

**เอกสารแนบ 5: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)****(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559**

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 มีรายละเอียดดังตารางที่แนบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินในรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ตัวเลขที่ได้มาตรฐาน ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้ จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ. คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท<sup>1</sup> 170 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 3,371 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (525 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) หรือรวมทั้งหมดเป็น 695 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทคิดเป็นประมาณร้อยละ 25 และก๊าซธรรมชาติคิดเป็นประมาณร้อยละ 75

ปริมาณการผลิตรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ. ในปี 2559 คิดเป็น 135 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท 38 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 610 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (97 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็นอัตราการผลิตประมาณ 369,312 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากปีที่แล้วประมาณ 4,576 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 1.2 ซึ่งการลดลงของปริมาณการผลิต โดยส่วนใหญ่เป็นผลมาจากการหยุดการผลิตชั่วคราวเพื่อซ่อมบำรุงอุปกรณ์การผลิตและการลดลงของกำลังการผลิตตามธรรมชาติของโครงการพีทีอีพี ออสตราเลเซีย โครงการเวียดนาม 16-1 และโครงการเยตากูน อย่างไรก็ตาม ปริมาณการผลิตที่ลดลงได้ถูกชดเชยจากกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของโครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี

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

	ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ, คอนเดนเสท			ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ			ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ, คอนเดนเสท ก๊าซธรรมชาติและปิโตรเม้นท์ที่พิสูจน์แล้ว <sup>(1)</sup>		
	ที่พิสูจน์แล้ว <sup>(2)</sup>			ที่พิสูจน์แล้ว			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ		
	(ล้านบาร์เรล)			(พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			(ล้านบาร์เรล)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2557	113	74	187	2,119	1,695	3,814	461	316	777
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	14	9	23	336	53	389	70	17	87
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	4	1	5	2	1	3	4	2	6
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	4	-	4	(27)	30	3	(1)	5	4
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(27)	(12)	(39)	(409)	(209)	(618)	(94)	(42)	(136)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558	108	72	180	2,021	1,570	3,591	440	298	738
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558	108	72	180	2,021	1,570	3,591	440	298	738
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	18	1	19	292	(18)	274	65	(1)	64
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	4	-	4	5	-	5	5	-	5
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและ การค้นพบใหม่	5	-	5	111	-	111	23	-	23
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(27)	(11)	(38)	(411)	(199)	(610)	(95)	(40)	(135)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559	108	62	170	2,018	1,353	3,371	438	257	695

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

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม รวมถึงประมาณการค่ารีถอนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2559	2558
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	26,011	25,319
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	<u>4,717</u>	<u>4,727</u>
<b>สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม</b>	<b>30,728</b>	<b>30,046</b>
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	<u>(18,703)</u>	<u>(16,871)</u>
<b>สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม</b>	<b><u>12,025</u></b>	<b><u>13,175</u></b>

(ค) รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายจ่ายที่เกิดขึ้นในระหว่างปีเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน หมายถึง รายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิสัมปทานของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายจ่ายเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายจ่ายเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายจ่ายในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่างๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายจ่ายเพื่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2559			2558		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	-	-	-	-	-
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	1	1	-	-	-
รายจ่ายเพื่อการสำรวจ	4	54	58	88	274	362
รายจ่ายเพื่อการพัฒนา	<u>747</u>	<u>303</u>	<u>1,050</u>	<u>1,171</u>	<u>504</u>	<u>1,675</u>
<b>รวม</b>	<b><u>751</u></b>	<b><u>358</u></b>	<b><u>1,109</u></b>	<b><u>1,259</u></b>	<b><u>778</u></b>	<b><u>2,037</u></b>

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2559 และ 2558 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วยค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม และรายได้อื่นๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2559			2558		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
<b>รายได้ :</b>						
รายได้ – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	2,873	1,018	3,891	3,529	1,456	4,985
รายได้ – บริษัทอื่น	249	355	604	242	541	783
<b>รายได้จากการขายรวม</b>	<b>3,122</b>	<b>1,373</b>	<b>4,495</b>	<b>3,771</b>	<b>1,997</b>	<b>5,768</b>
<b>ค่าใช้จ่าย :</b>						
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	366	461	827	446	608	1,054
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	3	70	73	16	167	183
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป	36	58	94	53	62	115
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	353	-	353	426	-	426
ค่าเสื่อมราคาค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,434	623	2,057	1,836	849	2,685
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	(33)	45	12	171	1,169	1,340
<b>ค่าใช้จ่ายรวม</b>	<b>2,159</b>	<b>1,257</b>	<b>3,416</b>	<b>2,948</b>	<b>2,855</b>	<b>5,803</b>
<b>ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้</b>	<b>963</b>	<b>116</b>	<b>1,079</b>	<b>823</b>	<b>(858)</b>	<b>(35)</b>
ภาษีเงินได้	271	26	297	374	119	493
<b>ผลการดำเนินงานสุทธิ</b>	<b>692</b>	<b>90</b>	<b>782</b>	<b>449</b>	<b>(977)</b>	<b>(528)</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 การประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดควรต้องคำนึงถึงปัจจัยหลายประการ ได้แก่ ปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ซึ่งอาจเปลี่ยนเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้ในอนาคต ประมาณการราคาของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในอนาคต อัตราดอกเบี้ย การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการพัฒนาและผลิต และความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการผลิตในอนาคต รวมทั้งข้อควรคำนึงอื่นๆ อีกมาก ดังนั้น มูลค่าที่เหมาะสมจึงขึ้นอยู่กับการศึกษา และ/หรือ การตัดสินใจของผู้วิเคราะห์เป็นหลัก

\* ราคาเฉลี่ย 12 เดือน คำนวณจากการเฉลี่ยแบบไม่ถ่วงน้ำหนัก โดยใช้ราคาของวันแรกในแต่ละเดือน

มูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	ในประเทศ		ต่างประเทศ		รวม	
	2559	2558	2559	2558	2559	2558
รายรับ	13,565	14,538	6,106	10,558	19,671	25,096
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(2,283)	(2,730)	(1,614)	(2,077)	(3,897)	(4,807)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(4,718)	(5,990)	(1,612)	(1,900)	(6,330)	(7,890)
ภาษีเงินได้	(2,177)	(1,944)	(626)	(1,200)	(2,803)	(3,144)
กระแสเงินสดสุทธิ	4,387	3,874	2,254	5,381	6,641	9,255
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(337)	(136)	(651)	(1,691)	(988)	(1,827)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	<u>4,050</u>	<u>3,738</u>	<u>1,603</u>	<u>3,690</u>	<u>5,653</u>	<u>7,428</u>

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2559	2558
<b>มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปี</b>	<b>7,428</b>	<b>12,229</b>
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(3,210)	(4,106)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	1,103	1,844
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	(3,779)	(9,470)
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	1,495	(270)
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	469	186
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	967	1,540
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	-	-
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	839	2,955
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	<u>341</u>	<u>2,520</u>
<b>มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี</b>	<b><u>5,653</u></b>	<b><u>7,428</u></b>

(จ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ/คอนเดนเสท		ก๊าซธรรมชาติ	
	รวม	สุทธิ	รวม	สุทธิ
ประเทศไทย	902	476	1,307	572
ต่างประเทศ				
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	42	14	183	84
อื่นๆ	17	10	10	10
รวม	961	500	1,500	666

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 มีดังต่อไปนี้

	รวม	สุทธิ
<u>แหล่งสำรวจ</u>		
ประเทศไทย	-	-
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	-	-
อื่นๆ	-	-
รวม	-	-
<u>แหล่งพัฒนา</u>		
ประเทศไทย	55	11.05
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	18	10.59
อื่นๆ	-	-
รวม	73	21.64

จำนวนหลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ-สุทธิ ซึ่งขุดเจาะในปี 2559

	พร้อมผลิต สุทธิ	หลุมแห้ง สุทธิ
<u>แหล่งสำรวจ</u>		
ประเทศไทย	2.65	2.00
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	-	-
อื่นๆ	0.69	-
รวม	<u>3.34</u>	<u>2.00</u>
<u>แหล่งพัฒนา</u>		
ประเทศไทย	182.32	8.74
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	24.48	-
อื่นๆ	-	-
รวม	<u>206.80</u>	<u>8.74</u>

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติรวม หมายถึง จำนวนหลุมทั้งสิ้นที่กลุ่มบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุน ไม่รวมหลุมบริการ

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ-สุทธิ หมายถึง จำนวนหลุมตามสัดส่วนการร่วมทุนในหลุมน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรวม



ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2559 และ 2558 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

หน่วย : ดอลลาร์ สหรัฐ

	ปี 2559	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
<b>รายได้</b>					
รายได้จากการขาย		1,037,434,592	1,046,476,331	1,061,000,216	1,044,652,922
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ		14,225,854	18,934,315	16,701,593	16,624,759
รายได้อื่น					
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ		-	14,351,726	6,572,364	6,223,387
ดอกเบี้ยรับ		9,659,695	7,210,535	7,452,250	5,742,545
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน		14,311,187	14,620,515	-	-
รายได้อื่นๆ		12,375,135	7,127,104	10,675,096	11,305,277
<b>รวมรายได้</b>		<b>1,088,006,463</b>	<b>1,108,720,526</b>	<b>1,102,401,519</b>	<b>1,084,548,890</b>
<b>ค่าใช้จ่าย</b>					
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน		167,386,453	146,011,694	138,679,994	130,052,595
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม		11,920,878	20,361,689	15,583,064	25,486,002
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร		92,016,021	38,466,880	58,134,551	30,325,339
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม		87,892,910	88,924,530	87,967,397	88,323,501
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย		509,335,454	534,407,622	517,658,659	517,980,644
ค่าใช้จ่ายอื่น					
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ		15,560,457	-	-	-
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน		-	-	97,533,923	49,586,533
ค่าตอบแทนผู้บริหาร		1,580,811	797,861	820,214	785,642
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์		47,150,837	-	-	-
ต้นทุนทางการเงิน		57,896,251	59,241,885	59,035,265	58,292,332
<b>รวมค่าใช้จ่าย</b>		<b>990,740,072</b>	<b>888,212,161</b>	<b>975,413,067</b>	<b>900,832,588</b>
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า		2,359,011	2,341,048	1,828,615	2,018,422
<b>กำไรก่อนภาษีเงินได้</b>		<b>99,625,402</b>	<b>222,849,413</b>	<b>128,817,067</b>	<b>185,734,724</b>
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้		(133,322,118)	(67,481,839)	(54,598,693)	(29,904,152)
<b>กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง</b>		<b>(33,696,716)</b>	<b>155,367,574</b>	<b>74,218,374</b>	<b>155,830,572</b>
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี		17,635,015	272,758	1,135,156	1,291,184
<b>กำไร(ขาดทุน)สำหรับปี</b>		<b>(16,061,701)</b>	<b>155,640,332</b>	<b>75,353,530</b>	<b>157,121,756</b>
<b>กำไรต่อหุ้น</b>					
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน					
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง		(0.01)	0.04	0.01	0.04
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก		0.004	0.0001	0.0003	0.0003

หน่วย : ดอลลาร์ ทรอ.

ปี 2558	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
<b>รายได้</b>				
รายได้จากการขาย	1,203,142,435	1,307,063,718	1,389,039,254	1,387,426,514
รายได้จากการบริการซ่อมขนส่งก๊าซ	22,964,786	29,836,406	30,536,212	35,150,233
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	3,970,383	-	-	-
ดอกเบี้ยรับ	6,367,880	5,385,246	11,170,866	8,992,329
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน	78,032,960	101,724,886	-	7,045,036
รายได้อื่นๆ	13,061,506	13,410,017	8,485,622	10,242,618
<b>รวมรายได้</b>	<b>1,327,539,950</b>	<b>1,457,420,273</b>	<b>1,439,231,954</b>	<b>1,448,856,730</b>
<b>ค่าใช้จ่าย</b>				
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	170,426,047	177,055,939	174,880,888	162,743,240
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	53,211,965	78,104,557	38,281,590	13,016,551
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	96,908,756	54,472,978	71,999,752	51,219,154
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	97,160,368	107,121,360	112,714,666	109,048,079
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	612,667,852	644,241,169	723,921,564	726,702,763
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	20,172,882	18,831,803	34,370,270
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	54,641,472	-
ค่าตอบแทนผู้บริหาร	169,881	956,325	1,165,405	1,486,834
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์	-	1,349,618,465	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	49,455,780	61,457,418	72,234,408	68,549,454
<b>รวมค่าใช้จ่าย</b>	<b>1,080,000,649</b>	<b>2,493,201,093</b>	<b>1,268,671,548</b>	<b>1,167,136,345</b>
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	2,072,797	2,474,224	1,861,150	2,619,506
<b>กำไรก่อนภาษีเงินได้</b>	<b>249,612,098</b>	<b>(1,033,306,596)</b>	<b>172,421,556</b>	<b>284,339,891</b>
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	(118,140,229)	(220,335,593)	(137,176,866)	(19,865,479)
<b>กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง</b>	<b>131,471,869</b>	<b>(1,253,642,189)</b>	<b>35,244,690</b>	<b>264,474,412</b>
กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี	477,347	(30,812,564)	(115,818)	(688,186)
<b>กำไร(ขาดทุน)สำหรับปี</b>	<b>131,949,216</b>	<b>(1,284,454,753)</b>	<b>35,128,872</b>	<b>263,786,226</b>
<b>กำไรต่อหุ้น</b>				
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน				
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	0.03	(0.31)	0.005	0.07
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	0.0001	(0.008)	(0.00003)	(0.0002)

## สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2559	2558
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	319,521	322,167
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)	41.17	50.05
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)	5.60	7.20
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	35.91	45.29
Lifting Cost (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.18	4.62

# คำย่อ

BBL	Barrel	บาร์เรล
BOE	Barrel of Oil Equivalent	บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ
BOED	Barrel of Oil Equivalent per Day	บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน
BPD	Barrel per Day	บาร์เรลต่อวัน
BSCF*	Billion Standard Cubic Feet	พันล้านลูกบาศก์ฟุต
BTU	British Thermal Unit	บีทียู
CNG <sup>1</sup>	Compressed Natural Gas	ก๊าซธรรมชาติอัดเหลว
DCQ	Daily Contract Quantity	ปริมาณการผลิตต่อวันตามสัญญาซื้อขาย
GSA	Gas Sale Agreement	สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
HOA	Heads of Agreement	สัญญาข้อตกลงเบื้องต้น
KBD	Thousand Barrels per Day	1,000 บาร์เรลต่อวัน
LNG <sup>2</sup>	Liquefied Natural Gas	ก๊าซธรรมชาติเหลวลดอุณหภูมิ
LPG	Liquefied Petroleum Gas	ก๊าซหุงต้มหรือก๊าซแอลพีจี
MMBBL	Million Barrels	ล้านบาร์เรล
MMBOE	Million Barrels of Oil Equivalent	ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ
MMBPD	Million Barrels per Day	ล้านบาร์เรลต่อวัน
MMSCF*	Million Standard Cubic Feet	ล้านลูกบาศก์ฟุต
MMSCFD*	Million Standard Cubic Feet per Day	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
MMSTB*	Million Stock-Tank Barrels	ล้านบาร์เรล
MMSTBD*	Million Stock-Tank Barrels per Day	ล้านบาร์เรลต่อวัน
NGV	Natural Gas for Vehicles	ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์/ก๊าซเอ็นจีวี
STB*	Stock-Tank Barrel	บาร์เรล
STBD*	Stock-Tank Barrel per Day	บาร์เรลต่อวัน
TCF	Trillion Cubic Feet	ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต
TPD	Ton per Day	ตันต่อวัน
USD	US Dollar	ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หรือ ดอลลาร์ สรอ.

<sup>\*</sup> ณ 60 องศาฟาเรนไฮต์ 1 บรรยากาศ  
<sup>1</sup> ก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เป็นของเหลวโดยการเพิ่มความดัน  
<sup>2</sup> ก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เป็นของเหลวโดยการลดอุณหภูมิ