

เอกสารแนบ 5: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)**(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562**

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 มีรายละเอียดดังตารางที่แนบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินในรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ตัวเลขที่ได้ตรงตามมาตรฐาน ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้ จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

นอกจากนี้เพื่อให้การประมาณและการรายงานปริมาณสำรองปิโตรเลียมของบริษัท เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีการสอบทานและกำกับดูแลที่ดี ปตท. สผ. ยังมีคณะกรรมการปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Committee) ซึ่งมีหน้าที่และความรับผิดชอบดังนี้

- พิจารณากลับกรองให้ความเห็นชอบต่อ ปริมาณสำรองปิโตรเลียมประจำปี (Annual Reserves)
- พิจารณากลับกรองและอนุมัติการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมอย่างมีนัยยะ (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

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.¹ คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท² 310 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 5,097 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (830 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) หรือรวมทั้งหมดเป็น 1,140 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทคิดเป็นประมาณร้อยละ 27 และก๊าซธรรมชาติคิดเป็นประมาณร้อยละ 73

ปริมาณการผลิตรวมทุกโครงการของกลุ่ม 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 Corporation ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมด ในบริษัท Partex Holding B.V.

¹ รวมโครงการร่วมทุนอฟฟิโก

² ตัวเลขปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและปริมาณการผลิตรวมถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

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
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560	99	57	156	1,824	1,225	3,049	398	233	631
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	19	5	24	108	51	159	36	14	50
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	5	0	5	57	13	70	14	2	16
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	14	1	15	368	3	371	72	1	73
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	6	(8)	(2)	249	-	249	47	(9)	38
5) การผลิต	(27)	(7)	(34)	(425)	(187)	(612)	(97)	(34)	(131)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561	116	48	164	2,181	1,105	3,286	470	207	677
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 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) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	2	45	47	21	954	975	5	207	212
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	21	106	127	816	582	1,398	153	206	359
5) การผลิต	(30)	(11)	(41)	(475)	(212)	(687)	(107)	(43)	(150)
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการ ลงทุนในการร่วมค้า ⁽³⁾	0	-	0	16	-	16	2	-	2
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562	123	187	310	2,720	2,377	5,097	566	574	1,140

- (1) ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม
- (2) รวมถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG)
- (3) รวมสัดส่วนของปริมาณสำรองจากโครงการร่วมทุนอฟฟิโก

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม รวมถึงประมาณการค่ารีดถอนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายการจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2562	2561
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	31,152	26,731
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	4,366	4,715
สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	35,518	31,446
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	(22,277)	(20,218)
สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	<u>13,241</u>	<u>11,228</u>

(ค) รายงานรายการที่เกิดขึ้นเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายการที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายการที่เกิดขึ้นในระหว่างปีเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน หมายถึง รายการที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิสัมปทานของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายการเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายการเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายการเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายการเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายการในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่างๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายการเพื่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2562			2561		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	60	2,580	2,640	1,314	-	1,314
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	22	22	-	26	26
รายการเพื่อการสำรวจ	5	210	215	1	75	76
รายการเพื่อการพัฒนา	594	354	948	718	273	991
รวม	<u>659</u>	<u>3,166</u>	<u>3,825</u>	<u>2,033</u>	<u>374</u>	<u>2,407</u>

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2562 และ 2561 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรบของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม และรายได้อื่นๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2562			2561		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
รายได้ :						
รายได้ – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	4,281	1,024	5,305	3,745	1,085	4,830
รายได้ – บริษัทอื่น	276	891	1,167	304	465	769
รายได้จากการขายรวม	4,557	1,915	6,472	4,049	1,550	5,599
ค่าใช้จ่าย :						
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	486	582	1,068	436	497	933
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	2	127	129	2	43	45
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป	43	94	137	35	76	111
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	528	19	547	470	-	470
ค่าเสื่อมราคาค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,511	497	2,008	1,371	459	1,830
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	(59)	(37)	(96)	(14)	83	69
ค่าใช้จ่ายรวม	2,511	1,282	3,793	2,300	1,158	3,458
ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้	2,046	633	2,679	1,749	392	2,141
ภาษีเงินได้	706	210	916	573	237	810
ผลการดำเนินงานสุทธิ	1,340	423	1,763	1,176	155	1,331

(จ) รายงานมูลค่าปัจจุบันตามมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

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

ภาษีเงินได้ในอนาคตคำนวณโดยใช้อัตราภาษีตามกฎหมายที่มีอยู่ ณ สิ้นปี และหักหรือปรับปรุงส่วนลดต่างๆ ตามที่เป็นจริง

กระแสเงินสดสุทธิคำนวณจากมูลค่าของกระแสเงินสดสุทธิในแต่ละปีเป็นมูลค่าปัจจุบันด้วยอัตรา 10% ต่อปีเพื่อสะท้อนถึงมูลค่าตามเวลาของกระแสเงินสดนั้น

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

* ราคาเฉลี่ย 12 เดือน คำนวณจาก การเฉลี่ยแบบไม่ถ่วงน้ำหนัก โดยใช้ราคาของวันแรกในแต่ละเดือน

มูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	ในประเทศ		ต่างประเทศ		รวม	
	2562	2561	2562	2561	2562	2561
รายรับ	17,902	16,164	20,025	6,759	37,927	22,923
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(2,784)	(2,660)	(4,946)	(1,251)	(7,730)	(3,911)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(7,548)	(6,048)	(3,682)	(933)	(11,230)	(6,981)
ภาษีเงินได้	(2,174)	(2,288)	(3,186)	(945)	(5,360)	(3,233)
กระแสเงินสดสุทธิ	5,396	5,168	8,211	3,630	13,607	8,798
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(1,091)	(818)	(4,039)	(1,169)	(5,130)	(1,987)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ	4,305	4,350	4,172	2,461	8,477	6,811
ปตท.สผ. และบริษัทย่อย						
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจากการลงทุนในการร่วมค้า ³	37	-	-	-	37	-
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	<u>4,342</u>	<u>4,350</u>	<u>4,172</u>	<u>2,461</u>	<u>8,514</u>	<u>6,811</u>

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2562	2561
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	6,811	5,399
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(4,652)	(3,767)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	960	1,145
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	2,197	3,216
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(112)	(564)
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	4,414	1,412
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	415	579
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	3,714	1,225
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	(3,143)	(1,045)
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	(2,127)	(789)
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	8,477	6,811
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี จากการลงทุนในการร่วมค้า ²	<u>37</u>	-
รวมมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี	<u>8,514</u>	<u>6,811</u>

³ การลงทุนในการร่วมค้าจากโครงการร่วมทุนอฟฟิโก

(จ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ/คอนเดนเสท	ก๊าซธรรมชาติ
	รวม	รวม
ประเทศไทย	865	1,205
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	129	286
อื่นๆ	9,315	-
รวม	10,309	1,491

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 มีดังต่อไปนี้

	จำนวนหลุม
<u>แหล่งสำรวจ</u>	
ประเทศไทย	-
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1
อื่นๆ	-
รวม	1
<u>แหล่งพัฒนา</u>	
ประเทศไทย	16
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	2
อื่นๆ	1
รวม	19

จำนวนหลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ – สุทธิ ซึ่งขุดเจาะในปี 2562

	พร้อมผลิต	หลุมแห้ง
<u>แหล่งสำรวจ</u>		
ประเทศไทย	-	-
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	8	8
อื่นๆ	1	1
รวม	<u>9</u>	<u>9</u>
<u>แหล่งพัฒนา</u>		
ประเทศไทย	342	12
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	43	1
อื่นๆ	-	-
รวม	<u>385</u>	<u>13</u>

ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2562 และ 2561 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

หน่วย : ดอลลาร์ สหรัฐ.

ปี 2562	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	1,754,900,631	1,494,389,633	1,469,499,654	1,327,626,240
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	25,211,924	29,453,709	33,441,021	28,289,483
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	29,442,854	19,975,173	26,449,713	32,729,790
ดอกเบี้ยรับ	13,597,516	12,741,830	32,807,784	27,087,691
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	21,347,992	-	-
รายได้อื่น ๆ	16,929,538	15,382,313	10,407,629	12,671,171
รวมรายได้	1,840,082,463	1,593,290,650	1,572,605,801	1,428,404,375
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	280,742,698	181,382,444	153,473,481	135,083,704
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	27,496,976	59,091,981	33,006,988	8,502,045
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	132,383,175	93,950,863	92,580,760	64,861,714
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	151,527,598	135,608,689	137,138,703	122,059,219
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	577,988,263	511,721,459	476,953,188	459,392,677
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	41,020,245	-	7,709,075	82,018,396
ต้นทุนทางการเงิน	62,434,355	59,800,813	55,684,491	57,059,082
รวมค่าใช้จ่าย	1,273,593,310	1,041,556,249	956,546,686	928,976,837
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	6,303,945	802,183	2,518,049	2,727,662
กำไรก่อนภาษีเงินได้	572,793,098	552,536,584	618,577,164	502,155,200
ภาษีเงินได้	(189,146,369)	(193,931,190)	(185,994,360)	(107,926,126)
กำไรสำหรับปี	383,646,729	358,605,394	432,582,804	394,229,074
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.09	0.09	0.10	0.10

หน่วย : ดอลลาร์ สหรัฐ.

ปี 2561	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	1,411,017,765	1,337,321,462	1,293,593,282	1,160,877,348
รายได้จากการบริการต่อขนส่งก๊าซ	29,190,306	29,987,855	25,367,013	23,018,560
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	-	-	25,062,316
ดอกเบี้ยรับ	22,703,516	19,802,410	20,873,464	19,973,276
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน	71,955,087	-	-	-
รายได้อื่น ๆ	21,530,874	10,632,882	7,900,369	10,719,935
รวมรายได้	1,556,397,548	1,397,744,609	1,347,734,128	1,239,651,435
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	168,808,730	166,176,601	168,992,974	141,105,849
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	9,022,944	18,637,627	15,277,426	2,747,477
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	104,706,341	69,634,574	58,439,352	57,453,370
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	133,659,700	121,414,377	110,641,320	103,947,632
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	484,519,932	496,344,211	459,708,136	407,938,260
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	7,386,463	6,059,895	30,248,049	-
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	6,808,271	7,553,864	43,626,319
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ	20,745,077	37,022,924	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	66,885,106	57,421,070	57,212,601	57,046,118
รวมค่าใช้จ่าย	995,734,293	979,519,550	908,073,722	813,865,025
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	1,699,603	2,285,467	1,848,770	2,098,428
กำไรก่อนภาษีเงินได้	562,362,858	420,510,526	441,509,176	427,884,838
ภาษีเงินได้	(294,011,392)	(105,156,779)	(328,480,261)	(5,009,755)
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปี	268,351,466	315,353,747	113,028,915	422,875,083
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.07	0.07	0.03	0.10

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2562	2561
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	350,651	305,522
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)	61.18	67.40
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)	6.92	6.42
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	47.24	46.66
Lifting Cost (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.31	4.33