหราชอาณาจักร	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100

¹ เมื่อวันที่ 24 สิงหาคม 2560 บริษัทอนุมัติให้จดทะเบียนเลิก PTTEP FLNG Holding Company Limited (PTTEP FH) ซึ่งขณะนี้อยู่ระหว่างดำเนินการปิดบริษัท

ชื่อบริษัท	ประเทศที่ จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	สัดส่วนเงินลงทุนร้อยละ (รวมสัดส่วนการลงทุนทางอ้อม)	
			31 ธ.ค. 2562	31 ธ.ค. 2561
บริษัทย่อย (ต่อ)				
43. Cove Energy Mozambique Rovuma Onshore Limited (CEMROL) ²	สาธารณรัฐ ไซปรัส	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
44. Cove Energy East Africa Limited (CEEAL)	สาธารณรัฐ ไซปรัส	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
45. PTTEP Mozambique Area 1 Limited (PTTEP MZA1)	สาธารณรัฐ ไซปรัส	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
46. Cove Energy Kenya Limited (CEKL) ³	สาธารณรัฐ เคนยา	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
47. PTTEP Netherlands Holding Coöperatie U.A. (PTTEP NH)	เนเธอร์แลนด์	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
48. PTTEP Brazil Investment B.V. (PTTEP BI)	เนเธอร์แลนด์	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
49. PTTEP Brazil Investments in Oil and Gas Exploration and Production Limitada (PTTEP BL)	สหพันธ์ สาธารณรัฐบราซิล	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
50. Sinphuorm Holdings Limited (SHL)	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
51. PTTEP SP Limited (PTTEP SP)	สหราชอาณาจักร	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
52. บริษัท ปตท.สผ.จี 7 จำกัด (ปตท.สผ.จี 7)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
53. PTTEP HK Offshore Limited (PTTEP HKO)	ฮ่องกง	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
54. PTTEP MENA Limited (PTTEP MENA)	ฮ่องกง	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
55. PTTEP Mexico E&P Limited, S. de R.L. de C.V. (PTTEP MEP)	เม็กซิโก	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	100
56. PTTEP Sabah Oil Limited (PTTEP SBO) ⁴	บาสมาส	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
57. PTTEP Sarawak Oil Limited (PTTEP SKO) ⁴	บาสมาส	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
58. Partex Holding B.V. (PHBV) ⁵	เนเธอร์แลนด์	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
59. Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation (POGHC) ⁵	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
60. Partex (Kazakhstan) Corporation (PKC) ⁵	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
61. Partex (Angola) Corporation (PANG) ⁵	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
62. Partex (Brazil) Corporation (PBC) ⁵	หมู่เกาะเคย์แมน	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-

² เมื่อวันที่ 22 พฤษภาคม 2560 บริษัทอนุมัติให้จดทะเบียนเลิก Cove Energy Mozambique Rovuma Onshore Limited (CEMROL) ซึ่งขณะนี้อยู่ระหว่างดำเนินการปิดบริษัท

³ เมื่อวันที่ 22 พฤษภาคม 2560 บริษัทอนุมัติให้จดทะเบียนเลิก Cove Energy Kenya Limited (CEKL) ซึ่งขณะนี้อยู่ระหว่างดำเนินการปิดบริษัท

⁴ เมื่อวันที่ 10 กรกฎาคม 2562 PTTEP HK Offshore Limited (PTTEP HKO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ได้เข้าซื้อหุ้นใน Murphy Sabah Oil Co. Ltd. (Murphy Sabah) และ Murphy Sarawak Oil Co. Ltd. (Murphy Sarawak) ตามรายละเอียดในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ข้อ 6 การซื้อธุรกิจ Murphy Oil Corporation ในประเทศมาเลเซีย และได้ดำเนินการเปลี่ยนชื่อเป็น PTTEP Sabah Oil Limited (PTTEP SBO) และ PTTEP Sarawak Oil Limited (PTTEP SKO) ตามลำดับ

⁵ เมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 PTTEP HK Holding Limited (PTTEP HK) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ได้เข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมดใน Partex Holding B.V. ตามรายละเอียดในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ข้อ 7 การซื้อธุรกิจ Partex Holding B.V.

ชื่อบริษัท	ประเทศที่จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	สัดส่วนเงินลงทุนร้อยละ (รวมสัดส่วนการลงทุนทางอ้อม)	
			31 ธ.ค. 2562	31 ธ.ค. 2561
บริษัทย่อย (ต่อ)				
63. Partex Gas Corporation (PGC) ⁵	สาธารณรัฐปานามา	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
64. Partex Services Corporation (PSC) ⁵	สาธารณรัฐปานามา	ให้บริการสนับสนุนบุคลากร	100	-
65. Participations and Explorations Corporation (PEC) ⁵	สาธารณรัฐปานามา	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
66. Partex (Oman) Corporation (POC) ⁵	สาธารณรัฐปานามา	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
67. Partex Services Portugal – Serviços para a Indústria Petrolífera, S.A. (PSP) ⁵	โปรตุเกส	ให้บริการสนับสนุนบุคลากร	100	-
68. Partex Brasil Ltda. (PBL) ⁵	บราซิล	ธุรกิจปิโตรเลียม	100	-
69. Partex Brasil Operações Petrolíferas Ltda (PBO) ⁵	บราซิล	ให้บริการสนับสนุนบุคลากร	100	-
บริษัทร่วม ⁶				
1. บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์)	ไทย	ให้เช่าอสังหาริมทรัพย์	50	50
2. บริษัท พีทีที ดิจิตอล โซลูชั่น จำกัด (พีทีที ดิจิตอล)	ไทย	ให้บริการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร	20	20
3. บริษัทร่วมของกลุ่มบริษัท PTTEP AP ⁷	เครือรัฐออสเตรเลีย	ให้บริการฐานปฏิบัติการทางเดินอากาศ	50	50
4. บริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด (พีทีที จีแอล)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	50	50
5. Leismer Aerodrome Limited (LAL)	แคนาดา	ให้บริการการเดินทางทางอากาศ	32	32

⁶ เงินลงทุนในบริษัทร่วมทั้งหมดได้ถูกประเมินแล้วว่าไม่มีสาระสำคัญต่อกลุ่มบริษัท

⁷ บริษัทร่วมของกลุ่มบริษัท PTTEP AP ได้แก่ Mungalalu Truscott Airbase Pty Ltd และ Troughton Island Pty Ltd

ชื่อบริษัท	ประเทศที่จดทะเบียน	ประเภทธุรกิจ	สัดส่วนเงินลงทุนร้อยละ (รวมสัดส่วนการลงทุนทางอ้อม)	
			31 ธ.ค. 2562	31 ธ.ค. 2561
<u>การร่วมค้า</u>⁸				
1. Erawan 2 FSO Bahamas Limited (Erawan 2) ⁹	บาฮามาส	ให้เช่าเรือ FSO	13.11	13.11
2. APICO LLC ¹⁰	สหรัฐอเมริกา	ธุรกิจปิโตรเลียม	72.8215	-
3. Oman LNG LLC (OLNG) ¹¹	โอมาน	ธุรกิจปิโตรเลียม	2	-
<u>การดำเนินงานร่วมกัน</u>				
1. Carigali – PTTEPI Operating Company Sdn Bhd. (CPOC)	มาเลเซีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	50	50
2. Moattama Gas Transportation Company (MGTC)	เบอร์มิวดา	ท่อขนส่งก๊าซ	25.5	25.5
3. Taninthayi Pipeline Company LLC (TPC)	หมู่เกาะเคย์แมน	ท่อขนส่งก๊าซ	19.3178	19.3178
4. บริษัท ออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด (ออเรนจ์)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	53.9496	53.9496
5. บริษัท บี 8/32 พาร์ทเนอร์ จำกัด (บี 8/32 พาร์ทเนอร์)	ไทย	ธุรกิจปิโตรเลียม	25.0009	25.0009
6. Hoang-Long Joint Operating Company	สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม	ธุรกิจปิโตรเลียม	28.5	28.5
7. Hoan-Vu Joint Operating Company	สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม	ธุรกิจปิโตรเลียม	25	25
8. Groupement Bir Seba (GBRS)	สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย	ธุรกิจปิโตรเลียม	35	35
9. Andaman Transportation Limited (ATL)	หมู่เกาะเคย์แมน	ท่อขนส่งก๊าซ	80	80
10. Natuna 2 B.V. (Natuna)	เนเธอร์แลนด์	ธุรกิจปิโตรเลียม	50	50
11. Petroleum Development Oman LLC (PDO) ¹²	โอมาน	ธุรกิจปิโตรเลียม	2	-
12. Abu Dhabi Gas Industries Limited (AGP) ¹²	สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์	ธุรกิจปิโตรเลียม	2	-
13. Private Oil Holdings Oman Limited (POHOL) ¹²	สหราชอาณาจักร	ธุรกิจปิโตรเลียม	5	-

⁸ เงินลงทุนในการร่วมค้าทั้งหมดได้ถูกประเมินแล้วว่าไม่มีสาระสำคัญต่อกลุ่มบริษัท

⁹ ถือหุ้นใน Asia Pacific Marine Services (EF) B.V. ร้อยละ 100

¹⁰ เมื่อวันที่ 4 มิถุนายน 2562 PTTEP SP Limited (PTTEP SP) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ได้เข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นใน APICO LLC ตามรายละเอียดในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ข้อ 19.6 รายการสำคัญที่เกิดขึ้นในระหว่างปี
เมื่อวันที่ 11 กันยายน 2562 PTTEP HK Holding Limited (PTTEP HK) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ได้เข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นใน APICO LLC ตามรายละเอียดในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ข้อ 19.6 รายการสำคัญที่เกิดขึ้นในระหว่างปี

¹¹ เมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 PTTEP HK Holding Limited (PTTEP HK) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ได้เข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมดใน Partex Holding B.V. ตามรายละเอียดในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ข้อ 7 การซื้อธุรกิจ Partex Holding B.V.

¹² เมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562 PTTEP HK Holding Limited (PTTEP HK) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มบริษัท ได้เข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมดใน Partex Holding B.V. ตามรายละเอียดในหมายเหตุประกอบงบการเงิน ข้อ 7 การซื้อธุรกิจ Partex Holding B.V.

4.3 มูลค่าสินทรัพย์สุทธิ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีสินทรัพย์สุทธิทั้งสิ้น 11,841 ล้านบาท (เทียบเท่า 357,059 ล้านบาท) หรือ 2.98 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อหุ้น (เทียบเท่า 89.94 บาทต่อหุ้น)

5. ข้อพิพาททางกฎหมาย

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 มีข้อพิพาททางกฎหมายที่ ปตท.สผ. หรือบริษัทย่อยเป็นคู่ความหรือคู่กรณี ซึ่งเป็นคดีหรือข้อพิพาทที่ยังไม่สิ้นสุด โดยเป็นคดีที่อาจมีผลกระทบต่อการดำเนินธุรกิจของ ปตท.สผ. หรือบริษัทย่อยอย่างมีนัยสำคัญ และมีได้เกิดจากการประกอบธุรกิจโดยปกติ ดังนี้

5.1 บริษัท พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย (แอสมอร์ คาร์เทียร์) พีทีวาย จำกัด (“พีทีทีอีพี เอเอเอ”) ถูกกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายในประเทศอินโดนีเซียฟ้องเรียกค่าเสียหายต่อศาลแพ่งรัฐประเทศออสเตรเลีย

เมื่อวันที่ 3 สิงหาคม 2559 กลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายในประเทศอินโดนีเซียได้ยื่นฟ้อง พีทีทีอีพี เอเอเอ ต่อศาลแพ่งรัฐประเทศออสเตรเลีย โดยเป็นการดำเนินคดีแบบกลุ่มเพื่อเรียกร้องค่าเสียหายที่เกิดขึ้นกับกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายจากเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลของแหล่งมอหนารา ประเทศออสเตรเลีย เมื่อปี 2552 ซึ่งการฟ้องร้องดังกล่าวได้พ้นกำหนดอายุความตามกฎหมายแล้ว ต่อมาเมื่อวันที่ 15 พฤศจิกายน 2560 ศาลแพ่งรัฐประเทศออสเตรเลียได้มีคำสั่งอนุญาตให้ขยายอายุความในการฟ้องร้องคดีนี้ เนื่องจากมีเหตุซึ่งเป็นไปตามข้อยกเว้นที่ระบุไว้ในกฎหมาย โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 คดีอยู่ระหว่างการดำเนินกระบวนการพิจารณาของศาล ซึ่งไม่มีการระงับทุนทรัพย์ไว้ในคำฟ้อง

อย่างไรก็ตาม จากผลการศึกษาวิจัยด้านวิทยาศาสตร์ซึ่งควบคุมโดยหน่วยงานรัฐบาลของประเทศออสเตรเลีย ยืนยันได้ว่าคราบน้ำมันจากเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลของแหล่งมอหนารา ประเทศออสเตรเลีย เมื่อปี 2552 ไม่ได้แพร่เข้าสู่แนวชายฝั่งของออสเตรเลียหรืออินโดนีเซีย และไม่ส่งผลกระทบต่อระบบนิเวศและความหลากหลายทางชีวภาพในบริเวณที่ติดกับน่านน้ำอินโดนีเซีย รวมถึงไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในระยะยาวในทะเลติมอร์แต่อย่างใด

6. ข้อมูลทั่วไปและข้อมูลสำคัญอื่น

6.1 ข้อมูล ปตท.สผ.

ชื่อบริษัท	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท.สผ.
สถานที่อยู่สำนักงานใหญ่	เลขที่ 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้นที่ 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย
ประเภทธุรกิจ	สำรวจและผลิตปิโตรเลียมและลงทุนในธุรกิจต่อเนื่อง
เลขทะเบียนบริษัท	0107535000206
โทรศัพท์	+66-2537-4000
โทรสาร	+66-2537-4444
เว็บไซต์	www.pttep.com
อีเมล	ติดต่อกรรมการอิสระ independentdirector@pttep.com ติดต่อนักลงทุนสัมพันธ์ ir@pttep.com ติดต่อเลขานุการบริษัท corporatesecretary@pttep.com
ทุนจดทะเบียน	3,969,985,400 บาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญ 3,969,985,400 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท
ทุนชำระแล้ว	3,969,985,400 บาท แบ่งออกเป็นหุ้นสามัญ 3,969,985,400 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 1 บาท (ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562)

6.2 ข้อมูลบริษัทย่อยและบริษัทร่วม

- ข้อมูลบริษัทย่อย¹

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปตท.สผ. มีบริษัทย่อยทั้งหมด 81 บริษัท โดยสามารถติดต่อทางโทรศัพท์และโทรสาร เช่นเดียวกับ ปตท.สผ. ตามข้อ 6.1 และมีรายชื่อกรรมการของกลุ่ม ปตท.สผ. ของแต่ละบริษัทตามเอกสารแนบ 2 ดังนี้

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด	
ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม						
1	PTTEP Australia Pty Ltd	PTTEP AU	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPH	ร้อยละ 100
2	PTTEP Australia Offshore Pty Ltd	PTTEP AO	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP AU	ร้อยละ 100
3	PTTEP Australia Perth Pty Ltd	PTTEP AP	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPH	ร้อยละ 100
4	PTTEP Australia Browse Basin Pty Ltd	PTTEP AB	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP AP	ร้อยละ 100
5	PTTEP Australasia (Staff) Pty Ltd	PTTEP AAS	10	หุ้นสามัญ	PTTEP AB	ร้อยละ 100
6	PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd	PTTEP AAA	1,700,000	หุ้นสามัญ	PTTEP AB	ร้อยละ 100
7	PTTEP Australasia (Operations) Pty Ltd	PTTEP AAO	106,686,517	หุ้นสามัญ	PTTEP AB	ร้อยละ 100
8	PTTEP Australia Timor Sea Pty Ltd	PTTEP AT	50	หุ้นสามัญ	PTTEP AB	ร้อยละ 100
9	PTTEP Sabah Oil Limited	PTTEP SBO	10,000	หุ้นสามัญ	PTTEP HK	ร้อยละ 100
10	PTTEP Sarawak Oil Limited	PTTEP SKO	10,000	หุ้นสามัญ	PTTEP HK	ร้อยละ 100
11	PTTEP Brasil Investimentos Em Exploração e Produção de Petróleo e Gás Ltda.	PTTEP BL	790,293,700	หุ้นสามัญ	PTTEP BI PTTEP NH	ร้อยละ 99.9999999 ร้อยละ 0.0000001
12	Partex Brasil Ltda.	PBL	20,008,638 506,611	หุ้นสามัญ	PBC PEC	ร้อยละ 97.53 ร้อยละ 2.47
13	Partex Brasil Operações Petrolíferas Ltda.	PBO	349,000 1,000	หุ้นสามัญ	PBC PEC	ร้อยละ 99.71 ร้อยละ 0.29

¹ ประกาศคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ ที่ กจ. 17/2551 เรื่องการกำหนดบทนิยามในประกาศเกี่ยวกับการออกและเสนอขายหลักทรัพย์

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด	
14	PTTEP Canada Limited	PTTEP CA	3,014,946,540	หุ้นสามัญ	PTTEP NC	ร้อยละ 100
15	Cove Energy East Africa Limited	CEEAL	1,000	หุ้นสามัญ	COVE	ร้อยละ 100
16	Cove Energy Mozambique Rovuma Onshore Limited	CEMROL	1,000	หุ้นสามัญ	CEEAL	ร้อยละ 100
17	PTTEP Mozambique Area 1 Limited	PTTEP MZA1	1,000	หุ้นสามัญ	CEEAL	ร้อยละ 100
18	PTTEP FLNG Holding Company Limited	PTTEP FH	10,000	หุ้นสามัญ	PTTEP IH	ร้อยละ 100
19	PTTEP HK Holding Limited	PTTEP HK	10,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. ปตท.สผ.อ.	ร้อยละ 25 ร้อยละ 75
20	PTTEP HK Offshore Limited	PTTEP HKO	10,000	หุ้นสามัญ	PTTEP HK	ร้อยละ 100
21	PTTEP MENA Limited	PTTEP MENA	500	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ.ศร.	ร้อยละ 100
22	Cove Energy Kenya Limited ²	CEKL	1,000	หุ้นสามัญ	CEEAL COVE	ร้อยละ 99.9 ร้อยละ 0.1
23	PTTEP Offshore Investment Company Limited	PTTEPO	6,667	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. ปตท.สผ.อ.	ร้อยละ 75 ร้อยละ 25
24	PTTEP Holding Company Limited	PTTEPH	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO	ร้อยละ 100
25	Sinphuhorm Holdings Limited	SHL	100	หุ้นสามัญ	PTTEPO	ร้อยละ 100
26	PTTEP International Holding Company Limited	PTTEP IH	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPH	ร้อยละ 100
27	PTTEP Africa Investment Limited	PTTEP AI	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPH	ร้อยละ 100
28	JV Marine Limited	JV Marine	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP IH	ร้อยละ 100
29	PTTEP Netherland Holding Limited	PTTEP NL	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP IH	ร้อยละ 100
30	PTTEP Indonesia Company Limited	PTTEP ID	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPH	ร้อยละ 100
31	PTTEP Sadang Limited	PTTEP SD	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP ID	ร้อยละ 100
32	PTTEP Semai II Limited	PTTEP SM	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP ID	ร้อยละ 100

² อยู่ระหว่างดำเนินการชำระบัญชีปิดบริษัท

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น	
					(โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด	
33	PTTEP South Mandar Limited	PTTEP SMD	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP ID	ร้อยละ 100
34	PTTEP South Sageri Limited	PTTEP SS	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP ID	ร้อยละ 100
35	PTTEP Malunda Limited	PTTEP ML	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP ID	ร้อยละ 100
36	PTTEP Algeria Company Limited	PTTEP AG	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO	ร้อยละ 100
37	PTTEP Hoang-Long Company Limited	PTTEP HL	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO	ร้อยละ 100
38	PTTEP Hoan-Vu Company Limited	PTTEP HV	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO	ร้อยละ 100
39	PTTEP Kim Long Vietnam Company Limited	PTTEP KV	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO	ร้อยละ 100
40	PTTEP Southwest Vietnam Company Limited	PTTEP SV	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO	ร้อยละ 100
41	PTTEP South Asia Limited	PTTEP SA	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPH	ร้อยละ 100
42	Partex (Brazil) Corporation	PBC	50,000	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
43	Partex (Kazakhstan) Corporation	PKC	500	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
44	Partex (Angola) Corporation	PANG	50,000	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
45	Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation ³	POGHC	50,000	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
46	PTTEP Mexico E&P Limited, S. de R.L. de C.V.	PTTEP MEP	3,000	หุ้นสามัญ	PTTEP HK PTTEP HKO	ร้อยละ 99 ร้อยละ 1
47	Carigali-PTTEPI Operating Company SDN BHD	CPOC	350,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ.อ.	ร้อยละ 50
48	PTTEP Netherlands Coöperatie U.A.	PTTEP NC	-	-	PTTEP IH PTTEP NL	ร้อยละ 0.00005 ร้อยละ 99.99995
49	PTTEP Netherlands Holding Coöperatie U.A.	PTTEP NH	-	-	PTTEP HK ปตท.สผ.อ.	ร้อยละ 75 ร้อยละ 25
50	PTTEP Brazil Investment B.V.	PTTEP BI	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP NH	ร้อยละ 100
51	Natuna 2 B.V.	Natuna	90,000	หุ้นสามัญ	PTTEP NH	ร้อยละ 50

³ อยู่ระหว่างดำเนินการชำระบัญชีปีฉบับบริษัท (บริษัทร้าง)

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด	
52	Partex Holding B.V.	PHBV	100,000	หุ้นสามัญ	PTTEP HK	ร้อยละ 100
53	Participations and Explorations Corporation	PEC	20,000	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
54	Partex (Oman) Corporation	POC	2,500	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
55	Partex Gas Corporation	PGC	2,000,000	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
56	Partex Services Corporation	PSC	3,000	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
57	Partex Services Portugal – Serviços para a Indústria Petrolífera, S.A.	PSP	50,000	หุ้นสามัญ	PHBV	ร้อยละ 100
58	บริษัท ปตท.สผ. อินเทอร์เน็ตชั่นแนล จำกัด	PTTEPI	2,000,000,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ.	ร้อยละ 100
59	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	PTTEPS	1,000,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. PTTEPO	ร้อยละ 51 ร้อยละ 49
60	บริษัท ออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด	Orange	1,000,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO MOECO B.V. KrisEnergy	ร้อยละ 53.95 ร้อยละ 36.05 ร้อยละ 10
61	บริษัท ปตท.สผ.จี7 จำกัด	PTTEP G7	8,030,741	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ.อ.	ร้อยละ 100
62	บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี โฮลดิ้ง (ประเทศไทย) จำกัด	PTTEP EH	87,579,936	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ.	ร้อยละ 100
63	บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด	PTTEP ED	24,055,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. อีเอช	ร้อยละ 100
64	บริษัท อีพี-เทค เวนเจอร์ส โฮลดิ้ง จำกัด	EP-Tech	310,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. อีเอช	ร้อยละ 100
65	บริษัท อพิโก้ (โคราช) จำกัด	APICO KL	5,845,168	หุ้นสามัญ	APICO KH	ร้อยละ 100
66	Cove Energy Limited	Cove	63,840,000	หุ้นสามัญ	PTTEP AI	ร้อยละ 100
67	PTTEP SP Limited	PTTEP SP	2 61,279,585	หุ้นสามัญ	SHL	ร้อยละ 100
68	APICO LLC	APICO	338,278 389,937	หุ้นสามัญ	PTTEP SP PTTEP HK	ร้อยละ 33.83 ร้อยละ 38.99
69	APICO (Khorat) Holdings LLC	APICO KH	-	-	APICO	ร้อยละ 100

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด	
ธุรกิจบริการ						
70	บริษัท พีทีทีอียู ซีเอส จำกัด (ให้บริการสนับสนุนบุคลากร)	PTTEP Services	1,000,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. ปตท.สผ.อ.	ร้อยละ 25 ร้อยละ 75
71	Andaman Transportation Limited (ลงทุนในท่อขนส่งก๊าซสำหรับโครงการในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา)	ATL	62,500	หุ้นสามัญ	PTTEPO MOGE	ร้อยละ 80 ร้อยละ 20
72	PTTEP Southwest Vietnam Pipeline Company Limited (ลงทุนในท่อขนส่งก๊าซสำหรับโครงการในประเทศเวียดนาม)	PTTEP SVPC	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEPH	ร้อยละ 100
73	PTTEP Canada International Finance Limited (จัดหาเงินทุนเพื่อธุรกิจของ ปตท.สผ.)	PTTEP CIF	50,000	หุ้นสามัญ	PTTEP NC	ร้อยละ 100
74	บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (เป็นศูนย์บริหารเงินของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย)	PTTEP TC	10,000,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. ปตท.สผ.อ.	ร้อยละ 25 ร้อยละ 75
75	บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารธุรกิจ จำกัด (เป็นศูนย์บริหารธุรกิจของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย)	PTTEP BC	573,386,860	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. อีเอส	ร้อยละ 100
ธุรกิจอื่น						
76	บริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (วิจัยพัฒนา และให้บริการปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์)	ARV	300,000	หุ้นสามัญ	อีพี-เทค	ร้อยละ 100
77	บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (ให้เช่าอสังหาริมทรัพย์)	EnCo	180,000,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ.	ร้อยละ 50
78	บริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด (ลงทุนในธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว)	PTTGL	10,421,446,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ.ศธ.	ร้อยละ 50
79	PTTGL Investment Limited (ลงทุนในธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว)	PTTGLI	309,825,000	หุ้นสามัญ	PTTGL	ร้อยละ 100
80	Mungalalu Truscott Airbase Pty Ltd (เป็นฐานปฏิบัติการทางเดินอากาศ)	MTA	600	หุ้นสามัญ	PTTEP AAO	ร้อยละ 50

ที่	ชื่อบริษัท	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด	
81	Troughton Island Pty Ltd (เป็นฐานปฏิบัติการทางเดินอากาศ สำรอง)	TTI	100	หุ้นสามัญ	PTTEP AAO	ร้อยละ 50

• บริษัทร่วม⁴

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปตท.สผ. มีบริษัทร่วมทั้งหมด 20 บริษัท ดังนี้

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด
1	บริษัท พีทีที ดิจิตอล โซลูชั่น จำกัด	ให้บริการด้านเทคโนโลยี สารสนเทศและการสื่อสาร	PTT Digital	15,000,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. ร้อยละ 20
	สำนักงานใหญ่: เลขที่ 555/1 ศูนย์เอนเนอจี้คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 4 - 5 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย					
	โทรศัพท์: +66-2537-3456					
	โทรศัพท์: +66-2537-3456					
2	บริษัท บี 8/32 พาร์ทเนอร์ จำกัด	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	B 8/32 Partners	110,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO ร้อยละ 25
	สำนักงานใหญ่: 19 อาคารไทยพาณิชย์ปาร์ค พลาซ่า อีสต์ อาคาร 3 ชั้น 5 ถนนรัชดาภิเษก แขวงจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย					
	โทรศัพท์: +66-2545-5555					
	โทรสาร: -					
3	บริษัท สานพลัง วิสาหกิจเพื่อสังคม จำกัด	ดำเนินกิจการด้านวิสาหกิจเพื่อสังคม	SPSE	1,000,000	หุ้นสามัญ	ปตท.สผ. ร้อยละ 15
	สำนักงานใหญ่: ศูนย์เอนเนอจี้คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 10 ถนนวิภาวดี-รังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย					
	โทรศัพท์: +66-2537-2971					
	โทรสาร: -					

⁴ ประกาศคณะกรรมการกำกับหลักทรัพย์และตลาดหลักทรัพย์ ที่ กจ. 17/2551 เรื่องการกำหนดบทนิยามในประกาศเกี่ยวกับการออกและเสนอขายหลักทรัพย์

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด
4	Moattama Gas Transportation Company	ท่อขนส่งก๊าซ ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา	MGTC	1,000,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO ร้อยละ 25.5
	สำนักงานใหญ่: No. 5 Sacred Tooth Relic Lake Avenue, Punn Pin Gone Quarter No. 5, Mayangon Township, Yangon, Myanmar					
	โทรศัพท์: +95-1-650-977, 660-466					
	โทรสาร: +95-1-650-478, 650-479					
5	Taninthayi Pipeline Company LLC	ท่อขนส่งก๊าซ ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา	TPC	100,000	หุ้นสามัญ	PTTEPO ร้อยละ 19.31784
	สำนักงานใหญ่: 16 Shwe Taung Kyar Bahan, Yangon, Myanmar					
	โทรศัพท์: +95-1-526-411-4					
	โทรสาร: +95-1-525-698					
6	Hoang Long Joint Operating Company	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	HL JOC	- ⁵	-	PTTEP HL ร้อยละ 28.5
	สำนักงานใหญ่: Suite 2001, Me Linh Point Tower, 2 Ngo Duc Ke Street, District 1, Ho Chi Mihn City, S.R. Vietnam					
	โทรศัพท์: +84-8-3829-9359					
	โทรสาร: +84-8-3822-6106					

⁵ ไม่มีการออกหุ้น แต่สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทเป็นไปตามสัดส่วนการถือแปลงสัมปทาน

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด
7	Hoan-Vu Joint Operating Company	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	HV JOC	- ⁶	-	PTTEP HV ร้อยละ 25
	สำนักงานใหญ่: Suite 2006, Me Linh Point Tower, 2 Ngo Duc Ke Street, District 1, Ho Chi Mihn City, S.R. Vietnam					
	โทรศัพท์: +84-8-3823-9525					
	โทรสาร: +84-8-3823-9526					
8	Groupement Bir Seba	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	GBRS	- ⁷	-	PTTEP AG ร้อยละ 35
	สำนักงานใหญ่: Zone d'activité Route Nationale N°3 BP 256 EURO JAPAN Hassi Messaoud, Ouargla, Algeria					
	โทรศัพท์: +213-29-79-71-66					
	โทรสาร: +213-29-79-09-15					
9	Leismer Aerodrome Limited	ให้บริการการเดินทางทางอากาศ	LAL	200	หุ้นสามัญ	PTTEP CA ร้อยละ 32
	สำนักงานใหญ่: 1200, 215 – 9 th Avenue SW Calgary, AB T2P 1K3, Canada					
	โทรศัพท์: +1-403-237-8227					
	โทรสาร: +1-403-264-4640					

⁶ ไม่มีการออกหุ้น แต่สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทเป็นไปตามสัดส่วนการถือแปลงสัมปทาน

⁷ ไม่มีการออกหุ้น แต่สัดส่วนการถือหุ้นในบริษัทเป็นไปตามสัดส่วนการถือแปลงสัมปทาน

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด
10	MOZ LNG1 Holding Company Ltd.	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	MOZ LNG1 Holding	1,000,000	หุ้นสามัญ	PTTEP MZA1 ร้อยละ 8.5
	สำนักงานใหญ่: 3412ResCo-work08, 34, A1 Maqam Tower, ADGM Square, Al Maryah Island, Abu Dhabi, United Arab Emirates					
	โทรศัพท์: -					
	โทรสาร: -					
11	MOZ LNG1 Financing Company Ltd.	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	MOZ LNG1 Financing	100	หุ้นสามัญ	MOZ LNG1 Holding ร้อยละ 100
	สำนักงานใหญ่: 3510, 35 th Floor, A1 Maqam Square, A1 Maryah Island, Abu Dhabi, United Arab Emirates					
	โทรศัพท์: -					
	โทรสาร: -					
12	Mozambique LNG 1 Company Pte. Ltd.	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	MZ LNG1	2,500	หุ้นสามัญ	MOZ LNG1 Holding ร้อยละ 100
	สำนักงานใหญ่: 50 Raffles Place #06-00 Singapore Land Tower, Singapore 048623					
	โทรศัพท์: -					
	โทรสาร: -					
13	Erawan 2 FSO Bahamas Ltd.	ให้เช่าเรือ FSO	Erawan 2 FSO Bahamas	100	หุ้นสามัญ	JV Marine ร้อยละ 13.11
	สำนักงานใหญ่: Ocean Center, Montagu Foreshore, East Bay Street, Nassau, New Providence, Bahamas P.O. Box SS-19084					
	โทรศัพท์: -					
	โทรสาร: -					

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด
14	Asia Pacific Marine Services (EF) B.V.	ให้เช่าเรือ FSO	Asia Pacific Marine Services	18,000	หุ้นสามัญ	Erawan 2 FSO ร้อยละ 100
	สำนักงานใหญ่: Naritaweg 165, Telestone 8, 1043 BW Amsterdam, The Netherlands					
	โทรศัพท์: -					
	โทรสาร: -					
15	PETRONAS LNG 9 SDN. BHD.	โรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว	PL9SB	39,563	หุ้นสามัญ	PTTGLI ร้อยละ 10
	สำนักงานใหญ่: Tower 1, PETRONAS Twin Towers, Kuala Lumpur City Centre, 50088 Kuala Lumpur, Malaysia					
	โทรศัพท์: +60-320-515-000					
	โทรสาร: -					
16	Private Oil Holdings Oman Limited	ถือสัดส่วนการร่วมทุน ในธุรกิจน้ำมันและก๊าซ	POHOL	649,152	หุ้นสามัญ	POC ร้อยละ 5
	สำนักงานใหญ่: 8 York Road, London, England, SE1 7NA, UK					
	โทรศัพท์: -					
	โทรสาร: -					
17	Petroleum Development Oman LLC	สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	PDO	1,720	หุ้นสามัญ	POHOL ร้อยละ 2
	สำนักงานใหญ่: Mina A1 Fahal, Muscat, The Sultanate of Oman					
	โทรศัพท์: +968 24678111					
	โทรสาร: Telex: 5212, Petro ON Cable: Petro Muscat					

ที่	ชื่อบริษัท	ประเภทธุรกิจ	ชื่อย่อ	จำนวนหุ้นที่จำหน่ายแล้ว		สัดส่วนการถือหุ้น (โดยตรง/อ้อม) ทั้งหมด
18	Oman LNG LLC	โรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว	OLNG	1,209,877	หุ้นสามัญ	POC ร้อยละ 2
	สำนักงานใหญ่: Ghala, P.O. Box 560, C.P.O, P.C. 116 The Sultanate of Oman					
	โทรศัพท์: +968-24609999					
	โทรสาร: +968-24625406					
19	QALHAT LNG SAOC	โรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว	QLNG	1,795,000	หุ้นสามัญ	OLNG ร้อยละ 0.736
	สำนักงานใหญ่: Al Arfan Street. Gala Industrial Area – P.O. Box: 3395, P. C.: 111 99 Street, Airport Heights, Ghala, Baushar. The Sultanate of Oman					
	โทรศัพท์: +968-24625400					
	โทรสาร: +968-24625406					
20	Abu Dhabi Gas Industries Limited	โรงแยกก๊าซธรรมชาติ	AGP	8,000	หุ้นสามัญ	PGC ร้อยละ 2
	สำนักงานใหญ่: P.O. Box 665, Abu Dhabi, UAE					
	โทรศัพท์: +971 2 7070000					
	โทรสาร: +971 2 6023389					

6.3 บุคคลอ้างอิง

1) นายทะเบียนหลักทรัพย์

- 1.1) ชื่อ บริษัท ศูนย์รับฝากหลักทรัพย์ (ประเทศไทย) จำกัด
ที่อยู่ 93 ถนนรัชดาภิเษก แขวงดินแดง เขตดินแดง กรุงเทพฯ 10400 ประเทศไทย
โทรศัพท์ SET Contact Center: +66-2009-9999
เว็บไซต์ <http://www.set.or.th/tsd>

2) นายทะเบียนหุ้นกู้และตัวแทนชำระเงิน

- 2.1) นายทะเบียนหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะค้ำยทุน 5,000 ล้านบาท เสนอขายเดือนมิถุนายน 2555
ชื่อ ธนาคารทหารไทย จำกัด (มหาชน)
ที่ตั้ง ชั้น 5A เลขที่ 3000 ถนนพหลโยธิน แขวงจอมพล เขตจตุจักร
กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย
โทรศัพท์ +66-2299-1824, +66-2299-1825
โทรสาร +66-2242-3270
- 2.2) นายทะเบียนหุ้นกู้และตัวแทนชำระเงินสำหรับหุ้นกู้ 11,400 ล้านบาท เสนอขายเดือนมิถุนายน 2557 และหุ้นกู้ 15,000 ล้านบาท เสนอขายเดือนมิถุนายน 2562
ชื่อ ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน)
ที่ตั้ง ชั้น 14 โซน A เลขที่ 9 ถนนรัชดาภิเษก เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย
โทรศัพท์ +66-2795-4153
โทรสาร +66-2544-7475

3) ผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้

- 3.1) ผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะค้ำยทุน 5,000 ล้านบาท เสนอขายเดือนมิถุนายน 2555
ชื่อ ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน)
ที่ตั้ง ชั้น 14 โซน A เลขที่ 9 ถนนรัชดาภิเษก เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย
โทรศัพท์ +66-2795-4153
โทรสาร +66-2544-7475

4) Trustee

- 4.1) Trustee สำหรับหุ้นกู้ 700 ล้านดอลลาร์ สรอ. เสนอขายเดือนเมษายน 2554 หุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะค้ำยทุน ที่มียอดคงเหลือ 30 ล้านดอลลาร์ สรอ. เสนอขายเดือนกรกฎาคม 2560 และหุ้นกู้ 650 ล้านดอลลาร์ สรอ. เสนอขายเดือนธันวาคม 2562
ชื่อ BNY Mellon Corporate Trust
ที่ตั้ง #04-01 Millenia Tower, 1 Temasek Avenue, Singapore 039192
โทรศัพท์ +65-6432-0351, +65-6432-4036
โทรสาร +65-6883-0338

- 4.2) Trustee สำหรับหุ้นกู้ที่มียอดคงเหลือ 490 ล้านดอลลาร์ สรอ. เสนอขายเดือนมิถุนายน 2555

ชื่อ Citicorp International Limited
ที่ตั้ง 20th Floor, Citi Tower, One Bay East, 83 Hoi Bun Road, Kwun Tong, Hong Kong
โทรศัพท์ +852-2868-7964
โทรสาร +852-2323-0279

5) นายทะเบียนและตัวแทนชำระเงิน

- 5.1) นายทะเบียนและตัวแทนชำระเงินสำหรับตั๋วแลกเงินระยะสั้นแบบสินเชื่อหมุนเวียน (Revolving Credit)
วงเงิน 50,000 ล้านบาท

ชื่อ ธนาคารทหารไทย จำกัด (มหาชน)
ที่ตั้ง ชั้น 5A เลขที่ 3000 ถนนพหลโยธิน แขวงจอมพล เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย
โทรศัพท์ +66-2299-1824, +66-2299-1825
โทรสาร +66-2242-3270

6) Facility Agent

- 6.1) Facility Agent สำหรับหุ้นกู้ 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำสัญญาเมื่อเดือนมิถุนายน 2562

ชื่อ DBS Bank Ltd.
ที่ตั้ง 2 Changi Business Park Crescent, DBS Asia Hub Lobby B #04-06,
Singapore 486029
โทรศัพท์ +65 6682 0041, +65 6878 7650
โทรสาร +65 6324 4427

7) Process Agent สำหรับหุ้นกู้

- 7.1) Process Agent สำหรับหุ้นกู้ 600 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา ทำสัญญาเมื่อเดือนมิถุนายน 2562

ชื่อ Law Debenture Corporate Services Limited
ที่ตั้ง 801 2nd Avenue, Suite 403, New York, NY 10017, USA
โทรศัพท์ +1-212-750-6474
โทรสาร +1-212-883-0630

8) Process Agent สำหรับหุ้นสามัญ

- 8.1) ชื่อ CT Corporation System
ที่ตั้ง 28 Liberty Street New York, New York 10005, USA
โทรศัพท์ +1-212-894-8800
โทรสาร -

9) Cross Currency Swap Counterparties

- 9.1) ชื่อ ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน)
 หน่วยงาน สายงานธุรกิจตลาดเงิน
 ที่ตั้ง ชั้น 12 โซนบี เลขที่ 9 ถนนรัชดาภิเษก แขวงจตุจักร
 เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย
 โทรศัพท์ +66-2544-5741-9
 โทรสาร +66-2937-7968
- 9.2) ชื่อ ธนาคารฮ่องกงและเซี่ยงไฮ้แบงกิงคอร์ปอเรชั่น จำกัด สาขากรุงเทพฯ
 หน่วยงาน กลุ่มธุรกิจบริหารเงินและตลาดทุน
 ที่ตั้ง เลขที่ 968 อาคารเอสเอสบีซี ถนนพระรามที่ 4 แขวงสีลม เขตบางรัก
 กรุงเทพฯ 10500 ประเทศไทย
 โทรศัพท์ +66-2614-4000
 โทรสาร +66-2353-7333

10) FX Contracts Counterparties

- 10.1) ชื่อ ธนาคารกสิกรไทย จำกัด (มหาชน)
 หน่วยงาน สายงานธุรกิจตลาดทุน
 ที่ตั้ง เลขที่ 400/22 ถนนพหลโยธิน แขวงสามเสนใน เขตพญาไท กรุงเทพฯ 10400 ประเทศไทย
 โทรศัพท์ +66-2470-3006
 โทรสาร +66-2271-4486
- 10.2) ชื่อ ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)
 หน่วยงาน สายงานธุรกิจตลาดเงินตลาดทุน
 ที่ตั้ง อาคาร 1 (นานาเหนือ) ชั้น 8 เลขที่ 35 ถนนสุขุมวิท
 แขวงคลองเตยเหนือ เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110 ประเทศไทย
 โทรศัพท์ +66-2208-4644
 โทรสาร +66-2256-8398
- 10.3) ชื่อ ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน)
 หน่วยงาน สายธุรกิจตลาดเงิน
 ที่ตั้ง ชั้น 12 โซนบี เลขที่ 9 ถนนรัชดาภิเษก แขวงจตุจักร
 เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย
 โทรศัพท์ +66-2544-5741-9
 โทรสาร +66-2937-7969

- | | | |
|-------|----------|---|
| 10.4) | ชื่อ | ธนาคารแห่งอเมริกา เนชั่นแนล แอสโซซิเอชัน สาขากรุงเทพฯ |
| | หน่วยงาน | FICC Sales |
| | ที่ตั้ง | 87/2 ออลซีซั่นเพลส อาคารซีอาร์ซี ทาวเวอร์ ชั้น 20
ถนนวิทย์ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2305-2988, +66-2305-2986 |
| | โทรสาร | +66-2685-3224 |
| 10.5) | ชื่อ | ธนาคารซีทีแบงก์ ประเทศไทย |
| | หน่วยงาน | Corporate Sales & Structuring Thailand |
| | ที่ตั้ง | 399 อาคารอินเตอร์เซนจ์ 21 ถนนสุขุมวิท แขวงคลองเตยเหนือ
เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2788-2785 |
| | โทรสาร | +66-2788-4825-8 |
| 10.6) | ชื่อ | ธนาคารซีไอเอ็มบี ไทย จำกัด (มหาชน) |
| | หน่วยงาน | ทีมการตลาดผลิตภัณฑ์การเงิน สายบริหารเงิน |
| | ที่ตั้ง | 44 ถนนหลังสวน แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2670-4623, +66-2670-4658 |
| | โทรสาร | +66-2657-3282-3 |
| 10.7) | ชื่อ | ธนาคารกรุงศรีอยุธยา จำกัด (มหาชน) |
| | หน่วยงาน | Sales & Trading Division Global Markets Group |
| | ที่ตั้ง | 550 ถนนเพลินจิต แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2021-6380-1, +66-2021-6385, +66-2021-6207 |
| | โทรสาร | +66-2296-6908 |
| 10.8) | ชื่อ | ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) |
| | หน่วยงาน | ฝ่ายบริหารเงิน |
| | ที่ตั้ง | สำนักงานใหญ่ 333 ถนนสีลม แขวงสีลม เขตบางรัก กรุงเทพฯ 10500 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2021-1111 |
| | โทรสาร | +66-2636-4633 |
| 10.9) | ชื่อ | ธนาคารทหารไทย จำกัด (มหาชน) |
| | หน่วยงาน | ธุรกิจตลาดเงิน |
| | ที่ตั้ง | 3000 ถนนพหลโยธิน แขวงจอมพล เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2676-8008 |
| | โทรสาร | +66-2292-4690-2 |

- | | | |
|--------|--------------------|---|
| 10.10) | ชื่อ | ธนาคารดอยช์แบงก์ สาขากรุงเทพฯ |
| | หน่วยงาน | Corporate Treasury Sales |
| | ที่ตั้ง | เลขที่ 63 อาคารแอดมินิ ทาวเวอร์ ชั้น 27-29 ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2646-5139 |
| | โทรสาร | +66-2651-5892 |
| 10.11) | ชื่อ | ธนาคารบีเอ็นพี พารีบาส์ |
| | หน่วยงาน | Global Markets, FXLM Sales Corporate |
| | ที่ตั้ง | เลขที่ 990 อาคารอับดุลราฮิม ชั้น 29 ถนนพระรามที่ 4 แขวงสีลม เขตบางรัก กรุงเทพฯ 10500 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2659-8990 |
| | โทรสาร | +66-2636-1929 |
| 10.12) | ชื่อ | ธนาคารยูโอบี จำกัด (มหาชน) |
| | หน่วยงาน | ฝ่ายบริหารเงิน |
| | ที่ตั้ง | เลขที่ 191 ถนนสาทรใต้ แขวงยานนาวา เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2343-4381-4 |
| | โทรสาร | +66-2285-1365 |
| 10.13) | ชื่อ | ธนาคารเจพีเอ็มอร์แกน เชส |
| | หน่วยงาน | ฝ่ายบริหารเงิน |
| | ที่ตั้ง | ชั้น 2 อาคารบูปผจิต ถนนสาทรเหนือ แขวงสีลม เขตบางรัก กรุงเทพฯ 10500 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2684-2247 |
| | โทรสาร | +66-2684-2260 |
| 10.14) | ชื่อ | ธนาคารเอเอ็นแซด (ไทย) จำกัด (มหาชน) |
| | หน่วยงาน | สายงานบริหารเงินและตลาดทุน |
| | ที่ตั้ง | ชั้น 8 ยูนิต 801-806 แอดมินิ ทาวเวอร์ 63 ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2263-9722 |
| | โทรสาร | +66-2263-9700 |
| 11) | <u>ผู้สอบบัญชี</u> | |
| 11.1) | ชื่อ | สำนักงานการตรวจเงินแผ่นดิน |
| | ที่ตั้ง | ซอยอารีย์สัมพันธ์ ถนนพระรามที่ 6 เขตปทุมธานี กรุงเทพฯ 10400 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2271-8025 |
| | โทรสาร | +66-2618-5800 |

12) ที่ปรึกษากฎหมาย

- | | | |
|-------|-----------------|--|
| 12.1) | ชื่อ
ที่ตั้ง | บริษัท ลิงค์เลเทอร์ส (ประเทศไทย) จำกัด
ชั้น 20 แคปปิตอล ทาวเวอร์ ออล ซีซั่นสเพลส
87/1 ถนนวิทยุ กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2305-8000 |
| | โทรสาร | +66-2305-8010 |
| 12.2) | ชื่อ
ที่ตั้ง | บริษัท วีระวงศ์, ชินวัฒน์ และพาร์ทเนอร์ส จำกัด
ชั้น 22 เมอร์คิวรี่ ทาวเวอร์
540 ถนนเพลินจิต แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2264-8000 |
| | โทรสาร | +66-2657-2222 |
| 12.3) | ชื่อ
ที่ตั้ง | บริษัท สำนักกฎหมายสากล สยามพีริเมียร์ จำกัด
ชั้น 26 ดี ออฟฟิศเสส แอท เซ็นทรัลเวิลด์
999/9 ถนนพระรามที่ 1 แขวงปทุมวัน เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2646-1888 |
| | โทรสาร | +66-2646-1919 |
| 12.4) | ชื่อ
ที่ตั้ง | บริษัท อัลเลน แอนด์ โอเวอร์รี (ประเทศไทย) จำกัด
ชั้น 23 อาคารสินธร 3
130 - 132 ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2263-7600 |
| | โทรสาร | +66-2653-7699 |
| 12.5) | ชื่อ
ที่ตั้ง | บริษัท เฮอริเบิร์ต สมิธ ฟรีฮิลส์ (ประเทศไทย) จำกัด
1403 อาคารอับดุลราฮิมเพลส
990 ถนนพระรามที่ 4 แขวงสีลม เขตบางรัก กรุงเทพฯ 10500 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2657-3888 |
| | โทรสาร | +66-2636-0657 |
| 12.6) | ชื่อ
ที่ตั้ง | Baker & McKenzie Abogados, S.C.
Edificio Virreyes, Pedregal 24, Piso 12,
Lomas Virreyes / Col. Molino del Rey
México City, 11040 Mexico |
| | โทรศัพท์ | +52-55-5279-2900 |
| | โทรสาร | +52-55-5279-2999 |

- | | | |
|--------|---|--|
| 12.7) | ชื่อ | Clifford Chance |
| | ที่ตั้ง | 27 th Floor, Jardine House, One Connaught Place,
Hong Kong, Hong Kong (SAR) |
| | โทรศัพท์ | +852-2825-8888 |
| | โทรสาร | +852-2825-8800 |
| 12.8) | ชื่อ | Jones Day |
| | ที่ตั้ง | 138 Market Street, Level 28 Capita Green, Singapore 048946 |
| | โทรศัพท์ | +65-6538-3939 |
| | โทรสาร | +65-6538-3939 |
| 12.9) | ชื่อ | King & Spalding (Singapore) LLP |
| | ที่ตั้ง | 1 Raffles Quay, #31-01 North Tower, Singapore 048583 |
| | โทรศัพท์ | +65-6303-6000 |
| | โทรสาร | +65-6303-6000 |
| 12.10) | ชื่อ | Shearman & Sterling LLP |
| | ที่ตั้ง | 6 Battery Road #25-03, Singapore 049909 |
| | โทรศัพท์ | +65-6230-3800 |
| | โทรสาร | +65-6230-3899 |
| 12.11) | ชื่อ | Slaughter and May |
| | ที่ตั้ง | One Bunhill Row, London EC1Y8YY, UK |
| | โทรศัพท์ | +4420-7600-1200 |
| | โทรสาร | +4420-7090-5000 |
| 12.12) | ชื่อ | Trowers & Hamblins LLP |
| | ที่ตั้ง | Office 902, Floor 9, Tower C1, Al Bateen Towers,
King Abdullah Bin Abdulaziz Al Saud St,
P.O. Box 37021, Abu Dhabi, United Arab Emirates |
| | โทรศัพท์ | +971-2410-7600 |
| | โทรสาร | +971-2410-7601 |
| 13) | <u>ที่ปรึกษาคณะกรรมการบริษัท</u> | |
| 13.1) | ชื่อ | นายทองจักร หงส์ดามรงค์ |
| | ที่อยู่ | เลขที่ 8 ห้อง 8/48 ประสานมิตรคอนโดมิเนียม สุขุมวิท 23 แขวงคลองเตยเหนือ
เขตวัฒนา กรุงเทพฯ 10110 ประเทศไทย |
| | โทรศัพท์ | +66-2258-4363 |
| | โทรสาร | +66-2258-4363 |

6.4 ข้อมูลสำคัญอื่น

- ไม่มี -