

13. ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
งบแสดงฐานะการเงิน

สินทรัพย์

สินทรัพย์หมุนเวียน

เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด
เงินลงทุนระยะสั้น
เงินลงทุนเพื่อค้า
ลูกหนี้บริษัทใหญ่
ลูกหนี้การค้า
ลูกหนี้อื่น
สินค้าคงเหลือ
พัสดุคงเหลือ
สินทรัพย์ภาษีเงินได้ของงวดปัจจุบัน
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น

รวมสินทรัพย์หมุนเวียน

สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน

เงินลงทุนเผื่อขาย
เงินลงทุนในบริษัทร่วม
เงินลงทุนในการร่วมค้า
เงินลงทุนระยะยาวอื่น
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์
ค่าความนิยม
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน
สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี
สิทธิในการได้รับชดเชยจากกองทุนการรื้อถอน
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น

รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน

รวมสินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560	
พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
2,995,403	15.2	2,039,500	10.8	1,512,181	7.9
264,160	1.3	1,982,077	10.5	2,955,491	15.4
118	0.0	169	0.0	208	0.0
475,827	2.4	382,762	2.0	566,569	2.9
84,251	0.4	75,994	0.4	109,434	0.6
101,057	0.5	62,305	0.3	78,595	0.4
47,214	0.2	37,548	0.2	19,186	0.1
404,269	2.1	345,871	1.8	298,064	1.5
-	-	106,020	0.6	89,007	0.5
328,407	1.7	158,088	0.8	136,101	0.7
4,700,706	23.9	5,190,334	27.5	5,764,836	30.0
875	0.0	685	0.0	713	0.0
42,861	0.2	46,724	0.2	212,644	1.1
21,297	0.1	20,021	0.1	18,721	0.1
-	-	-	-	11	0.0
16,072	0.1	16,187	0.1	110,498	0.6
9,652,406	49.1	8,269,887	43.8	8,034,375	41.8
1,014,382	5.2	1,014,382	5.4	1,014,382	5.3
3,691,165	18.8	91,814	0.5	83,988	0.4
-	-	3,815,472	20.2	3,306,976	17.2
180,092	0.9	197,011	1.0	416,117	2.2
-	-	115,874	0.6	131,356	0.7
322,470	1.6	112,986	0.6	125,204	0.6
14,941,620	76.1	13,701,043	72.5	13,454,985	70.0
19,642,326	100.0	18,891,377	100.0	19,219,821	100.0

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
งบแสดงฐานะการเงิน (ต่อ)

	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2558		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560	
	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น						
หนี้สินหมุนเวียน						
เจ้าหนี้การค้า	118,302	0.6	83,887	0.4	115,353	0.6
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน	16,889	0.1	15,333	0.1	15,641	0.1
หุ้นกู้ที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	-	-	-	-	399,710	2.1
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	614,915	3.1	490,788	2.6	490,906	2.6
ดอกเบี้ยค้างจ่าย	32,813	0.2	23,283	0.1	24,151	0.1
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย	501,511	2.6	341,121	1.8	406,005	2.1
ประมาณการหนี้สินระยะสั้น	53,196	0.3	54,842	0.3	63,424	0.3
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	6,770	0.0	35,155	0.2	25,521	0.1
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	63,374	0.3	56,408	0.3	60,545	0.3
รวมหนี้สินหมุนเวียน	1,407,770	7.2	1,100,817	5.8	1,601,256	8.3
หนี้สินไม่หมุนเวียน						
หุ้นกู้	2,434,698	12.4	2,264,810	12.0	1,938,721	10.1
เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน	570,543	2.9	566,813	3.0	568,731	3.0
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	1,269,541	6.5	1,078,607	5.7	963,020	5.0
ประมาณการหนี้สินผลประโยชน์ของพนักงาน	99,189	0.5	104,528	0.6	123,772	0.7
ประมาณการหนี้สินค่ารั้งถอนอุปกรณ์การผลิต	2,085,820	10.6	2,015,978	10.7	2,275,433	11.8
ประมาณการหนี้สินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม	295,487	1.5	253,954	1.3	195,015	1.0
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น ๆ	151,287	0.8	119,406	0.6	37,220	0.2
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	6,906,565	35.2	6,404,096	33.9	6,101,912	31.8
รวมหนี้สิน	8,314,335	42.3	7,504,913	39.7	7,703,168	40.1
ส่วนของผู้ถือหุ้น						
ทุนเรือนหุ้น						
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	150,684	0.8	150,684	0.8	150,684	0.8
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	3,439,037	17.5	3,439,037	18.2	3,439,037	17.9
หุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	1,152,103	5.9	1,152,103	6.1	1,154,812	6.0
กำไรสะสม						
จัดสรรแล้ว						
สำรองตามกฎหมาย	15,048	0.1	15,048	0.1	15,048	0.1
สำรองเพื่อการขยายงาน	431,231	2.2	431,231	2.3	431,231	2.2
ยังไม่ได้จัดสรร	6,288,214	32.0	6,295,794	33.3	6,354,906	33.1
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(148,326)	(0.8)	(97,433)	(0.5)	(29,065)	(0.2)
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	11,327,991	57.7	11,386,464	60.3	11,516,653	59.9
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	19,642,326	100.0	18,891,377	100.0	19,219,821	100.0
มูลค่าหุ้นตามบัญชี (ดอลลาร์ สรอ.)	2.85		2.87		2.90	
จำนวนหุ้นที่ออกและชำระเต็มมูลค่าปลายงวด(พันหุ้น)	3,969,985		3,969,985		3,969,985	

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
งบกำไรขาดทุน
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม

	2558		2559		2560	
	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
รายได้						
รายได้จากการขาย	5,286,672	94.2	4,189,564	96.6	4,281,205	94.7
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	118,488	2.1	66,487	1.5	77,805	1.7
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	-	11,587	0.3	51,402	1.1
ดอกเบี้ยรับ	31,916	0.6	30,065	0.7	59,579	1.3
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน	132,161	2.4	-	-	-	-
รายได้อื่น ๆ	45,200	0.8	41,482	1.0	53,273	1.2
รวมรายได้	5,614,437	100.0	4,339,185	100.0	4,523,264	100.0
ค่าใช้จ่าย						
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	685,106	12.2	582,131	13.4	625,061	13.8
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	182,615	3.3	73,352	1.7	52,194	1.2
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	274,601	4.9	218,943	5.0	246,421	5.5
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม	426,045	7.6	353,108	8.1	367,858	8.1
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	2,707,533	48.2	2,079,382	47.9	1,650,220	36.5
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	69,405	1.2	-	-	-	-
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	118,189	2.7	28,407	0.6
ค่าตอบแทนผู้บริหาร	3,778	0.1	3,984	0.1	4,950	0.1
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์	1,349,618	24.0	47,151	1.1	558,214	12.3
ต้นทุนทางการเงิน	251,697	4.5	234,466	5.4	226,227	5.0
รวมค่าใช้จ่าย	5,950,398	106.0	3,710,706	85.5	3,759,552	83.1
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	9,028	0.2	8,547	0.2	9,745	0.2
กำไร(ขาดทุน)ก่อนภาษีเงินได้	(326,933)	(5.8)	637,027	14.7	773,457	17.1
ภาษีเงินได้	(495,518)	(8.8)	(285,307)	(6.6)	(179,571)	(4.0)
กำไร (ขาดทุน) สำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	(822,451)	(14.6)	351,720	8.1	593,886	13.1
กำไร (ขาดทุน) สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี	(31,139)	(0.6)	20,334	0.5	(348)	(0.0)
กำไร (ขาดทุน) สำหรับปี	(853,590)	(15.2)	372,054	8.6	593,538	13.1
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (ดอลลาร์ สรอ.)	(0.22)		0.08		0.13	
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	(0.21)		0.07		0.13	
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	(0.01)		0.01		(0.0001)	

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
งบกระแสเงินสด
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม

	2558	2559	2560
	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.
กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
ทำไว้ก่อนภาษีเงินได้	(326,933)	637,027	773,457
รายการปรับปรุงกระทบยอดทำไว้ก่อนภาษีเงินได้เป็นเงินสดรับ (จ่าย)			
จากกิจกรรมดำเนินงาน			
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	(9,028)	(8,547)	(9,746)
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	2,707,533	2,079,382	1,650,220
ค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์	1,349,619	47,151	558,214
การกลับรายการค่าเผื่อการลดมูลค่าของสินค้าคงเหลือให้เท่ากับ			
มูลค่าสุทธิที่จะได้รับคืน	-	(16,945)	(9,323)
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจจัดจ่าย	31,227	29,013	25,936
ค่าใช้จ่ายตัดจ่ายอื่น	147,964	(2,084)	7,730
ขาดทุนจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์	9,888	13,290	33,559
รายได้จากรายได้รอการรับรู้	(13,828)	(6,389)	(5,922)
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	(21,550)	82,965	9,447
ส่วนเกินมูลค่าที่ตราไว้จากการซื้อคืนหุ้นกู้	-	7,327	-
ประมาณการหนี้สินผลประโยชน์ของพนักงาน	17,896	11,346	12,232
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	(649)	(16,088)	(5,361)
ดอกเบี้ยรับต่ำกว่าดอกเบี้ยจ่าย	211,301	199,625	162,879
	4,103,440	3,057,073	3,203,322
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	(1,208,129)	(769,584)	(534,420)
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	(6,659)	826	-
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	2,888,652	2,288,315	2,668,902
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
เงินสดจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น	(264,160)	(1,992,078)	(4,415,788)
เงินสดรับจากการลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น	-	274,160	3,442,374
เงินสดจ่ายเงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	-	(92,750)
เงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้น	-	-	(156,609)
เงินลงทุนระยะยาวอื่นเพิ่มขึ้น	-	-	(11)
เงินสดจ่ายลงทุนในการร่วมค้า	(2,650)	-	-
เงินสดรับจากการลงทุนในการร่วมค้า	2,161	1,311	393
เงินสดรับสุทธิจากการขายบริษัท	-	8,704	-
เงินปันผลรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	4,403	5,212	5,275
เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินลงทุนระยะสั้น	9,293	4,671	27,730
เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินให้กู้ยืม	581	552	575
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้น	(1,733,586)	(996,712)	(1,331,920)
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนเพิ่มขึ้น	(142,135)	(7,041)	(6,164)
สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าเพิ่มขึ้น	-	(19,019)	(22,845)
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	(9,941)	(6)	-
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(2,136,034)	(2,720,246)	(2,549,740)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
งบกระแสเงินสด (ต่อ)
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม

	2558	2559	2560
	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.
กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
เงินสดจ่ายชำระคืนหุ้นกู้	(700,000)	(183,877)	-
เงินสดจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาว	(411,469)	-	-
เงินสดจ่ายดอกเบี้ย	(186,915)	(134,242)	(133,512)
เงินสดจ่ายสำหรับต้นทุนทางการเงิน	-	(5,750)	-
เงินสดจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	-	-	(874,311)
เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	-	-	854,695
เงินสดจ่ายสำหรับต้นทุนทางการเงินในการออกหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	-	-	(66)
เงินสดจ่ายดอกเบี้ยหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	(65,893)	(65,670)	(52,826)
เงินสดรับสุทธิสำหรับสัญญาอนุพันธ์ทางการเงิน	-	155,597	-
เงินปันผลจ่าย	(297,702)	(310,427)	(458,570)
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	-	-	-
กระแสเงินสดสุทธิที่ใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(1,661,979)	(544,369)	(664,590)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงสุทธิ	(909,361)	(976,300)	(545,428)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นปี	3,930,360	2,995,403	2,039,500
	3,020,999	2,019,103	1,494,072
ปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน	(25,596)	20,397	18,109
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นปี	2,995,403	2,039,500	1,512,181

ตารางสรุปอัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

		2558	2559	2560
อัตราส่วนสภาพคล่อง				
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	3.34	4.72	3.60
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	2.71	4.07	3.21
อัตราส่วนสภาพคล่องกระแสเงินสด	เท่า	1.35	1.82	1.98
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	8.05	8.35	7.68
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	45	44	48
อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหาทำไร				
อัตรากำไรสุทธิ	%	(15.20)	8.57	13.12
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	(7.15)	3.28	5.18
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน				
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	(3.98)	1.93	3.11
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	12.63	19.21	19.01
อัตราภาระหมุนของสินทรัพย์	เท่า	0.26	0.23	0.24
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน				
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.27	0.25	0.25
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	(0.02)	(0.10)	(0.14)
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	15.23	12.90	13.54
อัตราการจ่ายเงินปันผล	%	N/A	98	90
ข้อมูลต่อหุ้น				
มูลค่าหุ้นตามบัญชี	ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	2.85	2.87	2.90
กำไรสุทธิต่อหุ้น	ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	(0.22)	0.08	0.13
เงินปันผลต่อหุ้น	บาท	3.00	3.25	4.25
อัตรากาเรเติบโต				
สินทรัพย์รวม	%	(15.59)	(3.82)	1.74
หนี้สินรวม	%	(22.46)	(9.74)	2.64
รายได้จากการขาย	%	(27.52)	(21.26)	2.42
กำไรสุทธิ	%	(226.00)	143.59	59.53

14. การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ

14.1 บทสรุปผู้บริหาร

ในปี 2560 สถานการณ์ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกเริ่มปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลบวกต่อราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยของ ปตท.สผ. ประกอบกับความมุ่งมั่นอย่างต่อเนื่องของนโยบายการบริหารจัดการต้นทุนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน ทำให้ ปตท.สผ. สามารถปรับลดต้นทุนต่อหน่วยลงมาอยู่ที่ 29.05 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับ 30.46 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบในปีก่อนหน้า ส่งผลให้ผลประกอบการในปี 2560 มีกำไรสุทธิ 594 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ปรับตัวสูงขึ้นถึงร้อยละ 60 จากปีก่อนหน้า

สำหรับปี 2560 ปตท.สผ. มีรายได้จากการขาย 4,281 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้นร้อยละ 2 จากปี 2559 โดยสามารถรักษาปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่ 299,206 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เป็นไปตามเป้าที่ 300,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ภายใต้แรงกดดันจากการที่ผู้ซื้อเรียกร้องก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยในปริมาณที่ลดลง โดยบริษัทพยายามทดแทนปริมาณดังกล่าวด้วยการเพิ่มการผลิตทั้งในส่วนของคนเดนเสทและน้ำมันดิบของโครงการหลักในประเทศไทยและออสเตรเลีย

จากผลการดำเนินงานข้างต้น ทำให้ในปี 2560 ปตท.สผ. มีกำไรจากการดำเนินงานตามปกติ (Recurring Net Profit) 836 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานตามปกติ (Non-recurring Items) 242 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งเป็นผลสุทธิจากขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ตามมาตรฐานบัญชีจากการปรับแผนการลงทุนของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ ซึ่งรายการดังกล่าวไม่กระทบกับเงินสดในมือและกระแสเงินสดของบริษัทแต่อย่างใด สุทธิกับผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนจากการที่ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ. แข็งค่าขึ้นระหว่างปี

ณ สิ้นปี 2560 ปตท.สผ. ยังคงสถานะการเงินที่แข็งแกร่งด้วยสินทรัพย์จำนวน 19,220 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,703 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ยจำนวน 2,907 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 11,517 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. อีกทั้ง ปตท.สผ. ยังสามารถรักษาสภาพคล่องด้วยเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นจำนวน 4,468 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

นอกจากนี้ ปตท.สผ. อยู่ระหว่างเตรียมความพร้อมในการเข้าร่วมประมูลแหล่งสัมปทานในอ่าวไทยที่กำลังจะหมดอายุ เร่งพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างการตัดสินใจขั้นสุดท้าย โดยเฉพาะโครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน ที่มีความคืบหน้าในด้านการเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ระยะยาวกับผู้ซื้อ และแสวงหาโอกาสการลงทุนเพิ่มเติมทั้งการเข้าซื้อทรัพย์สินในธุรกิจต้นน้ำและธุรกิจ LNG ครบวงจร ทั้งนี้ เพื่อรองรับภาพธุรกิจพลังงานที่เปลี่ยนแปลงไป ปตท.สผ. ได้ดำเนินการปรับโครงสร้างองค์กรเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงและมองหาโอกาสทางธุรกิจในการต่อยอดขยายการลงทุนในธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับต้นน้ำและธุรกิจพลังงานใหม่ๆ เพื่อการเติบโตอย่างยั่งยืนในอนาคต

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)	2560	2559	% เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 2560	ไตรมาส 4 2560	ไตรมาส 4 2559	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม *	4,523	4,339	4	1,134	1,271	1,089	12	17
รายได้จากการขาย *	4,281	4,190	2	1,064	1,202	1,038	13	16
EBITDA	3,063	3,027	1	777	825	690	6	20
กำไร (ขาดทุน) สำหรับงวด	594	372	60	(264)	289	(16)	>100	>100
กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นจากการดำเนินงาน ต่อเนื่อง (ดอลลาร์ สหรัฐ.)	0.13	0.07	86	(0.07)	0.07	(0.01)	>100	>100
กำไร (ขาดทุน) จากการดำเนินงานตามปกติ	836	466	79	218	240	123	10	95
กำไร (ขาดทุน) จาการรายการที่ไม่ใช่ การดำเนินงานตามปกติ	(242)	(94)	>(100)	(482)	49	(139)	>100	>100

* แสดงรายได้จากการดำเนินงานต่อเนื่อง

14.2 ภาพรวมเศรษฐกิจในรอบปี 2560

(1) ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบเป็นหนึ่งในปัจจัยสำคัญที่มีผลกระทบต่อผลประกอบการของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2560 ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบอยู่ที่ 53.14 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล ซึ่งภาพรวมราคาน้ำมันดิบยังคงมีความผันผวนแต่ปรับตัวดีขึ้นจากปีก่อนหน้า โดยราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 1 อยู่ที่ประมาณ 53 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล ก่อนที่จะลงไปแตะระดับต่ำสุดที่ 43 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลในช่วงเดือนมิถุนายน อันเป็นผลจากปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของสหรัฐอเมริกาที่สูงขึ้นจนแตะระดับ 9.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งเพิ่มขึ้นประมาณหนึ่งล้านบาร์เรลต่อวันจากปีก่อนหน้า โดยหลักมาจากการผลิตน้ำมันในชั้นหินดินดาน (Shale Oil) รวมทั้งจากจำนวนแท่นขุดเจาะที่เพิ่มขึ้นกว่า 220 แท่น อย่างไรก็ตาม ในช่วงครึ่งหลังของปี มีปัจจัยบวกเข้ามาพ่วงราคาน้ำมันให้ปรับตัวดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง ได้แก่ การหยุดผลิตเพื่อซ่อมแซมรอยรั่วของท่อขนส่งน้ำมันดิบ Keystone ในสหรัฐอเมริกาที่มีกำลังการขนส่ง 590,000 บาร์เรลต่อวันและท่อขนส่งน้ำมันดิบ Forties ในประเทศอังกฤษที่มีกำลังการขนส่ง 450,000 บาร์เรลต่อวัน การผลิตน้ำมันดิบนอกชายฝั่งของสหรัฐอเมริกาที่หยุดชะงักจากผลกระทบของพายุเฮอร์ริเคน รวมถึงการที่กลุ่มโอเปกและกลุ่มนอกโอเปกบรรลุข้อตกลงในการลดกำลังการผลิตที่ 1.8 ล้านบาร์เรลต่อวันต่อไปจนถึงเดือนธันวาคม 2561 จากเดิมที่ตั้งเป้าจะสิ้นสุดในเดือนมีนาคม 2561 โดยกลุ่มผู้ผลิตให้การสนับสนุนการปฏิบัติตามข้อตกลงในการลดกำลังการผลิตอย่างเคร่งครัด ประกอบกับแรงบวกจากสถานการณ์ความไม่แน่นอนทางการเมืองในแถบตะวันออกกลาง รวมทั้งการปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่องของปริมาณสำรองน้ำมันดิบในสหรัฐอเมริกามาอยู่ที่ 431 ล้านบาร์เรลในปลายเดือนธันวาคมจากระดับ 534 ล้านบาร์เรลในเดือนมีนาคมปีเดียวกัน ผลกระทบจากเหตุการณ์ข้างต้นผลักดันให้ราคาน้ำมันดิบดูไบขยับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจนถึงระดับสูงสุดที่ 64 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลในเดือนธันวาคม

(2) สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG)

สถานการณ์ LNG ในปี 2560 ยังคงอยู่ในสภาวะอุปทานล้นตลาด เนื่องจากมีโครงการใหม่ๆ เกิดขึ้นมาก โดยหลักมาจากโครงการ LNG ในประเทศออสเตรเลีย รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา โดยปัจจุบันมีกำลังการผลิตรวมอยู่ที่ 310 ล้านตัน ในขณะที่มีความต้องการใช้ประมาณ 290 ล้านตัน เป็นผลให้ราคา LNG ในช่วงที่ผ่านมายังคงอยู่ในระดับต่ำ ซึ่งในปี 2560 ราคาเฉลี่ยของ Asian spot LNG อยู่ที่ 7.1 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู ส่งผลให้ในปี 2560 ปริมาณการขายของ ปตท.สผ. ได้รับผลกระทบจากการที่ผู้ซื้อเรียกเก็บก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยในปริมาณที่น้อยลง และชดเชยด้วยการนำเข้า LNG มากขึ้น

(3) ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศสำหรับ 11 เดือนแรกของปี 2560 อยู่ที่ประมาณ 2.13 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) ส่วนหนึ่งเป็นผลจากการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ โดยการใช้พลังงานภายในประเทศส่วนใหญ่ยังมาจากน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจากการพัฒนาเทคโนโลยี ส่งผลให้การใช้พลังงานรูปแบบต่างๆ อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ รวมไปถึงการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เริ่มเข้ามามีบทบาทสำคัญในการตอบสนองความต้องการใช้พลังงานมากขึ้น

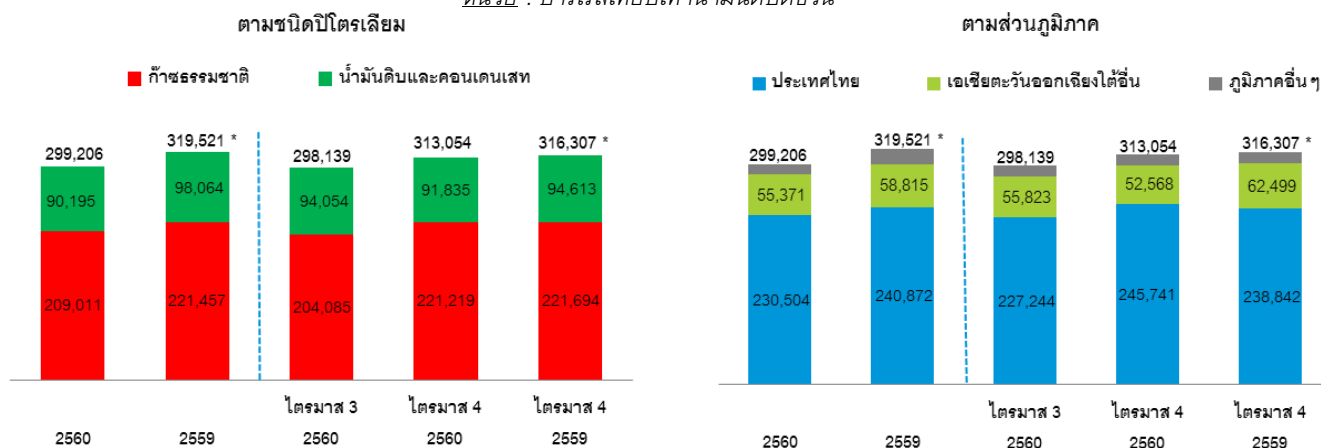
(4) อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ.

การเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่ในรูปภาษีเงินได้ที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี สำหรับปี 2560 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ. ได้ปรับตัวแข็งค่าขึ้นจากปีก่อนหน้า เป็นผลมาจากความไม่แน่นอนของนโยบายเศรษฐกิจสหรัฐอเมริกา การดำเนินนโยบายการเงินของประเทศเศรษฐกิจหลัก และความกังวลของนักลงทุนต่อเหตุการณ์ความตึงเครียดบนคาบสมุทรเกาหลีกับสหรัฐอเมริกา ส่งผลให้ตลาดการเงินและการเคลื่อนย้ายของเงินทุนยังคงมีความผันผวนสูง โดยค่าเงินบาท ณ สิ้นปี 2560 ปรับตัวมาอยู่ที่ 32.68 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งแข็งค่าขึ้น 3.15 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเทียบกับค่าเงินบาท ณ สิ้นปีก่อนหน้าที่ 35.83 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. เป็นผลให้ ปตท.สผ. มีการรับรู้กำไรและผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนในปีนี้

14.3 ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย *

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



* รวมปริมาณขายของโครงการโอมาน 44 จนถึงเดือนสิงหาคม 2559

ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	2560	2559	% เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 2560	ไตรมาส 4 2560	ไตรมาส 4 2559	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	39.20	35.91	9	38.78	41.74	35.65	8	17
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	53.14	41.27	29	50.43	59.31	48.32	18	23

ปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลงเป็น 299,206 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับปี 2559: 319,521 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซียที่มีการขายน้ำมันดิบในปีนี้น้อยกว่าปีที่ผ่านมา รวมทั้งโครงการสินภูฮ่อม เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 39.20 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับปี 2559: 35.91 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

ในไตรมาส 4 ปี 2560 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 313,054 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 298,139 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกช และโครงการคอนแท็ค 4 สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 41.74 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 3 ปี 2560: 38.78 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2559

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 4 ปี 2560 กับไตรมาส 4 ปี 2559 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 316,307 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลง โดยหลักจากโครงการรายดานา และโครงการสินภูฮ่อม ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 41.74 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 4 ปี 2559: 35.65 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

14.3.1 ผลการดำเนินงานรวม

ปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

สำหรับปี 2560 ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 594 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 222 ล้านบาท หรือร้อยละ 60 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2559 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 372 ล้านบาท ส่วนใหญ่เกิดจาก (1) ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายลดลงจำนวน 429 ล้านบาท หรือ โดยหลักจากการปรับปริมาณสำรองปีโตรเลียมเพิ่มขึ้น (2) ภาษีเงินได้ลดลงจำนวน 105 ล้านบาท หรือ โดยหลักจากผลกระทบของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ หรือ และ (3) รับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินลดลงจำนวน 90 ล้านบาท หรือ ในขณะที่ (4) รับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้นจำนวน 511 ล้านบาท หรือ.

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับปี 2560 จำนวน 242 ล้านบาท หรือ มีผลขาดทุนเพิ่มขึ้น 148 ล้านบาท หรือ เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2559 ที่มีขาดทุนจำนวน 94 ล้านบาท หรือ ส่วนใหญ่เกิดจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้นจำนวน 511 ล้านบาท หรือ ในขณะที่ภาษีเงินได้ลดลงจำนวน 236 ล้านบาท หรือ จากผลกระทบของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ หรือ.

ไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

ในไตรมาส 4 ปี 2560 ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิจำนวน 289 ล้านบาท หรือ เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 553 ล้านบาท หรือ หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 264 ล้านบาท หรือ สาเหตุหลักมาจากในไตรมาส 4 ปี 2560 ไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ ในขณะที่ในไตรมาส 3 ปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนดังกล่าวจำนวน 558 ล้านบาท หรือ.

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2560 จำนวน 49 ล้านบาท หรือ เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 531 ล้านบาท หรือ เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีขาดทุนจำนวน 482 ล้านบาท หรือ สาเหตุหลักมาจากในไตรมาส 4 ปี 2560 ไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ ในขณะที่ในไตรมาส 3 ปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนดังกล่าวจำนวน 558 ล้านบาท หรือ.

ไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2559

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 16 ล้านบาท หรือ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีผลการดำเนินงานดีขึ้น 305 ล้านบาท หรือ หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยมีสาเหตุหลักจาก (1) รายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 164 ล้านบาท หรือ โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น (2) ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายลดลงจำนวน 73 ล้านบาท หรือ โดยหลักจากการปรับปริมาณสำรองปีโตรเลียมเพิ่มขึ้น และ (3) ภาษีเงินได้ลดลงจำนวน 69 ล้านบาท หรือ โดยหลักจากผลกระทบของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ หรือ.

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2560 จำนวน 49 ล้านบาท หรือ มีผลการดำเนินงานดีขึ้น 188 ล้านบาท หรือ เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2559 ที่มีขาดทุนจำนวน 139 ล้านบาท หรือ สาเหตุหลักมาจากภาษีเงินได้ลดลงจำนวน 155 ล้านบาท หรือ จากผลกระทบของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ หรือ รวมทั้งไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ในไตรมาสนี้ ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2559 มีการรับรู้ขาดทุนดังกล่าวจำนวน 47 ล้านบาท หรือ.

14.3.2 ผลการดำเนินงานรวมจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	2560	2559	% เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 2560	ไตรมาส 4 2560	ไตรมาส 4 2559	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	254	438	(42)	(350)	250	31	>100	>100
ประเทศไทย	826	610	35	211	264	105	25	>100
ต่างประเทศ	(572)	(172)	>(100)	(561)	(14)	(74)	98	81
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	40	(11)	>100	16	(4)	(45)	>(100)	91
- ออสเตรเลีย	(46)	(108)	57	(21)	(8)	(17)	62	53
- อเมริกา	(563)	(10)	>(100)	(559)	(3)	(2)	99	(50)
- แอฟริกา	(3)	(43)	93	3	1	(10)	(67)	>100
ท่อขนส่งก๊าซ	238	203	17	69	63	45	(9)	40
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	102	(289)	>100	17	(24)	(109)	>(100)	78
การดำเนินงานที่ยกเลิก	-	20	(100)	-	-	17	-	(100)
รวม	594	372	60	(264)	289	(16)	>100	>100

ปี 2560 เปรียบเทียบกับปี 2559

สำหรับปี 2560 มีกำไรสุทธิ 594 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 222 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 60 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2559 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 372 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ จำนวน 391 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย จำนวน 216 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ผลการดำเนินงานลดลงในเขตภูมิศาสตร์อเมริกา จำนวน 553 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(1) สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

สำหรับปี 2560 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีกำไรสุทธิจำนวน 102 ล้านดอลลาร์ สรอ. ผลการดำเนินงานดีขึ้นจำนวน 391 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2559 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 289 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง โดยหลักจากผลกระทบของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ. และการรับรู้กำไรจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันสำหรับปี 2560 ในขณะที่รับรู้ขาดทุนจากรายการดังกล่าวในปี 2559

(2) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

(2.1) ประเทศไทย

สำหรับปี 2560 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิจำนวน 826 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 216 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 35 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2559 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 610 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายลดลงจากการปรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น และตามปริมาณการขายที่ลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสุทธิทางภาษี สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

(2.2) เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

สำหรับปี 2560 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิจำนวน 563 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 553 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2559 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 10 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ จำนวน 558 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2560 มีกำไรสุทธิ 289 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 553 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2560 จำนวน 264 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์อเมริกา จำนวน 556 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

(1) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

(1.1) เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

ในไตรมาส 4 ปี 2560 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิจำนวน 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ขาดทุนลดลง 556 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 99 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 559 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากในไตรมาส 3 ปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ จำนวน 558 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ไตรมาส 4 ปี 2560 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2559

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2560 มีกำไรสุทธิ 289 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ผลการดำเนินงานดีขึ้นจำนวน 305 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2559 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 16 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย จำนวน 159 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้จำนวน 41 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ จำนวน 85 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

(1) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

(1.1) ประเทศไทย

ในไตรมาส 4 ปี 2560 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิจำนวน 264 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 159 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2559 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 105 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายลดลงจากการปรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น

(1.2) เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

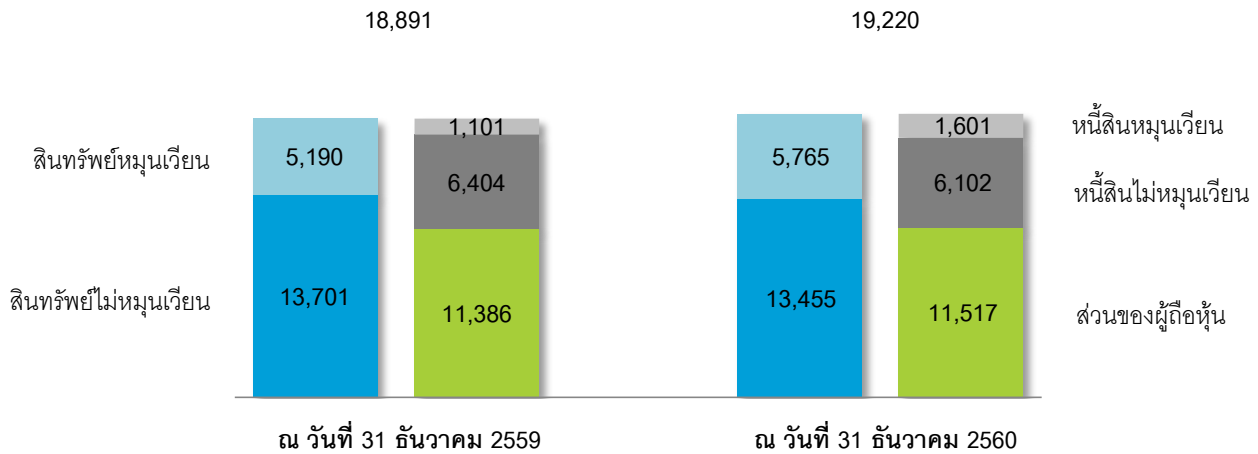
ในไตรมาส 4 ปี 2560 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีขาดทุนสุทธิจำนวน 4 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ขาดทุนลดลง 41 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 91 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2559 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 45 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ในไตรมาส 4 ปี 2560 ในขณะที่รับรู้ขาดทุนจากรายการดังกล่าวของโครงการเยตากูน และโครงการนาทูน่า ซีเอ ในไตรมาส 4 ปี 2559

(2) สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิจำนวน 24 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ขาดทุนลดลงจำนวน 85 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 78 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2559 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 109 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง โดยหลักจากผลกระทบของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สหรัฐ.

14.3.3 สถานะการเงิน

หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.



(1) สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 19,220 ล้านดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 628,121 ล้านบาท) เพิ่มขึ้น 329 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 จำนวน 18,891 ล้านดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 676,890 ล้านบาท) เป็นผลมาจาก

(1.1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น และลูกหนี้บริษัทใหญ่ มีจำนวนเพิ่มขึ้น 575 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสุทธิกับเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้นจำนวน 446 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลูกหนี้บริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น 184 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่พัสดุดังกล่าวลดลง 48 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(1.2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนมีจำนวนลดลง 246 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักเป็นผลจาก (1) การรับรู้การด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ (2) การตัดค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย แม้ว่าจะมีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในขณะที่ (3) สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 219 ล้านดอลลาร์ สรอ. และ (4) เงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้น 166 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(2) หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,703 ล้านดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 251,746 ล้านบาท) เพิ่มขึ้นจำนวน 198 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 จำนวน 7,505 ล้านดอลลาร์ สรอ. (เทียบเท่า 268,906 ล้านบาท) เป็นผลมาจาก

(2.1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย ภาษีเงินได้ค้างจ่าย และหุ้นกู้ที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 500 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่มาจากหุ้นกู้ที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี เพิ่มขึ้น 400 ล้านดอลลาร์ สรอ. ภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 65 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเจ้าหนี้การค้าเพิ่มขึ้น 31 ล้านดอลลาร์ สรอ.

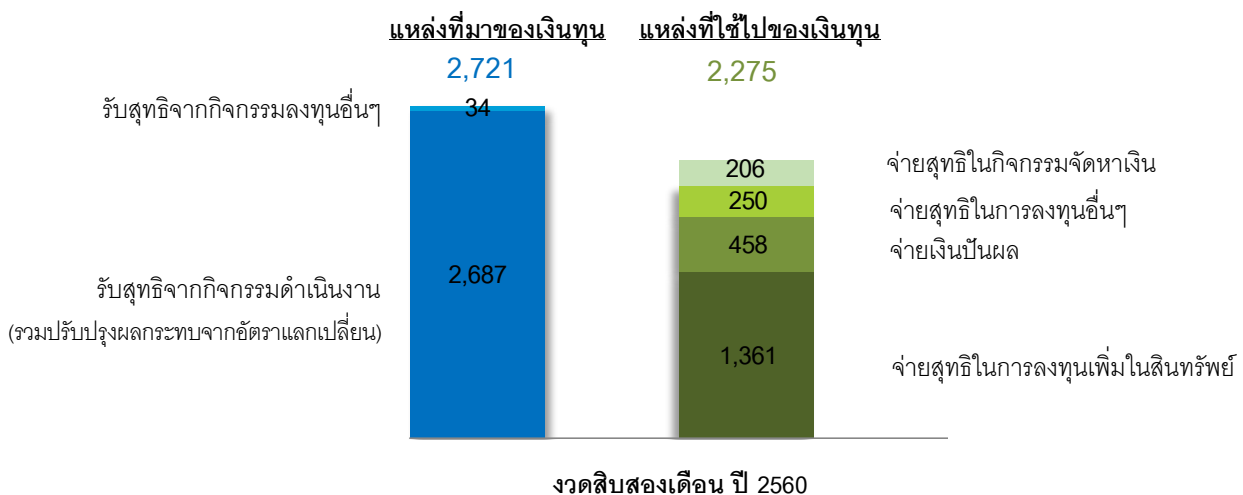
(2.2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่าซื้อถาวรอุปกรณ์การผลิต หนี้กู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนลดลง 302 ล้านบาทต่อปี สรอ. ส่วนใหญ่จากการจัดประเภทหนี้ที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี ไปอยู่ภายใต้หนี้สินหมุนเวียน

(3) โครงสร้างเงินทุนบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ประกอบด้วยส่วนทุนจำนวน 11,517 ล้านบาทต่อปี สรอ. และหนี้สินรวมจำนวน 7,703 ล้านบาทต่อปี สรอ. ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ยจำนวน 2,907 ล้านบาทต่อปี สรอ. โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 4.50 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 7.15 ปี ทั้งนี้ หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของ ปตท.สผ. อยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ที่ร้อยละ 100 สำหรับสัดส่วนของอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่ออัตราดอกเบี้ยลอยตัวอยู่ที่ร้อยละ 80 ต่อ 20

14.3.4 กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาทต่อปี สรอ.



ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น ซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 4,468 ล้านบาทต่อปี สรอ. เพิ่มขึ้น 446 ล้านบาทต่อปี สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 4,022 ล้านบาทต่อปี สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 2,721 ล้านบาทต่อปี สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขายสุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 2,275 ล้านบาทต่อปี สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในโครงการคอนแท็ค 4 และโครงการซอติกา รวมทั้งมีการเข้าซื้อหุ้นบริษัทซึ่งดำเนินธุรกิจ LNG ในประเทศมาเลเซีย เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2559 และสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2560

14.3.5 อัตราส่วนทางการเงินและการดำเนินงานที่สำคัญ

	2560	2559	ไตรมาส 3 2560	ไตรมาส 4 2560	ไตรมาส 4 2559
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	70.26	70.83	71.37	67.35	65.48
อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น	5.18	3.26	2.54	5.18	3.26
อัตรากำไรสุทธิ	13.12	8.47	6.66	13.12	8.47
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.25	0.25	0.26	0.25	0.25
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.95	0.94	0.99	0.95	0.94

หมายเหตุ:

- อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ
- อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน
- อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน
- อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
- อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไ้ย้อนหลัง 12 เดือน ก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

14.4 ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ สิ้นปี 2560 ปตท.สผ. มีโครงการและดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ รวมทั้งสิ้นจำนวน 36 โครงการใน 10 ประเทศ มีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) จำนวน 631 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Probable Reserves) จำนวน 400 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบและปริมาณทรัพยากรประเภท Contingent Resources จำนวน 3,824 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีรายละเอียดความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ ดังนี้

14.4.1 โครงการในประเทศไทย

ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศไทยจำนวน 16 โครงการ ส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการบงกช** ประสบความสำเร็จในการเพิ่มการผลิตคอนเดนเสทเพื่อชดเชยการเรียกร้องก๊าซธรรมชาติที่ลดลงจากผู้ซื้อ รวมทั้งอยู่ระหว่างการเตรียมความพร้อมในการเข้าร่วมประมูลสัมปทานโครงการบงกชที่จะหมดอายุในปี 2565-2566 **โครงการเอส 1** ได้ทำการขุดเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งจะมีการขุดเจาะหลุมสำรวจในปี 2561 เพื่อช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตในอนาคต ทั้งนี้ ปี 2560 โครงการในประเทศไทยมีปริมาณการขายรวมอยู่ที่ 230,504 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 77 ของปริมาณการขายทั้งหมด นอกจากนี้ **แหล่งอูบลภายใต้โครงการคอนแทร์ค 4** ซึ่งอยู่ระหว่างการหารือกับผู้ดำเนินการของโครงการเพื่อเตรียมการพัฒนา และคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ภายในปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตของโครงการที่ 25,000- 30,000 บาร์เรลต่อวัน

14.4.2 โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 13 โครงการ ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์ (เมียนมาร์) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) มาเลเซีย และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในปี 2560 โครงการในภูมิภาคนี้มีปริมาณการขายรวมอยู่ที่ 55,371 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 19 ของปริมาณการขายทั้งหมด

ในส่วนของ **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ปตท.สผ. ได้ดำเนินกิจกรรมในโครงการที่สำคัญ อาทิ **โครงการชอติกา** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะละเกาะของเมียนมาร์ โดยในปี 2560 โครงการสามารถรักษาปริมาณการผลิตได้ตามเป้าหมาย รวมทั้งเสร็จสิ้นการก่อสร้างแท่นผลิตเฟส 1C จำนวน 1 แท่น และจะดำเนินการติดตั้งแท่นผลิตที่เหลือจำนวน 3 แท่นในปี 2561 รวมทั้งมีแผนการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่อง ในปี 2560 โครงการมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 301 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 47,747 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในปีที่ผ่านมาโครงการได้เริ่มผลิตจากหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอีก 4 หลุมตามแผนที่วางไว้ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อรักษาระดับการผลิต ในปี 2560 โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ย 21,087 บาร์เรลต่อวัน และปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 2 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 486 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ส่วนใหญ่จะอยู่ในเมียนมาร์ทั้งบนบกและในทะเล อาทิ **โครงการเมียนมาร์ เอ็ม 3** อยู่ระหว่างการเจรจากรอบการพัฒนาเชิงพาณิชย์กับรัฐบาลเมียนมาร์ **โครงการเมียนมาร์ MD-7** อยู่ระหว่างศึกษาโครงสร้างทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียม **โครงการเมียนมาร์ เอ็ม 11** **โครงการเมียนมาร์ เอ็มโอจี 3** และ **โครงการซารากัสเค 410 บี** ในมาเลเซีย อยู่ระหว่างการประมวลผลข้อมูลเพื่อการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพทางปิโตรเลียม เพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจในปี 2561 รวมทั้ง **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95** และ **โครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม โดยในปี 2560 โครงการได้ลงนามในสัญญา Letter of Agreement ระหว่างผู้ร่วมทุนในเรื่องราคาค่าก๊าซและค่าผ่านท่อก๊าซ รวมทั้งอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้ คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตรวม 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

14.4.3 โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 3 โครงการ ซึ่งตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา (แคนาดา) และสหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) โดยโครงการทั้งสามเป็น **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** สำหรับ **โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์** ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ตาของแคนาดา โดยโครงการได้ปรับแผนการพัฒนาเพื่อหาแนวทางการบริหารจัดการโครงการที่เหมาะสม

สำหรับในบราซิล มีโครงการร่วมทุน 2 โครงการ คือ **โครงการบารารินเนียส เอฟ 1** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล และ **โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงของบราซิล ปัจจุบันทั้งสองโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียม

14.4.4 โครงการในออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 1 โครงการ คือ โครงการพีทีอีพี ออสเตรเลีย ซึ่งตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 12 แปลงสัมปทาน

สำหรับ**แหล่งที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** คือ **แหล่งมอนทารา** โครงการได้ทำการเจาะหลุมผลิตในปี 2560 เพื่อเร่งอัตราการผลิต ทำให้สามารถรักษาปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับปี 2560 ได้ตามแผนที่ 10,580 บาร์เรลต่อวัน

สำหรับ**แหล่ง Cash Maple** ที่อยู่ใน**ระยะเวลารวบรวม (Exploration Phase)** นั้น โครงการได้เสร็จสิ้นการศึกษาวิศวกรรมเบื้องต้น (Pre-FEED Study) และอยู่ระหว่างการเตรียมการทำ FEED Study โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2561

14.4.5 โครงการในแอฟริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 3 โครงการ ซึ่งตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) และสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)

สำหรับโครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) ปตท.สผ. ได้ดำเนินการผลิตน้ำมันดิบตามแผนจากโครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ซึ่งตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในปี 2560 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ย 17,360 บาร์เรลต่อวัน

สำหรับโครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ปตท.สผ. ได้ดำเนินการสำรวจในโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ซึ่งตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โดยโครงการได้นำส่งแผนพัฒนาเพื่อขออนุมัติพื้นที่ในการพัฒนาต่อรัฐบาลแอลจีเรียในเดือนธันวาคม 2560 และคาดว่าจะได้รับอนุมัติภายในไตรมาส 1 ปี 2561 ด้วยกำลังการผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ในเฟสแรกที่อัตรา 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวันในปี 2562 และหลังจากนั้นจะพิจารณาการลงทุนเพิ่มเติมเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตรวมเป็น 50,000 บาร์เรลต่อวัน โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน ซึ่งเป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก โดยมีความคืบหน้าที่สำคัญในปี 2560 ได้แก่ การเจรจากับรัฐบาลโมซัมบิกที่ได้รับการอนุมัติกฎหมายและกฎระเบียบ (Legal & Contractual Framework) การอนุมัติสัมปทานการบริหารจัดการทางทะเลและท่าเรือ (Marine Concessions) เริ่มการเคลื่อนย้ายชุมชนออกจากพื้นที่ก่อสร้างโครงการ (Resettlement) ในเดือนพฤศจิกายน 2560 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการขออนุมัติแผนการพัฒนาโครงการ (Plan of Development) ขั้นสุดท้ายจากรัฐบาลโมซัมบิก ซึ่งคาดว่าจะได้รับการอนุมัติในต้นปี 2561 นอกจากนี้ โครงการยังเร่งผลักดันการเจรจาสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวกับผู้ซื้อ และการเจรจาสัญญาเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance กับสถาบันการเงิน โดยคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2566 ด้วยกำลังการผลิตระยะแรกที่ 12 ล้านตันต่อปี

14.5 กลยุทธ์การบริหารจัดการ

ปตท.สผ. ยังคงดำเนินแผนกลยุทธ์ตามแนวทาง “RESET REFOCUS RENEW” อย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน และส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืน

RESET ลดต้นทุน เพิ่มประสิทธิภาพในการแข่งขันภายใต้วิกฤตราคาน้ำมัน

- สร้าง DNA ของพนักงานทุกคนให้มีจิตสำนึกในเรื่องต้นทุน
- ใช้เทคโนโลยีเพื่อสร้างความเป็นเลิศในเรื่องการบริหารต้นทุนให้มีประสิทธิภาพและสามารถแข่งขันได้กับบริษัทชั้นนำในอุตสาหกรรมเดียวกัน

- เลือกลงทุนในโครงการที่มีต้นทุนการผลิตต่ำและสามารถแข่งขันได้ภายใต้ราคาน้ำมันปัจจุบัน

REFOCUS เน้นขยายการลงทุนและเติบโตในพื้นที่ที่มีความเชี่ยวชาญ และพื้นที่ที่มีศักยภาพสูง

- เพิ่มการลงทุนในไทย และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีความชำนาญ มีต้นทุนและความเสี่ยงต่ำ
- ร่วมลงทุนกับ ปตท. ในธุรกิจ LNG ครบวงจร เพื่อการเติบโตทางธุรกิจและสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ
- ศึกษาโอกาสการลงทุนในพื้นที่ใหม่ที่มีต้นทุนต่ำ เช่น พื้นที่ในตะวันออกกลาง เป็นต้น และพื้นที่ที่มีศักยภาพสูง

RENEW พัฒนาเทคโนโลยีเพื่อรองรับการเติบโตอย่างยั่งยืนในอนาคต

- หาโอกาสในการเพิ่มรายได้และสร้างผลตอบแทนจากธุรกิจอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจปัจจุบัน
- ศึกษาโอกาสทางธุรกิจใหม่ๆ ที่มีโอกาสเติบโตในอนาคต และสามารถต่อยอดประสบการณ์และความเชี่ยวชาญของบริษัท

14.5.1 การบริหารการลงทุน

ปตท.สผ. มีเป้าหมายในการบริหารการลงทุนโดยคำนึงถึงความเสี่ยง ปัจจัยและผลกระทบในการลงทุนเพื่อให้ทันต่อสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มและส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืนในอนาคต ตามแนวทางดังต่อไปนี้

(1) รักษาปริมาณการผลิตของโครงการปัจจุบันด้วยต้นทุนการดำเนินงานที่ต่ำเพื่อรักษาความสามารถในการทำกำไร โดยเน้นเพิ่มปริมาณการผลิตคอนเดนเสทของโครงการในอ่าวไทย และเพิ่มปริมาณการผลิตในโครงการเอส 1 โครงการผลิตในเมียนมาร์ และแหล่งมอนทราในออสเตรเลีย

(2) เพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมทั้งในระยะสั้นและระยะยาว โดยการเตรียมความพร้อมในการเข้าประมูลแหล่งสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุในอ่าวไทยทั้งแหล่งบงกชและเอราวัณ ซึ่งบริษัทมีความพร้อมเป็นอย่างมากที่จะเข้าร่วมประมูลตามกรอบระยะเวลาของกระทรวงพลังงาน การเร่งรัดการพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างรอการตัดสินใจขั้นสุดท้าย ได้แก่ โครงการโมซัมบิก โรงมาออฟซอร์ แอเรีย วัน โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคช โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 โครงการเวียดนาม 52/97 และโครงการคอนแทร์ค 4 (แหล่งอุบล) รวมถึงมองหาโอกาสการเข้าซื้อกิจการโดยให้ความสำคัญกับสินทรัพย์ที่ผลิตแล้วหรือกำลังจะเริ่มผลิตในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญและภูมิภาคอื่นที่มีศักยภาพสูง โดยเน้นโครงการที่มีความเสี่ยงในการดำเนินโครงการที่ค่อนข้างต่ำ มีตลาดรองรับในการขายปิโตรเลียมและมีผลตอบแทนที่น่าสนใจ รวมทั้งเตรียมแผนการสำรวจในแหล่งสำรวจของบริษัทที่มีอยู่ในปัจจุบัน โดยเฉพาะในเมียนมาร์และมาเลเซีย และมองหาโอกาสในการหาแหล่งสำรวจในพื้นที่ยุทธศาสตร์เพิ่มเติม

(3) ขยายความร่วมมือในการลงทุนและดำเนินธุรกิจ LNG ครบวงจร (LNG Value Chain) กับ ปตท. เพื่อการเติบโตทางธุรกิจและสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ โดยแสวงหาการลงทุนในโครงการ LNG ต่างๆ ทั่วโลก สะท้อนผ่านความสำเร็จจากการที่บริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนระหว่าง ปตท.สผ. และ ปตท. เข้าซื้อสัดส่วนร้อยละ 10 ในโครงการ MLNG Train 9 ประเทศมาเลเซีย ซึ่งเป็นโรงงาน LNG Liquefaction ที่มีกำลังการผลิตปัจจุบัน 3.6 ล้านตันต่อปีในปี 2560

โดยในปี 2560 บริษัทได้มีการบริหารการลงทุนที่สำคัญ (Portfolio Rationalization) ได้แก่ การคัดเลือก Total E&P Myanmar (TOTAL) ซึ่งเป็นบริษัทที่มีประสบการณ์และความเชี่ยวชาญในการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมทั่วโลกเข้าเป็นผู้ร่วมทุนในโครงการเมียนมาร์ MD-7 และการคืนแปลงสำรวจของโครงการเมียนมาร์ พีเอสซี จี และอีพี 2 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการรออนุมัติจากรัฐบาลเมียนมาร์

14.5.2 การบริหารจัดการเงินทุน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง ในปี 2560 บริษัทได้ทำการบริหารจัดการโครงสร้างทางการเงินเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด ช่วยลดต้นทุนทางการเงิน รวมถึงส่งเสริมการใช้ บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด เป็นศูนย์กลางการบริหารเงินให้กับกลุ่ม ปตท.สผ. ซึ่งความสำเร็จจากการบริหารจัดการส่งผลให้บริษัทได้รับรางวัลในด้านบริหารโครงสร้างหนี้ (Liability Management) ระดับประเทศจาก The Asset ซึ่งเป็นนิตยสารด้านการเงินชั้นนำของเอเชียเป็นปีที่ 2 ติดต่อกัน

สำหรับ ณ สิ้นปี 2560 บริษัทสามารถรักษาสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งด้วยเงินสดในมือ ประมาณ 4.5 พันล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต่ำกว่า 0.3 เท่า ซึ่งอยู่ภายใต้กรอบนโยบายการเงินของบริษัท และมีสภาพคล่องพร้อมรองรับแผนการลงทุนเพื่อรักษาระดับการผลิตให้เติบโตไปตามแผนงาน รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อเร่งพัฒนาโครงการต่างๆ การขุดเจาะสำรวจตามแผนการลงทุน และการเข้าซื้อกิจการที่สอดคล้องกับแผนธุรกิจของบริษัท

14.5.3 การบริหารต้นทุน

ปตท.สผ. บริหารต้นทุนในการดำเนินงานผ่านโครงการ SPEND SMART to Business Sustainability ด้วยแนวคิด “คิดใหม่ ทำใหม่ ให้ได้ผล” อย่างต่อเนื่อง สำหรับปี 2560 บริษัทสามารถลดรายจ่ายรวมลงจากแผนการลงทุนเดิมที่ตั้งไว้กว่า 200 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลจากการควบคุมค่าใช้จ่ายและเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามแนวทางต่างๆ อาทิ ลดจำนวนวันและค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุม เพิ่มประสิทธิภาพการสร้างและออกแบบแท่นผลิต เจาะเพื่อลดต้นทุนการจัดซื้อจัดจ้างอุปกรณ์และบริการต่างๆ ทั้งที่มีอยู่ในปัจจุบันและที่จะจัดจ้างในอนาคต รวมถึงบริหารจัดการด้านโลจิสติกส์ เช่น การลดจำนวนเรือ การลดการสั่งซื้ออุปกรณ์การผลิตเพื่อมาเก็บไว้ เป็นต้น และเป็นผลให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลงมาอยู่ที่ 29.05 ดอลลาร์ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบเมื่อเทียบกับปีที่แล้วที่ 30.46 ดอลลาร์ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ

14.5.4 การบริหารโครงสร้างองค์กร

เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและศักยภาพในการบริหารงานและการดำเนินงานของบริษัทให้สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของ ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงเพื่อเตรียมความพร้อมให้กับ ปตท.สผ. ในการแสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจอื่นที่มีความเหมาะสม จึงได้มีการปรับโครงสร้างองค์กรในปี 2560 โดยนายสมพร ว่องวุฒิพรชัย ดำรงตำแหน่งประธานเจ้าหน้าที่บริหาร (Chief Executive Officer หรือ CEO) รับผิดชอบผลการดำเนินงานภาพรวมขององค์กร วางแผนกลยุทธ์และพัฒนาธุรกิจทั้งธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการต่อยอด การลงทุนในธุรกิจใหม่ นายพงศธร ทวีสิน ดำรงตำแหน่งกรรมการผู้จัดการใหญ่ สำรวจและผลิตปิโตรเลียม (President, Exploration and Production หรือ PEP) รับผิดชอบการบริหารธุรกิจต้นน้ำครบวงจร (Upstream Value Chain) ซึ่งครอบคลุมกิจกรรมสำรวจ พัฒนาโครงการ และการผลิตปิโตรเลียม ให้เป็นไปตามเป้าหมายและสอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ของบริษัท

14.6 ด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติที่เป็นสากลและตามมาตรฐานของสหประชาชาติ ในปี 2560 ปตท.สผ. ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกในกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Index (DJSI) ระดับโลกในกลุ่มธุรกิจน้ำมัน และก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream & Integrated Industry) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 และเป็น 1 ใน 32 บริษัทน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกของดัชนี FTSE4Good Index Series ประเภท FTSE4Good Emerging Index ประจำปี 2560 เป็นปีที่ 2 รางวัลรายงานความยั่งยืน “ดีเยี่ยม” จากโครงการประกาศรางวัลรายงานความยั่งยืนปี 2560 (Sustainability Report Award) และเป็นหนึ่งในบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยที่อยู่ในรายชื่อหุ้นยั่งยืน (Thailand Sustainability Investment)

ความสำเร็จดังกล่าวสะท้อนให้เห็นถึงความมุ่งมั่นของ ปตท.สผ. ในฐานะ “องค์กรแห่งความยั่งยืน” ได้เป็นอย่างดี โดยมีการดำเนินงาน ที่สำคัญในปี 2560 ซึ่งครอบคลุมทั้งด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ดังต่อไปนี้

14.6.1 ด้านธุรกิจ

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม เพื่อสนับสนุนและเพิ่มประสิทธิภาพในการ สำรวจและผลิตปิโตรเลียม โครงการที่สำคัญในปี 2560 ได้แก่

- การพัฒนาเทคโนโลยีตรวจสอบสภาพท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลและกระบวนการรื้อถอนตามมาตรฐานสากลโดยไม่ ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- การพัฒนาเทคโนโลยีที่ใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า (Electromagnetic) เพื่อติดตามการไหลของน้ำและน้ำมันในแหล่งกักเก็บ ปิโตรเลียม

- การพัฒนาเทคโนโลยีหุ่นยนต์ เช่น หุ่นยนต์เคลื่อนที่ใต้น้ำอัตโนมัติ (Autonomous Underwater Vehicle หรือ AUV) เพื่อใช้ในการตรวจสอบสภาพอุปกรณ์การผลิตได้ทะเล หุ่นยนต์ตรวจสอบภายในท่อ (In-pipe Inspection Robot) เพื่อใช้ในการตรวจสอบความเสียหายภายในท่อ และหุ่นยนต์ทำความสะอาดชายหาด (Beach Cleaning Robot) เพื่อช่วยลดมลภาวะด้านสิ่งแวดล้อมของชายหาดให้กับชุมชน

ทั้งนี้ บริษัทได้รับรางวัล The Asset Best Initiative in Innovation Award 2017 จาก The Asset magazine และรางวัลบริษัทดีเด่นด้านนวัตกรรมปี 2560 (Outstanding Innovative Company Awards) จากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย

14.6.2 ด้านสังคม

ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะดำเนินธุรกิจด้วยความรับผิดชอบต่อสังคมและชุมชน โดยมุ่งเน้นการพัฒนา 4 ด้านหลัก ได้แก่ ความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ในปี 2560 บริษัทได้ดำเนินโครงการเพื่อสังคมอย่างต่อเนื่องจนได้รับรางวัลแห่งความสำเร็จมากมาย อาทิ รางวัล Bronze Stevie Award ของ The Asia-Pacific Stevie Awards และ Platinum Award ของ The 9th Annual Global CSR Summit and Awards จากโครงการศูนย์พัฒนาเด็กอ่อนก่อนวัยเรียน (SIOLA) ในประเทศอินโดนีเซีย และโครงการศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักลูกปูที่จังหวัดสงขลา เป็นต้น

14.6.3 ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. มีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System หรือ SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัทโดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด โดยในปี 2560 อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) ของ ปตท.สผ. เท่ากับ 0.10 และอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.74 ซึ่งทั้ง LTIF และ TRIR ซึ่งอยู่ในระดับดีกว่าค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) และมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรที่มี Low Carbon Footprint โดยตั้งเป้าลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเปรียบเทียบกับปีฐาน 2555

14.7 แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

(1) Energy Outlook

ความต้องการใช้พลังงานหลักของโลกในปัจจุบันพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) เป็นหลัก ได้แก่ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน โดยมีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) ร้อยละ 84 และคาดการณ์ว่าในอีก 20 ปีข้างหน้า พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลจะยังเป็นแหล่งพลังงานหลักด้วยสัดส่วนร้อยละ 76 (ข้อมูลจาก IHS) ทั้งนี้ ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของภาคอุตสาหกรรมยังมีแนวโน้มที่สูงขึ้นตามการขยายตัวของเศรษฐกิจ ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันซึ่งส่วนใหญ่จะอยู่ในภาคขนส่งเป็นหลัก มีการปรับตัวลดลง สาเหตุหลักมาจากผลกระทบของการใช้รถยนต์พลังงานไฟฟ้า (Electric Vehicle) ที่มีแนวโน้มสูงขึ้น โดยมีปัจจัยสนับสนุนทั้งจากการที่รถยนต์พลังงานไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงขึ้นและราคาต่ำลง พฤติกรรมของผู้บริโภคที่เปลี่ยนไป รวมไปถึงนโยบายสนับสนุนจากภาครัฐบาล อย่างไรก็ตาม แนวโน้มการใช้รถยนต์พลังงานไฟฟ้าในอนาคตขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีระบบเก็บสะสมพลังงาน (Energy Storage) ที่ต้องใช้เวลาในการพัฒนาเพื่อให้มีราคาและประสิทธิภาพเทียบเท่ากับรถยนต์ที่ใช้ในปัจจุบัน (Internal Combustion Engine)

นอกจากนี้ ความต้องการใช้พลังงานทางเลือก (Renewable Energy) โดยเฉพาะพลังงานจากแสงแดดและลม มีแนวโน้มสูงขึ้นในหลายๆ ประเทศ เนื่องจากความกังวลในเรื่องปัญหามลพิษและภาวะโลกร้อนจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งคาดว่าในอีก 20 ปีข้างหน้า การใช้พลังงานทางเลือกจะคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5 ของความต้องการใช้พลังงานโลก ซึ่งเพิ่มจากปริมาณการใช้พลังงานทางเลือกในปัจจุบันประมาณ 800 ล้านตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ข้อมูลจาก IHS) ด้วยการสนับสนุนของภาครัฐที่มากขึ้น รวมทั้งการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตให้มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นส่งผลให้พลังงานทางเลือกมีต้นทุนที่ถูกลงและคุ้มค่ามากขึ้น

ในส่วนของการผลิตพลังงานในประเทศไทย ภาครัฐกำลังอยู่ระหว่างการปรับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan หรือ PDP) ฉบับใหม่ เพื่อให้สะท้อนกับสถานการณ์และพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป โดยคาดว่าจะสัดส่วนของการใช้พลังงานทางเลือกจะเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยยังคงต้องพึ่งพาการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลโดยเฉพาะก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นหลัก แต่จากแนวโน้มการปรับตัวลดลงตามธรรมชาติของปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในประเทศ ประกอบกับการที่แผนพัฒนาโรงไฟฟ้าถ่านหินหลายโครงการไม่สามารถแล้วเสร็จได้ตามกำหนด ทำให้ต้องพึ่งพาการนำเข้า LNG เพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

สำหรับทิศทางการดำเนินงานของบริษัทตามกลยุทธ์ **REFOCUS** ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางการใช้พลังงานของโลก สะท้อนผ่านสัดส่วนปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติต่อการขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่ประมาณร้อยละ 70 ต่อร้อยละ 30 อีกทั้งพยายามเร่งรัดการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ที่บริษัทมีอยู่ในปัจจุบัน ได้แก่ โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ เอเซีย วัน และแหล่งแคช เมเปิล ในประเทศออสเตรเลีย เพื่อรองรับการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว และมองหาโอกาสการลงทุนในแหล่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ ยังร่วมทุนกับ ปตท. เพื่อแสวงหาโอกาสการขยายการลงทุนในธุรกิจ LNG ครบวงจรทั่วโลก ซึ่งจะช่วยเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ

อีกทั้ง ปตท.สผ. ตระหนักถึงความสำคัญของภาพรวมธุรกิจพลังงานที่เปลี่ยนแปลงไป จึงวางแผนกลยุทธ์ **RENEW** โดยการจัดตั้งหน่วยงานเพื่อศึกษาโอกาสทางธุรกิจใหม่ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม อาทิ ธุรกิจต่อเนื่องด้านการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบธุรกิจปิโตรเลียม พยายามสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับธุรกิจด้วยการลงทุนในธุรกิจก๊าซธรรมชาติครบวงจร (Gas Value Chain) และศึกษาโอกาสการลงทุนในธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทางเลือก อาทิ พลังงานจากลมและแสงแดด เป็นต้น เพื่อให้บริษัทรักษาความสามารถในการแข่งขันทั้งในสถานการณ์ปัจจุบัน และเพิ่มโอกาสทางธุรกิจเพื่อรองรับทิศทางอุตสาหกรรมพลังงานโลกที่เปลี่ยนแปลงไปในอนาคต

(2) ราคาน้ำมันดิบ

แนวโน้มราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบดูไบในปี 2561 คาดว่าจะอยู่ที่ 55 - 65 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยมีปัจจัยหลักที่ต้องติดตาม ดังนี้

ด้านอุปสงค์ คาดว่าจะขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปี 2560 ที่ 1.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน (ข้อมูลจาก PIRA) จากเศรษฐกิจที่เติบโตอย่างต่อเนื่องโดยหลักมาจากกลุ่มประเทศ OECD และอินเดีย นอกจากนี้ ยังมีความต้องการที่สูงขึ้นจากสภาพอากาศที่หนาวเย็นขึ้นในหลายประเทศโดยเฉพาะสหรัฐอเมริกา

ด้านอุปทาน ยังต้องติดตามนโยบายการผลิตของกลุ่มผู้ผลิตหลักและประเทศอื่นๆ ซึ่งราคาน้ำมันมีแนวโน้มที่จะสูงขึ้นในกรณีที่ประเทศในจีเรียและลิเบียที่ปัจจุบันไม่ได้เข้าร่วมในการลดกำลังการผลิตตกลงเข้าร่วมในปี 2561 รวมถึงปัจจัยอื่นๆ ที่จะช่วยผลักดันราคาน้ำมัน อาทิ นโยบายจากประธานาธิบดีของสหรัฐอเมริกาเรื่องมาตรการคว่ำบาตรด้านนิวเคลียร์กับอิหร่าน ปัญหาทางการเมืองระหว่างประเทศผู้ผลิตน้ำมันรายใหญ่ ได้แก่ ซาอุดีอาระเบียและอิหร่าน อิรักและเคิร์ก อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบอาจมีความผันผวนด้วยปัจจัยลบจากแนวโน้มการสนับสนุนโครงการขยายท่อขนส่งน้ำมันดิบ Keystone XL ของประธานาธิบดีสหรัฐอเมริกาที่จะช่วยเพิ่มศักยภาพในการขนส่งน้ำมันดิบจากแคนาดาไปยังสหรัฐอเมริกา รวมไปถึงการผลิตน้ำมันดิบในประเทศสหรัฐอเมริกาที่คาดว่าจะสูงเกิน 10 ล้านบาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ นักวิเคราะห์ส่วนใหญ่มองว่าตัวเลขประมาณการปริมาณสำรองน้ำมันดิบเชิงพาณิชย์ทั่วโลกจะยังคงลดลงและคาดว่าจะสถานการณ์อุปทานล้นตลาด (Oversupply) ของน้ำมันดิบจะเข้าสู่สภาวะสมดุลภายในปี 2561

(3) สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2561 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 3 เป็น 320 ล้านตัน ในขณะที่ความต้องการใช้จะอยู่ที่ประมาณ 310 ล้านตัน ส่งผลให้ราคา LNG ยังทรงตัวเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา สำหรับราคา Asian Spot LNG ตลาดคาดการณ์ว่าจะอยู่ในช่วงราคาเฉลี่ยที่ 6.5 - 7.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อ

ด้านปิโตรเคมี อย่างไรก็ตาม ราคา LNG ในตลาดโลกอาจมีความผันผวนขึ้นอยู่กับการซื้อขายที่ต่อเนื่องกัน อาทิ ปัจจัยกดดันราคาจากปริมาณการผลิต LNG ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการใหม่ๆ และปัจจัยสนับสนุนจากกรณีการผลิต LNG ไม่เป็นไปตามแผนและความต้องการ LNG ที่อาจเพิ่มขึ้นกว่าคาดการณ์ในตลาดเอเชียโดยเฉพาะประเทศจีนและอินเดีย รวมไปถึงนโยบายทางพลังงานของประเทศต่างๆ แต่ทั้งนี้ ได้มีการคาดการณ์ว่าสถานการณ์ตลาด LNG จะเริ่มกลับเข้าสู่จุดสมดุลหลังจากปี 2565

(4) เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยปี 2561 จะมีการขยายตัวอยู่ที่ร้อยละ 3.9 โดยปัจจัยหลักที่ผลักดันการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศมาจากการขยายตัวของการส่งออกสินค้าและการท่องเที่ยวตามเศรษฐกิจโลกที่ปรับตัวดีขึ้น การใช้จ่ายของภาคเอกชนที่ฟื้นตัวและการกระตุ้นจากภาครัฐในรูปของการใช้จ่ายและการลงทุนที่ยังมีอยู่อย่างต่อเนื่อง ซึ่งโดยหลักความต้องการใช้พลังงานของประเทศจะสูงขึ้นในทิศทางเดียวกันกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจ

สำหรับอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ ยังคงมีความไม่แน่นอน โดยมีปัจจัยหลักที่ต้องจับตามอง ได้แก่ การบังคับใช้นโยบายการปฏิรูประบบภาษีของสหรัฐอเมริกา ความไม่แน่นอนทางการเมืองในยุโรปถึงแม้ว่าทิศทางนโยบายทางการเงินของธนาคารกลางยุโรป (European Central Bank) จะมีแนวโน้มผ่อนคลายมากขึ้น รวมถึงความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่เพิ่มขึ้นอาจยังส่งผลให้ตลาดการเงินโลกยังคงมีความผันผวน ทั้งนี้ ผลประกอบการของ ปตท.สผ. จะได้รับผลกระทบส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งเกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชี แต่ส่วนใหญ่จะไม่มีผลกระทบต่อกระแสเงินสด สำหรับอัตราดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นนั้น บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัทเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ประมาณร้อยละ 80 ของภาระหนี้ทั้งหมด

(5) ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบกับการดำเนินงานของบริษัท

การประมูลแหล่งสัมปทานบงกชที่กำลังจะหมดอายุในปี 2565-2566: ซึ่งคาดว่าจะการประมูลจะแล้วเสร็จภายในปี 2561 นั้น ปตท.สผ. ในฐานะผู้ดำเนินการโครงการบงกชมานานกว่า 20 ปี มีความพร้อมที่จะเข้าร่วมประมูลด้วยต้นทุนที่แข่งขันได้ และสร้างความต่อเนื่องในการผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ

ประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียม: กฎกระทรวงว่าด้วยเรื่องการรื้อถอนฯ กำหนดให้ผู้รับสัมปทานต้องจัดส่งแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนฯ โดยรับรองความถูกต้องโดยผู้เชี่ยวชาญภายนอก ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณา ซึ่งการประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนฯ เหล่านี้ได้ถูกนำมาเป็นส่วนหนึ่งในการประเมินและทบทวนประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนฯ ของโครงการที่ ปตท.สผ. มีอยู่ และได้รับรู้ประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนฯ ในอนาคตดังกล่าวอยู่ในรายการ “ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต” ในงบแสดงฐานะทางการเงินของบริษัท โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 มีมูลค่า 2,275 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ ซึ่งประมาณร้อยละ 70 เป็นประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนฯ สำหรับโครงการภายในประเทศไทย

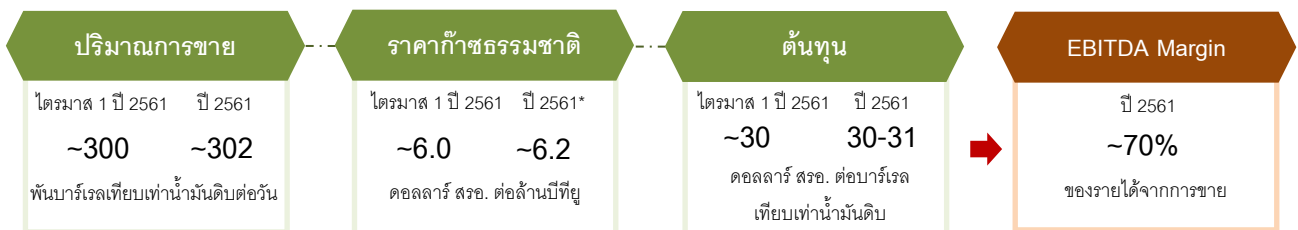
การประกาศใช้กฎหมายที่ส่งผลกระทบต่อภาระดำเนินงาน: ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการเคารพและปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องในทุกพื้นที่ที่เข้าไปดำเนินธุรกิจ ซึ่งบุคลากรของกลุ่ม ปตท.สผ. ตั้งแต่กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานต้องทำความเข้าใจและปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจของ ปตท.สผ. ในทุกพื้นที่อย่างเคร่งครัด เพื่อให้การดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สผ. เป็นไปอย่างถูกต้องและมีประสิทธิภาพ โดย ปตท.สผ. ได้ติดตามกฎหมายที่มีผลกระทบต่อบริษัทอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งได้มีการสอบทานกระบวนการที่เกี่ยวข้องต่างๆ เพื่อให้สอดคล้องกับกฎหมาย และกำหนดผู้รับผิดชอบในการดำเนินการอย่างชัดเจน

สำหรับปี 2560 มีกฎหมายที่สำคัญ เช่น พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560 พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2560 พระราชบัญญัติการจัดซื้อจัดจ้างและการบริหารพัสดุภาครัฐ พ.ศ. 2560 และคำสั่งหัวหน้าคณะรักษาความสงบแห่งชาติ ที่ 31/2560 เรื่อง การใช้ที่ดินเพื่อเกษตรกรรมตามกฎหมายว่าด้วยการปฏิรูปที่ดินเพื่อเกษตรกรรมให้เกิดประโยชน์สูงสุดแก่เกษตรกรและประโยชน์สาธารณะของประเทศ เป็นต้น

ในปี 2561 มีกฎหมายสำคัญที่ ปตท.สผ. ติดตามอย่างใกล้ชิด ได้แก่ การประกาศใช้พระราชบัญญัติแก้ไขเพิ่มเติมประมวลรัษฎากร และร่างพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม โดยให้ผู้ประกอบการสามารถใช้สกุลเงินต่างประเทศที่ใช้ในการดำเนินงานในการคำนวณกำไรสุทธิเพื่อเสียภาษีเงินได้ปิโตรเลียมและภาษีเงินได้นิติบุคคล ซึ่งจะช่วยลดผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน

(6) แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2561

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขาย และต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2561 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสถานะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไปสู่รูปแบบการสำหรับปี 2561 เป็นดังนี้



* บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 60 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. พยายามรักษาระดับการผลิตของโครงการในประเทศไทย โดยคาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2561 และทั้งปี 2561 จะอยู่ที่ประมาณ 300,000 และ 302,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ อันเป็นผลมาจากแนวโน้มที่ดีขึ้นของการขายก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและแนวทางการเพิ่มการผลิตคอนเดนเสทจากโครงการในอ่าวไทยและน้ำมันดิบในโครงการเอส 1

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-12 เดือน บริษัทคาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2561 และทั้งปี 2561 จะอยู่ที่ประมาณ 6.0 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูและ 6.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก (บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2561 ที่ 60 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)

- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นปี 2560 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 7.7 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาดัชนีต้นทุนต่อหน่วยในระดับต่ำได้ประมาณ 30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบสำหรับไตรมาส 1 ปี 2561 และประมาณ 30-31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบสำหรับทั้งปี 2561