

**เอกสารแนบ 5: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)****(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560**

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 มีรายละเอียดดังตารางที่แนบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินในรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ตัวเลขที่ได้มาตรฐาน ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้ จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ. คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท<sup>1</sup> 156 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 3,049 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (475 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) หรือรวมทั้งหมดเป็น 631 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทคิดเป็นประมาณร้อยละ 25 และก๊าซธรรมชาติคิดเป็นประมาณร้อยละ 75

ปริมาณการผลิตรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ. ในปี 2560 คิดเป็น 127 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท<sup>1</sup> 35 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 578 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (92 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็นอัตราการผลิตประมาณ 347,508 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากปีที่แล้วประมาณ 20,795 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 5.6 ซึ่งการลดลงของปริมาณการผลิต โดยส่วนใหญ่เป็นผลมาจากการลดลงของปริมาณการเรียกซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ซื้อของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โครงการบงกช โครงการสินภู่อ้อม และโครงการคอนแทร์ค 4 และการหยุดการผลิตชั่วคราวของโครงการเอส 1 ในพื้นที่ของ ส.ป.ก. อย่างไรก็ตาม โครงการเอส 1 สามารถกลับมาดำเนินการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ ส.ป.ก. ได้ในวันที่ 26 มิถุนายน 2560

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

## บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว<sup>(1)</sup>

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560

	ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ, คอนเดนเสท ที่พิสูจน์แล้ว <sup>(2)</sup>			ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ที่พิสูจน์แล้ว			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ		
	(ล้านบาร์เรล)			(พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			(ล้านบาร์เรล)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
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
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

(1) ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

(2) รวมถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลวหรือก๊าซหุงต้ม (LPG)

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม รวมถึงประมาณการค่ารีโตนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2560	2559
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	27,120	25,747
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	5,098	4,981
<b>สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม</b>	<b>32,218</b>	<b>30,728</b>
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	(20,929)	(18,703)
<b>สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม</b>	<b>11,289</b>	<b>12,025</b>

(ค) รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายจ่ายที่เกิดขึ้นในระหว่างปีเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน หมายถึง รายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิสัมปทานของโครงการต่างๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายจ่ายเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะ และเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายจ่ายเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายจ่ายในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่างๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายจ่ายเพื่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2560			2559		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิสัมปทาน						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	-	-	-	-	-
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	-	-	-	1	1
รายจ่ายเพื่อการสำรวจ	6	31	37	4	54	58
รายจ่ายเพื่อการพัฒนา	779	417	1,196	747	303	1,050
<b>รวม</b>	<b>785</b>	<b>448</b>	<b>1,233</b>	<b>751</b>	<b>358</b>	<b>1,109</b>

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2560 และ 2559 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวข้องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม และรายได้อื่นๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2560			2559		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
<b>รายได้ :</b>						
รายได้ – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	2,929	1,066	3,995	2,873	1,018	3,891
รายได้ – บริษัทอื่น	228	390	618	249	355	604
<b>รายได้จากการขายรวม</b>	<b>3,157</b>	<b>1,456</b>	<b>4,613</b>	<b>3,122</b>	<b>1,373</b>	<b>4,495</b>
<b>ค่าใช้จ่าย :</b>						
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	372	511	883	366	461	827
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	25	27	52	3	70	73
ค่าใช้จ่ายในการบริหารทั่วไป	49	62	111	36	58	94
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	368	-	368	353	-	353
ค่าเสื่อมราคาค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,092	537	1,629	1,434	623	2,057
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	(18)	538	520	(33)	45	12
<b>ค่าใช้จ่ายรวม</b>	<b>1,888</b>	<b>1,675</b>	<b>3,563</b>	<b>2,159</b>	<b>1,257</b>	<b>3,416</b>
<b>ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้</b>	<b>1,269</b>	<b>(219)</b>	<b>1,050</b>	<b>963</b>	<b>116</b>	<b>1,079</b>
ภาษีเงินได้	367	63	430	271	26	297
<b>ผลการดำเนินงานสุทธิ</b>	<b>902</b>	<b>(282)</b>	<b>620</b>	<b>692</b>	<b>90</b>	<b>782</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	
	2560	2559	2560	2559	2560	2559
รายรับ	12,220	13,565	6,463	6,106	18,683	19,671
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(2,335)	(2,283)	(1,710)	(1,614)	(4,045)	(3,897)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(4,552)	(4,718)	(1,301)	(1,612)	(5,853)	(6,330)
ภาษีเงินได้	(1,721)	(2,177)	(723)	(626)	(2,444)	(2,803)
กระแสเงินสดสุทธิ	3,612	4,387	2,729	2,254	6,341	6,641
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(93)	(337)	(849)	(651)	(942)	(988)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	<u>3,519</u>	<u>4,050</u>	<u>1,880</u>	<u>1,603</u>	<u>5,399</u>	<u>5,653</u>

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย : ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2560	2559
<b>มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปี</b>	<b>5,653</b>	<b>7,428</b>
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(3,386)	(3,210)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	1,320	1,103
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	335	(3,779)
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(149)	1,495
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	837	469
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	384	967
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	-	-
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	45	839
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	<u>360</u>	<u>341</u>
<b>มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี</b>	<b><u>5,399</u></b>	<b><u>5,653</u></b>

(จ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุมผลิตน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ/คอนเดนเสท		ก๊าซธรรมชาติ	
	รวม	สุทธิ	รวม	สุทธิ
ประเทศไทย	767	497	1,522	698
ต่างประเทศ				
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	37	9	211	97
อื่นๆ	19	10	-	-
รวม	823	516	1,733	795

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 มีดังต่อไปนี้

	รวม	สุทธิ
<u>แหล่งสำรวจ</u>		
ประเทศไทย	-	-
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	-	-
อื่นๆ	-	-
รวม	-	-
<u>แหล่งพัฒนา</u>		
ประเทศไทย	29	18.90
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	2	1.00
อื่นๆ	-	-
รวม	31	19.90

จำนวนหลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ-สุทธิ ซึ่งขุดเจาะในปี 2560

	พร้อมผลิต สุทธิ	หลุมแห้ง สุทธิ
<u>แหล่งสำรวจ</u>		
ประเทศไทย	8.60	4.00
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	-	0.26
อื่นๆ	-	-
รวม	<u>8.60</u>	<u>4.26</u>
<u>แหล่งพัฒนา</u>		
ประเทศไทย	190.66	4.30
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	15.76	-
อื่นๆ	1.00	-
รวม	<u>207.42</u>	<u>4.30</u>

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติรวม หมายถึง จำนวนหลุมทั้งสิ้นที่กลุ่มบริษัทมีสัดส่วนการร่วมทุน ไม่รวมหลุมบริการ

หลุมน้ำมันดิบ/คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติ-สุทธิ หมายถึง จำนวนหลุมตามสัดส่วนการร่วมทุนในหลุมน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติรวม



ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2560 และ 2559 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

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	104,517,340	50,119,038	50,549,963	41,234,942
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	-
ค่าตอบแทนผู้บริหาร	1,623,370	1,209,440	1,096,994	1,019,848
ขาดทุนจากการซื้อขายค่าของสินทรัพย์	-	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)	-	-	-

หน่วย : ดอลลาร์ สหรัฐ.

ปี 2559	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
<b>รายได้</b>				
รายได้จากการขาย	1,037,434,593	1,046,476,331	1,061,000,216	1,044,652,921
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	14,225,854	18,934,315	16,701,593	16,624,759
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	14,351,726	6,572,363	6,223,388
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	10,675,095	11,305,278
<b>รวมรายได้</b>	<b>1,088,006,464</b>	<b>1,108,720,526</b>	<b>1,102,401,517</b>	<b>1,084,548,891</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	59,035,264	58,292,333
<b>รวมค่าใช้จ่าย</b>	<b>990,740,072</b>	<b>888,212,161</b>	<b>975,413,066</b>	<b>900,832,589</b>
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	2,359,011	2,341,048	1,828,615	2,018,422
<b>กำไรก่อนภาษีเงินได้</b>	<b>99,625,403</b>	<b>222,849,413</b>	<b>128,817,066</b>	<b>185,734,724</b>
ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้	(133,322,119)	(67,481,839)	(54,598,693)	(29,904,151)
<b>กำไร(ขาดทุน)สำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง</b>	<b>(33,696,716)</b>	<b>155,367,574</b>	<b>74,218,373</b>	<b>155,830,573</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>75,353,529</b>	<b>157,121,757</b>
<b>กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน</b>				
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	(0.01)	0.04	0.01	0.04
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	0.004	0.0001	0.0003	0.0003

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2560	2559
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	299,206	319,521
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)	52.26	41.17
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)	5.59	5.60
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	39.20	35.91
Lifting Cost (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.19	4.18