

เอกสารแนบ: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)

(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 มีรายละเอียดดังตารางแนบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินในรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ปริมาณสำรองที่ตรงตามมาตรฐาน ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้ จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

นอกจากนี้เพื่อให้การประมาณและการรายงานปริมาณสำรองปิโตรเลียมของบริษัทเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีการสอบทานและกำกับดูแลที่ดี ปตท. สผ. ยังมีคณะกรรมการปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Committee) ซึ่งมีหน้าที่และความรับผิดชอบดังนี้

- พิจารณากลับกรองให้ความเห็นชอบต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมประจำปี (Annual Reserves)
- พิจารณากลับกรองและอนุมัติการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมอย่างมีนัยยะ (Major Changes of Reserves) และปริมาณสำรองปิโตรเลียมสำหรับโครงการใหม่ที่เข้าซื้อและควบรวมกิจการ (Reserves for Newly-Acquired Project)
- ตรวจสอบขั้นตอนการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมและการรายงานข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้เป็นไปตามกฎระเบียบ และกฎหมายที่เกี่ยวข้องตามมาตรฐานของบริษัทฯ และมาตรฐานสากล
- พิจารณาอนุมัติแผนการดำเนินการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Annual Reserves Audit Plan) และแต่งตั้งผู้ตรวจประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Auditor) และอนุมัติรายงานการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Audit Report) เพื่อให้เป็นไปตามแนวปฏิบัติและเกิดการพัฒนาระบบการอย่างต่อเนื่อง

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.⁽¹⁾ คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท⁽²⁾ 365 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 6,523 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือ 1,077 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมทั้งหมดเป็น 1,442 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.⁽¹⁾ ในปี 2565 คิดเป็น 214 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท⁽²⁾ 56 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 977 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (158 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็นอัตราการผลิตประมาณ 585,244 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วประมาณ 90,367 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 18 โดยมีสาเหตุหลักจากโครงการ G1/61 โครงการ G2/61 และโครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคช เริ่มมีการผลิตในเดือนเมษายน และกรกฎาคม 2565 ตามลำดับ รวมทั้งกลุ่ม ปตท.สผ. ลงนามเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการ G1/61 และได้รับสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการยาดานาเพิ่มขึ้น จากเดิม 25.5% เป็น 37.0842% เนื่องจาก TotalEnergies ถอนการลงทุน โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 20 กรกฎาคม 2565

⁽¹⁾ รวมโครงการรวมทุนอพิโก

⁽²⁾ รวมถึงก๊าซไฮโดรคาร์บอน (NGL)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว⁽¹⁾

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท ⁽²⁾			ก๊าซธรรมชาติ			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ		
	(ล้านบาร์เรล)			(พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			(ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัทและบริษัทย่อย									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	112	183	295	2,580	2,171	4,751	533	540	1,073
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	7	4	11	51	(25)	26	15	2	17
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	2	-	2	2	-	2	3	-	3
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	20	8	28	781	48	829	147	15	162
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	69	69	-	1,117	1,117	-	264	264
5) การผลิต	(26)	(22)	(48)	(470)	(342)	(812)	(103)	(76)	(179)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	115	242	357	2,944	2,969	5,913	595	745	1,340
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัทและบริษัทย่อย									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	115	242	357	2,944	2,969	5,913	595	745	1,340
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	13	6	19	173	208	381	41	33	74
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	1	0	1	1	-	1	1	0	1
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	32	9	41	859	171	1,030	174	37	211
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	3	(0)	3	80	35	115	16	4	20
5) การผลิต	(31)	(25)	(56)	(566)	(402)	(968)	(123)	(89)	(212)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	133	232	365	3,491	2,981	6,472	704	730	1,434

⁽¹⁾ ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

⁽²⁾ รวมถึงก๊าซไฮโดรคาร์บอน (NGL)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว⁽¹⁾

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท ⁽²⁾			ก๊าซธรรมชาติ			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ		
	(ล้านบาร์เรล)			(พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			(ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุน ในการรวมค่า ⁽³⁾									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	0	-	0	9	-	9	1	-	1
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	(0)	-	(0)	(3)	-	(3)	(0)	-	(0)
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	0	-	0	63	-	63	11	-	11
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(9)	-	(9)	(2)	-	(2)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	0	-	0	60	-	60	10	-	10
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุน ในการรวมค่า ⁽³⁾									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	0	-	0	60	-	60	10	-	10
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	-	-	-	-	-	-	0	-	0
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(9)	-	(9)	(2)	-	(2)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	0	-	0	51	-	51	8	-	8
รวมปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	133	232	365	3,542	2,981	6,523	712	730	1,442
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565									

⁽¹⁾ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

⁽²⁾ รวมถึงก๊าซไฮโดรคาร์บอนเหลว (NGL)

⁽³⁾ สัดส่วนของปริมาณสำรองจากโครงการรวมทุนอปิโก

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม สินทรัพย์สิทธิการใช้ รวมถึงประมาณการค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง ใช้จ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2565	2564
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	37,248	36,055
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	4,312	4,446
สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	41,560	40,501
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	(25,779)	(25,588)
สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	15,781	14,913

(ค) รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจากการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายจ่ายที่เกิดขึ้นในระหว่างปีจากการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม หมายถึง รายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิในการสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียมของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายจ่ายเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายจ่ายเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายจ่ายในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่าง ๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายจ่ายเพื่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2565			2564		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	5	-	5	19	2,300	2,319
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	12	12	-	3	3
รายจ่ายเพื่อการสำรวจ	13	107	120	44	157	201
รายจ่ายเพื่อการพัฒนา	1,374	718	2,092	799	832	1,631
รวม	1,392	837	2,229	862	3,292	4,154

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2565 และ 2564 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ รวมถึงต้นทุนของโครงการที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการคร่าว์ของอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม และรายได้อื่น ๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2565			2564		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
รายได้ :						
รายได้จากการขาย – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	5,369	2,031	7,400	4,074	1,029	5,103
รายได้จากการขาย – บริษัทอื่น	283	2,021	2,304	231	1,677	1,908
รายได้จากการขายรวม	5,652	4,052	9,704	4,305	2,706	7,011
ค่าใช้จ่าย :						
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	674	788	1,462	454	623	1,077
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	4	68	72	0	226	226
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	63	257	320	43	96	139
ค่าภาคหลวง	596	92	688	501	29	530
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,399	920	2,319	1,339	825	2,164
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	(56)	209	153	3	(222)	(219)
ค่าใช้จ่ายรวม	2,680	2,334	5,014	2,340	1,577	3,917
ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้	2,972	1,718	4,690	1,965	1,129	3,094
ภาษีเงินได้	1,064	1,056	2,120	691	630	1,321
ผลการดำเนินงานสุทธิ	1,908	662	2,570	1,274	499	1,773

(จ) รายงานมูลค่าปัจจุบันตามมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

ตามมาตรฐานการวัดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว จะคำนวณโดยใช้ราคาเฉลี่ย 12 เดือน* (คำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของราคาเฉพาะที่มีกำหนดไว้ในสัญญาเท่านั้น) คูณด้วยประมาณการปริมาณการผลิตในอนาคตของปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วที่เหลืออยู่ ณ สิ้นปี หักด้วยประมาณการค่าใช้จ่ายในอนาคตที่จะเกิดขึ้นในการพัฒนาและผลิตปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ซึ่งคิดจากต้นทุนค่าใช้จ่ายตามข้อมูล ณ สิ้นปี โดยไม่คำนึงถึงสภาวะแวดล้อมอื่น ๆ ที่อาจจะเปลี่ยนไปในอนาคต

ภาษีเงินได้ในอนาคตคำนวณโดยใช้อัตราภาษีตามกฎหมายที่มีอยู่ ณ สิ้นปี และหักหรือปรับปรุงส่วนลดต่าง ๆ ตามที่เป็นจริง

กระแสเงินสดสุทธิคำนวณจากมูลค่าของกระแสเงินสดสุทธิในแต่ละปีเป็นมูลค่าปัจจุบันด้วยอัตรา 10% ต่อปี เพื่อสะท้อนถึงมูลค่าตามเวลาของกระแสเงินสดนั้น

มูลค่าปัจจุบันของประมาณการกระแสเงินสดตามที่แสดงไว้ข้างล่างนี้ มิได้มุ่งหมายให้เป็นการแสดงประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดของสินทรัพย์ปิโตรเลียม การประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดควรต้องคำนึงถึงปัจจัยหลายประการได้แก่ ปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ซึ่งอาจเปลี่ยนเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้ในอนาคต ประมาณการราคาของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในอนาคต อัตราดอกเบี้ย การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการพัฒนาและผลิต และความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการผลิตในอนาคต รวมทั้งข้อควรคำนึงอื่น ๆ อีกมาก ดังนั้นมูลค่าที่เหมาะสมจึงขึ้นอยู่กับพิจารณา และ/หรือ การตัดสินใจของผู้วิเคราะห์เป็นหลัก

* ราคาเฉลี่ย 12 เดือน คำนวณจากการเฉลี่ยแบบไม่ถ่วงน้ำหนัก โดยใช้ราคาของวันแรกในแต่ละเดือน

มูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	ในประเทศ		ต่างประเทศ		รวม	
	2565	2564	2565	2564	2565	2564
รายรับ	20,444	15,555	31,528	23,197	51,972	38,752
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(6,713)	(5,872)	(5,929)	(5,797)	(12,642)	(11,669)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(6,530)	(4,758)	(3,741)	(3,603)	(10,271)	(8,361)
ภาษีเงินได้	(1,128)	(1,261)	(6,660)	(3,456)	(7,788)	(4,717)
กระแสเงินสดสุทธิ	6,073	3,664	15,198	10,341	21,271	14,005
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(1,683)	(678)	(7,585)	(5,243)	(9,268)	(5,921)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	4,390	2,986	7,613	5,098	12,003	8,084
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจากการ ลงทุนในการร่วมค้า ⁽¹⁾	211	145	-	-	211	145
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	4,601	3,131	7,613	5,098	12,214	8,229

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2565	2564
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	8,084	5,158
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(7,334)	(4,624)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	2,920	1,842
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	12,466	5,794
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(1,455)	(343)
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และ ปรับปรุงวิธีการผลิต	2,132	1,334
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	1,354	233
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	253	3,795
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	(3,347)	(3,105)
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	(3,070)	(2,000)
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	12,003	8,084
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี จากการลงทุนในการร่วมค้า ⁽¹⁾	211	145
รวมมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี	12,214	8,229

⁽¹⁾ การลงทุนในการร่วมค้าจากโครงการร่วมทุนอพิโก

(จ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุม⁽¹⁾ ผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ	ก๊าซธรรมชาติ
ประเทศไทย	1,707	2,552
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	125	218
อื่น ๆ	9,595	133
รวม	11,427	2,903

นิยามหลุมผลิต:

- หลุมผลิต คือ หลุมที่ดำเนินการผลิตอยู่รวมถึงหลุมที่หยุดผลิตชั่วคราว แต่ไม่รวมหลุมกำจัดน้ำทิ้ง (water disposal) หรือหลุมที่หยุดผลิตถาวร (plugged and abandoned)
- หลุมผลิตน้ำมันดิบ คือ หลุมที่ผลิตน้ำมันดิบเป็นสัดส่วนหลัก โดยอาจมีการผลิตก๊าซธรรมชาติร่วมด้วย
- หลุมผลิตก๊าซธรรมชาติ คือ หลุมที่ผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นสัดส่วนหลัก โดยอาจมีการผลิตน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติเหลวร่วมด้วย

หลุมน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 มีดังต่อไปนี้

	จำนวนหลุม ⁽¹⁾
<u>สำรวจและประเมินผล</u>	
ประเทศไทย	-
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1
อื่น ๆ	-
รวม	1
<u>พัฒนาปิโตรเลียม</u>	
ประเทศไทย	56
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	3
อื่น ๆ	4
รวม	63

⁽¹⁾ จำนวนหลุมผลิตทั้งหมดรายงานเป็น 100% (Gross) มิใช่เพียงตามสัดส่วนการร่วมทุนของ ปตท.สผ.

จำนวนหลุม⁽¹⁾ น้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งขุดเจาะแล้ว ในปี 2565

	พบปิโตรเลียม	หลุมแห้ง
<u>สำรวจและประเมินผล</u>		
ประเทศไทย	2	2
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1	1
อื่น ๆ	2	-
รวม	5	3
<u>พัฒนาปิโตรเลียม</u>		
ประเทศไทย	340	9
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	17	1
อื่น ๆ	35	-
รวม	392	10

⁽¹⁾ จำนวนหลุมผลิตทั้งหมดรายงานเป็น 100% (Gross) มิใช่เพียงตามสัดส่วนการร่วมทุนของ ปตท.สผ.

ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2565 และ 2564 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี 2565	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	2,469,448	2,388,305	2,382,536	2,030,275
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	44,825	43,021	32,719	30,358
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	44,568	-	-	-
กำไรจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	-	152,519	8,724	-
รายได้ดอกเบี้ย	22,778	11,402	5,587	4,264
รายได้อื่น ๆ	115,607	21,835	39,519	18,173
รวมรายได้	2,697,226	2,617,082	2,469,085	2,083,070
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	321,407	300,286	291,598	196,719
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	7,511	41,497	16,553	6,122
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	292,910	80,444	112,400	92,609
ค่าภาคหลวง	174,009	170,824	178,681	164,209
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	649,934	631,112	565,330	516,759
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	86,591	44,217	4,824
ขาดทุนจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	100,117	-	-	245,612
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม	205,084	94,996	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	55,586	62,335	63,694	51,968
รวมค่าใช้จ่าย	1,806,558	1,468,085	1,272,473	1,278,822
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	13,510	(17,485)	12,964	10,567
กำไรก่อนภาษีเงินได้	904,178	1,131,512	1,209,576	814,815
ภาษีเงินได้	(486,965)	(467,916)	(609,835)	(496,785)
กำไรสำหรับงวด	417,213	663,596	599,741	318,030
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.11	0.17	0.15	0.08

	ปี 2564	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา					
รายได้					
รายได้จากการขาย		1,867,008	1,743,639	1,728,895	1,391,318
รายได้จากการบริการต่อขนส่งก๊าซ		26,248	26,686	19,804	20,409
รายได้อื่น					
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ		4,946	-	-	-
กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรม		(8,097)	-	-	349,971
รายได้ดอกเบี้ย		3,428	3,465	4,726	5,131
รายได้อื่น ๆ		95,068	10,459	14,392	11,675
รวมรายได้		1,988,601	1,784,249	1,767,817	1,778,504
ค่าใช้จ่าย					
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน		275,037	219,801	192,455	174,202
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม		19,698	50,285	7,464	148,805
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร		125,534	71,625	82,935	74,945
ค่าภาคหลวง		142,654	131,997	137,964	117,600
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย		419,870	605,821	629,714	546,659
ค่าใช้จ่ายอื่น					
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ		-	36,323	1,753	4,462
ขาดทุนจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน		6,529	5,052	124,350	98,359
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม		183,000	-	-	-
ต้นทุนทางการเงิน		50,826	52,008	51,372	48,020
รวมค่าใช้จ่าย		1,223,148	1,172,912	1,228,007	1,213,052
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		3,305	6,895	2,795	2,179
กำไรก่อนภาษีเงินได้		768,758	618,232	542,605	567,631
ภาษีเงินได้		(447,941)	(326,179)	(320,957)	(191,611)
กำไรสำหรับงวด		320,817	292,053	221,648	376,020
กำไรต่อหุ้น					
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน		0.08	0.07	0.06	0.09

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2565	2564
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	468,130	416,141
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)	94.89	66.70
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐต่อล้านบีทียู)	6.27	5.69
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	53.39	43.49
Lifting Cost (ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.42	4.13