

**เอกสารแนบ 5: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)****(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561**

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 มีรายละเอียดดังตารางที่แนบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินในรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ตัวเลขที่ได้ตรงตามมาตรฐาน ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้ จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

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

- พิจารณากลับกรองให้ความเห็นชอบต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมประจำปี (Annual Reserves)
- พิจารณากลับกรองและอนุมัติการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมอย่างมีนัย (Major Changes of Reserves) และปริมาณสำรองปิโตรเลียมสำหรับโครงการใหม่ที่เข้าซื้อและควบรวมกิจการ (Reserves for Newly-Acquired Project)
- ตรวจสอบขั้นตอนการรวบรวมข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้มีความถูกต้องก่อนการนำเสนออนุมัติ และตรวจสอบกิจกรรมซึ่งมีความเชื่อมโยงต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้เป็นไปตามกฎระเบียบ และกฎหมายที่เกี่ยวข้อง
- พิจารณานโยบายแผนการดำเนินการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Annual Reserves Audit Plan) และแต่งตั้งผู้ตรวจประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Auditor) และอนุมัติรายงานการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Audit Report) เพื่อให้เป็นไปตามกรอบแนวทางการดำเนินงานและเกิดการพัฒนอย่างต่อเนื่อง

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ. คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท<sup>1</sup> 164 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 3,286 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (513 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) หรือรวมทั้งหมดเป็น 677 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทคิดเป็นประมาณร้อยละ 24 และก๊าซธรรมชาติคิดเป็นประมาณร้อยละ 76

ปริมาณการผลิตรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ. ในปี 2561 คิดเป็น 131 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท<sup>1</sup> 34 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 612 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (97 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็นอัตราการผลิตประมาณ 359,386 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วประมาณ 11,878 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 3.4 ซึ่งการเพิ่มขึ้นของปริมาณการผลิต โดยส่วนใหญ่เป็นผลมาจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มเติมร้อยละ 22.222 ในโครงการบงกช และการเพิ่มขึ้นของปริมาณการเรียกซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ซื้อของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และโครงการคอนแทร์ค 4

<sup>1</sup> ตัวเลขปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและปริมาณการผลิตรวมถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)  
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว<sup>(1)</sup>

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท <sup>(2)</sup>			ก๊าซธรรมชาติ			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ		
	(ล้านบาร์เรล)			(พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			(ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559	108	62	170	2,018	1,353	3,371	438	257	695
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	11	(0)	11	77	(50)	27	24	(7)	17
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	2	1	3	9	0	9	4	1	5
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	4	3	7	109	111	220	22	19	41
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(26)	(9)	(35)	(389)	(189)	(578)	(90)	(37)	(127)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560	99	57	156	1,824	1,225	3,049	398	233	631
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

(1) ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

(2) รวมถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม รวมถึงประมาณการค่ารีดถอนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายการจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2561	2560
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	26,731	27,120
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	4,956	5,098
<b>สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม</b>	<b>31,687</b>	<b>32,218</b>
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	(20,218)	(20,929)
<b>สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม</b>	<b>11,469</b>	<b>11,289</b>

(ค) รายงานรายการที่เกิดขึ้นเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายการที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายการที่เกิดขึ้นในระหว่างปีเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน หมายถึง รายการที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิสัมปทานของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายการเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายการเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายการเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายการเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายการในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่างๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายการเพื่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2561			2560		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	1,314	-	1,314	-	-	-
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	26	26	-	-	-
รายการเพื่อการสำรวจ	1	75	76	6	31	37
รายการเพื่อการพัฒนา	718	273	991	779	417	1,196
<b>รวม</b>	<b>2,033</b>	<b>374</b>	<b>2,407</b>	<b>785</b>	<b>448</b>	<b>1,233</b>

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2561 และ 2560 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการคร่าว์ของอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม และรายได้อื่นๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2561			2560		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
<b>รายได้ :</b>						
รายได้ – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	3,745	1,085	4,830	2,929	1,066	3,995
รายได้ – บริษัทอื่น	304	465	769	228	390	618
<b>รายได้จากการขายรวม</b>	<b>4,049</b>	<b>1,550</b>	<b>5,599</b>	<b>3,157</b>	<b>1,456</b>	<b>4,613</b>
<b>ค่าใช้จ่าย :</b>						
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	436	497	933	372	511	883
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	2	43	45	25	27	52
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป	35	76	111	49	62	111
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	470	-	470	368	-	368
ค่าเสื่อมราคาค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,371	459	1,830	1,092	537	1,629
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	(14)	83	69	(18)	538	520
<b>ค่าใช้จ่ายรวม</b>	<b>2,300</b>	<b>1,158</b>	<b>3,458</b>	<b>1,888</b>	<b>1,675</b>	<b>3,563</b>
<b>ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้</b>	<b>1,749</b>	<b>392</b>	<b>2,141</b>	<b>1,269</b>	<b>(219)</b>	<b>1,050</b>
ภาษีเงินได้	573	237	810	367	63	430
<b>ผลการดำเนินงานสุทธิ</b>	<b>1,176</b>	<b>155</b>	<b>1,331</b>	<b>902</b>	<b>(282)</b>	<b>620</b>

**(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	
	2561	2560	2561	2560	2561	2560
รายรับ	16,164	12,220	6,759	6,463	22,923	18,683
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(2,660)	(2,335)	(1,251)	(1,710)	(3,911)	(4,045)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(6,048)	(4,552)	(933)	(1,301)	(6,981)	(5,853)
ภาษีเงินได้	(2,288)	(1,721)	(945)	(723)	(3,233)	(2,444)
<b>กระแสเงินสดสุทธิ</b>	<b>5,168</b>	<b>3,612</b>	<b>3,630</b>	<b>2,729</b>	<b>8,798</b>	<b>6,341</b>
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(818)	(93)	(1,169)	(849)	(1,987)	(942)
<b>มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ</b>	<b><u>4,350</u></b>	<b><u>3,519</u></b>	<b><u>2,461</u></b>	<b><u>1,880</u></b>	<b><u>6,811</u></b>	<b><u>5,399</u></b>

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2561	2560
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปี	5,399	5,653
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(3,767)	(3,386)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	1,145	1,320
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	3,216	335
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(564)	(149)
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	1,412	837
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	579	384
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	1,225	-
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	(1,045)	45
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	(789)	360
<b>มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี</b>	<b><u>6,811</u></b>	<b><u>5,399</u></b>

(จ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ/คอนเดนเสท		ก๊าซธรรมชาติ	
	รวม	สุทธิ	รวม	สุทธิ
ประเทศไทย	677	438	1,515	699
ต่างประเทศ				
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	39	10	251	124
อื่นๆ	14	5	-	-
รวม	730	453	1,766	823

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 มีดังต่อไปนี้

	รวม	สุทธิ
<u>แหล่งสำรวจ</u>		
ประเทศไทย	-	-
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1	0.78
อื่นๆ	-	-
รวม	1	0.78
<u>แหล่งพัฒนา</u>		
ประเทศไทย	21	11.10
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	4	2.09
อื่นๆ	-	-
รวม	25	13.19

จำนวนหลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ – สุทธิ ซึ่งขุดเจาะในปี 2561

	พร้อมผลิต สุทธิ	หลุมแห้ง สุทธิ
<u>แหล่งสำรวจ</u>		
ประเทศไทย	-	-
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	-	-
อื่นๆ	-	-
รวม	-	-
<u>แหล่งพัฒนา</u>		
ประเทศไทย	228.82	1.20
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	41.52	-
อื่นๆ	-	-
รวม	270.34	1.20

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติรวมหมายถึงจำนวนหลุมทั้งสิ้นที่กลุ่มบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุน ไม่รวมหลุมบริการ

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติสุทธิหมายถึงจำนวนหลุมตามสัดส่วนการร่วมทุนในหลุมน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรวม



ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2561 และ 2560 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

หน่วย : ดอลลาร์ สรอ.

ปี 2561	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
<b>รายได้</b>				
รายได้จากการขาย	1,411,017,765	1,337,321,462	1,293,593,282	1,160,877,348
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	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
<b>รวมรายได้</b>	<b>1,556,397,548</b>	<b>1,397,744,609</b>	<b>1,347,734,128</b>	<b>1,239,651,435</b>
<b>ค่าใช้จ่าย</b>				
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
<b>รวมค่าใช้จ่าย</b>	<b>995,734,293</b>	<b>979,519,550</b>	<b>908,073,722</b>	<b>813,865,025</b>
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	1,699,603	2,285,467	1,848,770	2,098,428
<b>กำไรก่อนภาษีเงินได้</b>	<b>562,362,858</b>	<b>420,510,526</b>	<b>441,509,176</b>	<b>427,884,838</b>
ภาษีเงินได้	(294,011,392)	(105,156,779)	(328,480,261)	(5,009,755)
<b>กำไร(ขาดทุน)สำหรับปี</b>	<b>268,351,466</b>	<b>315,353,747</b>	<b>113,028,915</b>	<b>422,875,083</b>
<b>กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน</b>				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.07	0.07	0.03	0.10

หน่วย : ดอลลาร์ สหรัฐ.

ปี 2560	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
<b>รายได้</b>				
รายได้จากการขาย	1,202,119,165	1,063,670,938	975,323,588	1,040,091,549
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	22,172,556	24,884,575	17,488,758	13,259,364
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	13,906,376	23,129,564	10,803,831	3,561,976
ดอกเบี้ยรับ	18,474,470	12,994,974	15,236,804	12,872,725
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	-	6,244,406
รายได้อื่น ๆ	14,089,489	9,164,581	13,467,704	16,550,749
<b>รวมรายได้</b>	<b>1,270,762,056</b>	<b>1,133,844,632</b>	<b>1,032,320,685</b>	<b>1,092,580,769</b>
<b>ค่าใช้จ่าย</b>				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	168,080,012	162,191,500	152,874,578	141,915,277
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	23,078,034	8,468,079	19,302,802	1,344,636
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	106,140,710	51,328,478	51,646,957	42,254,790
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	102,391,207	89,664,243	84,302,712	91,499,703
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	435,662,557	413,462,171	381,268,098	419,826,900
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	28,377,168	3,318,724	2,955,898	-
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์	-	558,214,042	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	57,294,151	56,582,968	55,476,839	56,873,468
<b>รวมค่าใช้จ่าย</b>	<b>921,023,839</b>	<b>1,343,230,205</b>	<b>747,827,884</b>	<b>753,714,774</b>
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	2,588,042	2,319,103	2,676,899	2,161,371
<b>กำไรก่อนภาษีเงินได้</b>	<b>352,326,259</b>	<b>(207,066,470)</b>	<b>287,169,700</b>	<b>341,027,366</b>
ภาษีเงินได้	(63,317,211)	(57,351,361)	(67,303,990)	8,401,312
<b>กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง</b>	<b>289,009,048</b>	<b>(264,417,831)</b>	<b>219,865,710</b>	<b>349,428,678</b>
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี	(347,441)	-	-	-
<b>กำไร(ขาดทุน)สำหรับปี</b>	<b>288,661,607</b>	<b>(264,417,831)</b>	<b>219,865,710</b>	<b>349,428,678</b>
<b>กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน</b>				
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	0.07	(0.07)	0.04	0.09
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	(0.0001)	-	-	-

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2561	2560
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	305,522	299,206
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)	67.40	52.26
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)	6.42	5.59
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	46.66	39.20
Lifting Cost (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.33	4.19