

เอกสารแนบ: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)

(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 มีรายละเอียดดังตารางแนบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินทุกรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ ปริมาณสำรองที่ตรงตามมาตรฐาน ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่ง ของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

นอกจากนี้เพื่อให้การประมาณและการรายงานปริมาณสำรองปิโตรเลียมของบริษัทเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีการสอบทานและ กำกับดูแลที่ดี ปตท. สผ. ยังมีคณะกรรมการปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Committee) ซึ่งมีหน้าที่และความรับผิดชอบดังนี้

- พิจารณากลับกรองให้ความเห็นชอบต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมประจำปี (Annual Reserves)
- พิจารณากลับกรองและอนุมัติการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมอย่างมีนัยยะ (Major Changes of Reserves) และปริมาณสำรองปิโตรเลียมสำหรับโครงการใหม่ที่เข้าซื้อและควบรวมกิจการ (Reserves for Newly-Acquired Project)
- ตรวจสอบขั้นตอนการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมและการรายงานข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้เป็นไปตาม กฎระเบียบ และกฎหมายที่เกี่ยวข้องตามมาตรฐานของบริษัทฯ และมาตรฐานสากล
- พิจารณาอนุมัติแผนการดำเนินการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Annual Reserves Audit Plan) และแต่งตั้งผู้ตรวจประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Auditor) และอนุมัติรายงานการตรวจประเมินประจำปี ด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Audit Report) เพื่อให้เป็นไปตามแนวปฏิบัติ และเกิดการพัฒนากระบวนการ อย่างต่อเนื่อง

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.⁽¹⁾ คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและ คอนเดนเสท⁽²⁾ 353 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 6,620 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือ 1,083 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมทั้งหมด เป็น 1,436 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.⁽¹⁾ ในปี 2566 คิดเป็น 233 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็น น้ำมันดิบและคอนเดนเสท⁽²⁾ 60 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 1,073 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (173 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็น อัตราการผลิตประมาณ 638,319 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วประมาณ 53,075 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 9 โดยมีสาเหตุหลักจากโครงการ G1/61 มีการเพิ่มปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็น 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 28 มิถุนายน 2566 และแปลง 16 และ แปลง 17 ของแหล่งบงกชสิ้นสุดสัมปทานเมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2566 และเริ่มสัญญาแบ่งปันผลผลิต ของพื้นที่ในส่วนที่เหลือของแปลง G2/61 โดยมีผลบังคับใช้เมื่อวันที่ 8 มีนาคม 2566

⁽¹⁾ รวมโครงการร่วมทุนอฟิโก

⁽²⁾ รวมถึงก๊าซไฮโดรคาร์บอน (NGL)

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

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท ⁽²⁾			ก๊าซธรรมชาติ			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ		
	(ล้านบาร์เรล)			(พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			(ล้านบาร์เรล)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
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
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัทและบริษัทย่อย									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	133	232	365	3,491	2,981	6,472	704	730	1,434
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	32	1	33	617	(1)	616	123	1	124
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	3	0	3	2	-	2	3	0	3
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	10	3	13	273	278	551	55	46	101
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	(1)	(1)	-	-	-	-	(1)	(1)
5) การผลิต	(35)	(25)	(60)	(686)	(379)	(1,065)	(146)	(86)	(232)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566	143	210	353	3,697	2,879	6,576	739	690	1,429

⁽¹⁾ ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

⁽²⁾ รวมถึงก๊าซไฮโดรคาร์บอน (NGL)

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

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท ⁽²⁾			ก๊าซธรรมชาติ			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ		
	(ล้านบาร์เรล)			(พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			(ล้านบาร์เรล)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุนในการร่วมค้า ⁽³⁾									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	0	-	0	60	-	60	10	-	10
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	-	-	-	-	-	-	0	-	0
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(9)	-	(9)	(2)	-	(2)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	0	-	0	51	-	51	8	-	8
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุนในการร่วมค้า ⁽³⁾									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	0	-	0	51	-	51	8	-	8
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	(0)	-	(0)	1	-	1	0	-	0
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(8)	-	(8)	(1)	-	(1)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566	0	-	0	44	-	44	7	-	7
รวมปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566	143	210	353	3,741	2,879	6,620	746	690	1,436

⁽¹⁾ ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

⁽²⁾ รวมถึงก๊าซสินธรรมชาติ (NGL)

⁽³⁾ สัดส่วนของปริมาณสำรองจากโครงการร่วมทุนอปิโก

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม สินทรัพย์สิทธิการใช้ รวมถึงประมาณการค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายการจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2566	2565
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	36,238	37,248
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	2,756	4,312
สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	38,994	41,560
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	(22,676)	(25,779)
สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	16,318	15,781

(ค) รายงานรายการจ่ายที่เกิดขึ้นจากการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายการจ่ายที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายการที่เกิดขึ้นในระหว่างปีจากการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม การสำรวจ และการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม หมายถึง รายการจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิในการสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียมของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายการเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายการเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายการเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายการเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายการในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่าง ๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายการเพื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2566			2565		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	8	-	8	5	-	5
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	6	-	6	-	12	12
รายจ่ายเพื่อการสำรวจ	59	150	209	13	107	120
รายจ่ายเพื่อการพัฒนา	1,694	605	2,299	1,374	718	2,092
รวม	1,767	755	2,522	1,392	837	2,229

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2566 และ 2565 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ รวมถึงต้นทุนของโครงการที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการรั่วถอนอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม กำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุน และรายได้อื่น ๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2566			2565		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
รายได้ :						
รายได้จากการขาย – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	4,890	1,869	6,759	5,369	2,031	7,400
รายได้จากการขาย – บริษัทอื่น	302	1,866	2,168	283	2,021	2,304
รายได้จากการขายรวม	5,192	3,735	8,927	5,652	4,052	9,704
ค่าใช้จ่าย :						
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	802	757	1,559	674	788	1,462
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	5	89	94	4	68	72
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	71	94	165	63	257	320
ค่าภาคหลวง	397	53	450	596	92	688
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่าย	1,412	873	2,285	1,399	920	2,319
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	(97)	3	(94)	(56)	209	153
ค่าใช้จ่ายรวม	2,590	1,869	4,459	2,680	2,334	5,014
ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้	2,602	1,866	4,468	2,972	1,718	4,690
ภาษีเงินได้	866	945	1,811	1,064	1,056	2,120
ผลการดำเนินงานสุทธิ	1,736	921	2,657	1,908	662	2,570

(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 ประมาณการราคาน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในอนาคต อัตราดอกเบี้ย การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการพัฒนาและผลิต และความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการผลิตในอนาคต รวมทั้งข้อควรคำนึงอื่น ๆ อีกมาก ดังนั้นมูลค่าที่เหมาะสมจึงขึ้นอยู่กับการศึกษา และ/หรือ การตัดสินใจของผู้วิเคราะห์เป็นหลัก

* ราคาเฉลี่ย 12 เดือน คำนวณจากการเฉลี่ยแบบไม่ถ่วงน้ำหนัก โดยใช้ราคาของวันแรกในแต่ละเดือน

มูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	ในประเทศ		ต่างประเทศ		รวม	
	2566	2565	2566	2565	2566	2565
รายรับ	19,515	20,444	27,091	31,528	46,606	51,972
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(7,012)	(6,713)	(6,128)	(5,929)	(13,140)	(12,642)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(6,165)	(6,530)	(4,588)	(3,741)	(10,753)	(10,271)
ภาษีเงินได้	(852)	(1,128)	(4,579)	(6,660)	(5,431)	(7,788)
กระแสเงินสดสุทธิ	5,486	6,073	11,796	15,198	17,282	21,271
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(1,321)	(1,683)	(6,070)	(7,585)	(7,391)	(9,268)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	4,165	4,390	5,726	7,613	9,891	12,003
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจากการลงทุนในการร่วมค้า ⁽¹⁾	173	211	-	-	173	211
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	4,338	4,601	5,726	7,613	10,064	12,214

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2566	2565
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	12,003	8,084
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(7,087)	(7,334)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	2,541	2,920
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	(4,497)	12,466
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(208)	(1,455)
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	1,661	2,132
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	1,243	1,354
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	0	253
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	1,878	(3,347)
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	2,357	(3,070)
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	9,891	12,003
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี จากการลงทุนในการร่วมค้า ⁽¹⁾	173	211
รวมมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี	10,064	12,214

⁽¹⁾ การลงทุนในการร่วมค้าจากโครงการร่วมทุนอพิโก

(จ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุม⁽¹⁾ ผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ	ก๊าซธรรมชาติ
ประเทศไทย	1,663	2,565
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	152	263
อื่น ๆ	15,182	148
รวม	16,997	2,976

นิยามหลุมผลิต:

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

หลุมน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 มีดังต่อไปนี้

	จำนวนหลุม ⁽¹⁾
<u>สำรวจและประเมินผล</u>	
ประเทศไทย	1
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1
อื่น ๆ	1
รวม	3
<u>พัฒนาปิโตรเลียม</u>	
ประเทศไทย	39
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	8
อื่น ๆ	2
รวม	49

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

จำนวนหลุม⁽¹⁾ น้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งขุดเจาะแล้ว ในปี 2566

	พบปิโตรเลียม	หลุมแห้ง
<u>สำรวจและประเมินผล</u>		
ประเทศไทย	9	1
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	8	-
อื่น ๆ	1	-
รวม	18	1
	พร้อมผลิต	หลุมแห้ง
<u>พัฒนาปิโตรเลียม</u>		
ประเทศไทย	583	4
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	36	-
อื่น ๆ	28	-
รวม	647	4

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

ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2566 และ 2565 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

		หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา			
	ปี 2566	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้					
รายได้จากการขาย		2,201,548	2,192,607	1,923,876	2,193,048
รายได้จากการบริการซ่อมขนส่งก๊าซ		29,490	30,801	33,595	34,181
รายได้อื่น		-	-	-	-
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ		25,270	-	8,798	18,966
กำไรจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน		-	-	28,538	-
กำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุน		73,239	-	-	-
รายได้ดอกเบี้ย		43,247	36,906	37,334	34,787
รายได้อื่น ๆ		38,242	31,442	41,488	33,373
รวมรายได้		2,411,036	2,291,756	2,073,629	2,314,355
ค่าใช้จ่าย					
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน		280,302	337,237	247,249	360,053
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม		62,151	15,426	5,625	10,842
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร		167,774	113,153	105,718	100,293
ค่าภาคหลวง		109,240	106,837	93,562	140,516
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย		653,927	629,444	559,716	491,624
ค่าใช้จ่ายอื่น		-	-	-	-
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ		-	4,905	-	-
ขาดทุนจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน		22,457	19,904	-	41,765
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม		120,000	-	-	-
ต้นทุนทางการเงิน		66,244	75,458	75,596	77,159
รวมค่าใช้จ่าย		1,482,095	1,302,364	1,087,466	1,222,252
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		11,417	9,096	9,623	12,420
กำไรก่อนภาษีเงินได้		940,358	998,488	995,786	1,104,523
ภาษีเงินได้		(426,247)	(484,442)	(385,423)	(535,276)
กำไรสำหรับงวด		514,111	514,046	610,363	569,247
การแบ่งปันกำไร (ขาดทุน)					
ส่วนของผู้เป็นเจ้าของของบริษัทใหญ่		514,016	514,102	610,461	569,247
ส่วนของผู้มีส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม		95	(56)	(98)	-
		514,111	514,046	610,363	569,247
		หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา			
		ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
กำไรต่อหุ้น					
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน		0.13	0.13	0.14	0.14

		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
รายได้อื่นๆ		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
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปีโตรเลียม		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
		หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา			
		ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
กำไรต่อหุ้น					
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน		0.11	0.17	0.15	0.08

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2566	2565
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	462,007	468,130
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล)	79.09	94.89
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อล้านบีทียู)	6.00	6.27
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	48.21	53.39
Lifting Cost (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.69	4.42