

เอกสารแนบ: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)

(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 มีรายละเอียดดังตารางที่แนบ 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
- พิจารณานโยบายแผนการดำเนินการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Annual Reserves Audit Plan) และแต่งตั้งผู้ตรวจประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Auditor) และอนุมัติรายงานการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Audit Report) เพื่อให้เป็นไปตามแนวปฏิบัติและเกิดการพัฒนาระบบการอย่างต่อเนื่อง

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.¹ คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท² 357 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 5,973 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (993 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) รวมทั้งหมดเป็น 1,350 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.¹ ในปี 2564 คิดเป็น 181 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท² 48 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 821 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (133 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็นอัตราการผลิตประมาณ 494,877 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วประมาณ 72,599 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 17 โดยมีสาเหตุหลักมาจากการผลิตจากโครงการ Oman Block 61 ที่ ปตท.สผ. เข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้น 20% และแหล่ง Rotan และ Buluh ซึ่งอยู่นอกชายฝั่งรัฐซาบะห์ของโครงการมาเลเซียที่เริ่มทำการผลิตก๊าซธรรมชาติครั้งแรกในราวต้นปี 2564

¹ รวมโครงการร่วมทุนอพิโก

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
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัท และบริษัทย่อย									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562	123	187	310	2,704	2,377	5,081	564	574	1,138
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	9	4	13	145	23	168	33	9	42
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	1	6	7	1	0	1	1	6	7
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	6	6	12	165	2	167	33	6	39
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(27)	(20)	(47)	(435)	(231)	(666)	(98)	(55)	(153)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	112	183	295	2,580	2,171	4,751	533	540	1,073
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัท และบริษัทย่อย									
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) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	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

⁽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 ในการร่วมค้า ⁽³⁾									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562	0	-	0	16	-	16	2	-	2
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	-	-	-	-	-	-	0	-	0
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	0	-	0	2	-	2	1	-	1
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(9)	-	(9)	(2)	-	(2)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	0	-	0	9	-	9	1	-	1
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุน ในการร่วมค้า ⁽³⁾									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	0	-	0	9	-	9	1	-	1
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	-	-	-	(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
รวมปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	115	242	357	3,004	2,969	5,973	605	745	1,350

⁽¹⁾ ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

⁽²⁾ รวมถึงก๊าซไฮโดรคาร์บอน (NGL)

⁽³⁾ สัดส่วนของปริมาณสำรองจากโครงการร่วมทุนอปิโก

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม สินทรัพย์สิทธิการใช้ รวมถึงประมาณการค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2564	2563
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	36,055	32,435
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	<u>4,446</u>	<u>4,694</u>
สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	40,501	37,129
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	(25,588)	(23,996)
สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	<u>14,913</u>	<u>13,133</u>

(ค) รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายจ่ายที่เกิดขึ้นในระหว่างปีเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน หมายถึง รายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิสัมปทานของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายจ่ายเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายจ่ายเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายจ่ายในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่าง ๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายจ่ายเพื่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2564			2563		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	19	2,300	2,319	8	-	8
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	3	3	-	1	1
รายจ่ายเพื่อการสำรวจ	44	157	201	21	133	154
รายจ่ายเพื่อการพัฒนา	<u>799</u>	<u>832</u>	<u>1,631</u>	<u>669</u>	<u>510</u>	<u>1,179</u>
รวม	<u>862</u>	<u>3,292</u>	<u>4,154</u>	<u>698</u>	<u>644</u>	<u>1,342</u>

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2564 และ 2563 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยา และธรณีฟิสิกส์ และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ รวมถึงต้นทุนของโครงการที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการคร่าว์ของอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม และรายได้อื่น ๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2564			2563		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
รายได้ :						
รายได้จากการขาย – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	4,074	1,029	5,103	3,290	864	4,154
รายได้จากการขาย – บริษัทอื่น	231	1,677	1,908	251	961	1,212
รายได้จากการขายรวม	4,305	2,706	7,011	3,541	1,825	5,366
ค่าใช้จ่าย :						
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	454	623	1,077	461	583	1,044
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	0	226	226	5	99	104
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	43	96	139	32	99	131
ค่าภาคหลวง	501	29	530	408	2	410
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,339	825	2,164	1,392	659	2,051
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	3	(222)	(219)	(33)	89	56
ค่าใช้จ่ายรวม	2,340	1,577	3,917	2,265	1,531	3,796
ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้	1,965	1,129	3,094	1,276	294	1,570
ภาษีเงินได้	691	630	1,321	385	198	583
ผลการดำเนินงานสุทธิ	1,274	499	1,773	891	96	987

(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 ดังนั้นมูลค่าที่เหมาะสมจึงขึ้นอยู่กับการศึกษา และ/หรือ การตัดสินใจของผู้วิเคราะห์เป็นหลัก

* ราคาเฉลี่ย 12 เดือน คำนวณจากการเฉลี่ยแบบไม่ถ่วงน้ำหนัก โดยใช้ราคาของวันแรกในแต่ละเดือน

มูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	ในประเทศ		ต่างประเทศ		รวม	
	2564	2563	2564	2563	2564	2563
รายรับ	15,555	14,293	23,197	13,375	38,752	27,668
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(5,872)	(2,578)	(5,797)	(3,932)	(11,669)	(6,510)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(4,758)	(7,124)	(3,603)	(3,343)	(8,361)	(10,467)
ภาษีเงินได้	(1,261)	(1,307)	(3,456)	(1,410)	(4,717)	(2,717)
กระแสเงินสดสุทธิ	3,664	3,284	10,341	4,690	14,005	7,974
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(678)	(569)	(5,243)	(2,247)	(5,921)	(2,816)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ	2,986	2,715	5,098	2,443	8,084	5,158
ปตท.สผ. และบริษัทย่อย						
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจากการลงทุนในการร่วมค้า ⁽¹⁾	145	14	-	-	145	14
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	3,131	2,729	5,098	2,443	8,229	5,172

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2564	2563
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	5,158	8,477
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(4,624)	(3,624)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	1,842	1,437
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	5,794	(7,387)
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(343)	340
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	1,334	399
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	233	559
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	3,795	-
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	(3,105)	2,314
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	(2,000)	2,643
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	8,084	5,158
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี จากการลงทุนในการร่วมค้า ⁽¹⁾	145	14
รวมมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี	8,229	5,172

⁽¹⁾ การลงทุนในการร่วมค้าจากโครงการร่วมทุนอพิโก

(จ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุม⁽¹⁾ ผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ	ก๊าซธรรมชาติ
ประเทศไทย	1,440	1,616
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	118	363
อื่น ๆ	9,307	124
รวม	10,865	2,103

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 2564 มีดังต่อไปนี้

	จำนวนหลุม ⁽¹⁾
<u>สำรวจและประเมินผล</u>	
ประเทศไทย	1
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	-
อื่น ๆ	1
รวม	2
<u>พัฒนาปิโตรเลียม</u>	
ประเทศไทย	17
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	3
อื่น ๆ	5
รวม	25

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

จำนวนหลุม⁽¹⁾ น้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งขุดเจาะแล้ว ในปี 2564

	พบปิโตรเลียม	หลุมแห้ง
สำรวจและประเมินผล		
ประเทศไทย	5	-
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	5	1
อื่น ๆ	1	2
รวม	11	3
	พร้อมผลิต	หลุมแห้ง
พัฒนาปิโตรเลียม		
ประเทศไทย	245	6
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	48	-
อื่น ๆ	20	-
รวม	313	6

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

ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2564 และ 2563 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี 2564	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
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 ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่าย	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

หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	ปี 2563	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้					
รายได้จากการขาย		1,292,490	1,228,270	1,040,554	1,481,856
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ		18,582	25,150	24,965	23,653
รายได้อื่น					
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ		19,279	9,532	9,256	-
กำไรจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน		-	27,424	-	221,687
กำไรจากการเปลี่ยนเงื่อนไขตราสารหนี้		-	-	-	22,307
รายได้ดอกเบี้ย		7,451	7,639	8,398	13,241
รายได้อื่น ๆ		9,698	7,222	11,439	8,653
รวมรายได้		1,347,500	1,305,237	1,094,612	1,771,397
ค่าใช้จ่าย					
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน		234,095	181,110	183,427	196,480
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปีโตรเลียม		26,821	8,311	30,558	38,624
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร		117,061	68,934	62,362	65,760
ค่าภาคหลวง		103,709	105,316	78,221	122,908
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่าย		547,871	514,705	487,111	536,396
ค่าใช้จ่ายอื่น					
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ		-	-	-	12,005
ขาดทุนจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน		72,158	-	77,622	-
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม		44,072	-	47,504	-
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ		-	-	-	20,341
ต้นทุนทางการเงิน		66,930	61,816	60,872	64,858
รวมค่าใช้จ่าย		1,212,717	940,192	1,027,677	1,057,372
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		25,083	4,593	(1,811)	13,771
กำไรก่อนภาษีเงินได้		159,866	369,638	65,124	727,796
ภาษีเงินได้		(79,321)	(139,745)	68,661	(452,475)
กำไรสำหรับงวด		80,545	229,893	133,785	275,321
กำไรต่อหุ้น					
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน		0.02	0.06	0.03	0.07

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2564	2563
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	416,141	354,052
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล)	66.70	41.55
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อล้านบีทียู)	5.69	6.27
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	43.49	38.92
Lifting Cost (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.13	4.47