

13. ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย
งบแสดงฐานะการเงิน

	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561	
	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
สินทรัพย์						
สินทรัพย์หมุนเวียน						
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	2,039,500	10.8	1,512,181	7.9	3,180,095	16.2
เงินลงทุนระยะสั้น	1,982,077	10.5	2,955,491	15.4	820,530	4.2
เงินลงทุนเพื่อค้า	169	0.0	208	0.0	70,550	0.4
เงินลงทุนเพื่อขาย	-	-	-	-	10,450	0.1
ลูกหนี้บริษัทใหญ่	382,762	2.0	566,569	2.9	637,129	3.3
ลูกหนี้การค้า	75,994	0.4	109,434	0.6	87,251	0.4
ลูกหนี้อื่น	62,305	0.3	78,595	0.4	471,386	2.4
สินค้าคงเหลือ	37,548	0.2	19,186	0.1	23,402	0.1
พัสดุดังเหลือ	345,871	1.8	298,064	1.5	258,825	1.3
สินทรัพย์ภาษีเงินได้ของงวดปัจจุบัน	106,020	0.6	89,007	0.5	44,251	0.2
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	158,088	0.8	136,101	0.7	152,199	0.8
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน	5,190,334	27.5	5,764,836	30.0	5,756,068	29.4
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน						
เงินลงทุนเพื่อขาย	685	0.0	713	0.0	557	0.0
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	46,724	0.2	212,644	1.1	219,797	1.1
เงินลงทุนในการร่วมค้า	20,021	0.1	18,721	0.1	17,412	0.1
เงินลงทุนระยะยาวอื่น	-	-	11	0.0	224	0.0
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	16,187	0.1	110,498	0.6	95,495	0.5
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์	8,269,887	43.8	8,034,375	41.8	8,203,148	41.9
ค่าความนิยม	1,014,382	5.4	1,014,382	5.3	1,091,040	5.6
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	91,814	0.5	83,988	0.4	82,092	0.4
สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า	3,815,472	20.2	3,306,976	17.2	3,312,350	16.9
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	197,011	1.0	416,117	2.2	462,550	2.4
สิทธิในการได้รับขาดเสียจากกองทุนการรื้อถอน	115,874	0.6	131,356	0.7	161,721	0.8
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	112,986	0.6	125,204	0.6	168,906	0.9
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	13,701,043	72.5	13,454,985	70.0	13,815,292	70.6
รวมสินทรัพย์	18,891,377	100.0	19,219,821	100.0	19,571,360	100.0

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

	ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2559		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561	
	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น						
หนี้สินหมุนเวียน						
เจ้าหนี้การค้า	83,887	0.4	115,353	0.6	102,656	0.5
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน	15,333	0.1	15,641	0.1	17,579	0.1
ส่วนของหนี้สินทางการเงินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	-	-	399,710	2.1	407,015	2.1
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	490,788	2.6	490,906	2.6	596,428	3.0
ดอกเบี้ยค้างจ่าย	23,283	0.1	24,151	0.1	16,275	0.1
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย	341,121	1.8	406,005	2.1	678,133	3.4
ประมาณการหนี้สินระยะสั้น	54,842	0.3	63,424	0.3	133,674	0.7
สิ่งตอบแทนที่จะจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจ	-	-	-	-	465,972	2.4
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	35,155	0.2	25,521	0.1	10,685	0.1
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	56,408	0.3	60,545	0.3	57,364	0.3
รวมหนี้สินหมุนเวียน	1,100,817	5.8	1,601,256	8.3	2,485,781	12.7
หนี้สินไม่หมุนเวียน						
หุ้นกู้	2,264,810	12.0	1,938,721	10.1	1,537,767	7.8
เงินกู้ยืมระยะยาว	566,813	3.0	568,731	3.0	985	0.0
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	1,078,607	5.7	963,020	5.0	854,017	4.4
ประมาณการหนี้สินผลประโยชน์ของพนักงาน	104,528	0.6	123,772	0.7	135,264	0.7
ประมาณการหนี้สินคำรื้อถอนอุปกรณ์การผลิต	2,015,978	10.7	2,275,433	11.8	2,243,655	11.5
ประมาณการหนี้สินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม	253,954	1.3	195,015	1.0	238,661	1.2
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น ๆ	119,406	0.6	37,220	0.2	54,725	0.3
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน	6,404,096	33.9	6,101,912	31.8	5,065,074	25.9
รวมหนี้สิน	7,504,913	39.7	7,703,168	40.1	7,550,855	38.6
ส่วนของผู้ถือหุ้น						
ทุนเรือนหุ้น						
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	150,684	0.8	150,684	0.8	150,684	0.8
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	3,439,037	18.2	3,439,037	17.9	3,439,037	17.6
หุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	1,152,103	6.1	1,154,812	6.0	1,154,687	5.9
กำไรสะสม						
จัดสรรแล้ว						
สำรองตามกฎหมาย	15,048	0.1	15,048	0.1	15,048	0.1
สำรองเพื่อการขยายงาน	431,231	2.3	431,231	2.2	431,231	2.2
ยังไม่ได้จัดสรร	6,295,794	33.3	6,354,906	33.1	6,862,943	35.0
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(97,433)	(0.5)	(29,065)	(0.2)	(33,125)	(0.2)
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	11,386,464	60.3	11,516,653	59.9	12,020,505	61.4
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	18,891,377	100.0	19,219,821	100.0	19,571,360	100.0
มูลค่าหุ้นตามบัญชี (ดอลลาร์ สรอ.)	2.87		2.90		3.03	
จำนวนหุ้นที่ออกและชำระเต็มมูลค่าปลายงวด (พันหุ้น)	3,969,985		3,969,985		3,969,985	

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย

งบกำไรขาดทุน
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม

รายได้

รายได้จากการขาย
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ
ดอกเบี้ยรับ
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน
รายได้อื่น ๆ

รวมรายได้

ค่าใช้จ่าย

ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร
ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียม
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ
ต้นทุนทางการเงิน

รวมค่าใช้จ่าย

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า

กำไรก่อนภาษีเงินได้

ภาษีเงินได้

กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง

กำไร (ขาดทุน) สำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี

กำไรสำหรับปี

กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นชั้นพื้นฐาน (ดอลลาร์ สรอ.)

จากการดำเนินงานต่อเนื่อง
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก

2559		2560		2561	
พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
4,189,564	96.6	4,281,205	94.7	5,202,810	95.3
66,487	1.5	77,805	1.7	107,564	2.0
11,587	0.3	51,402	1.1	-	-
30,065	0.7	59,579	1.3	83,353	1.5
-	-	-	-	13,966	0.3
41,482	1.0	53,273	1.2	50,784	0.9
4,339,185	100.0	4,523,264	100.0	5,458,477	100.0
582,131	13.4	625,061	13.8	645,084	11.8
73,352	1.7	52,194	1.2	45,685	0.8
222,927	5.1	251,371	5.6	290,234	5.3
353,108	8.1	367,858	8.1	469,663	8.6
2,079,382	47.9	1,650,220	36.5	1,848,511	33.9
-	-	-	-	18,632	0.3
118,189	2.7	28,407	0.6	-	-
47,151	1.1	558,214	12.3	-	-
-	-	-	-	57,768	1.1
234,466	5.4	226,227	5.0	238,565	4.4
3,710,706	85.5	3,759,552	83.1	3,614,142	66.2
8,547	0.2	9,745	0.2	7,932	0.1
637,027	14.7	773,457	17.1	1,852,267	33.9
(285,307)	(6.6)	(179,571)	(4.0)	(732,658)	(13.4)
351,720	8.1	593,886	13.1	1,119,609	20.5
20,334	0.5	(348)	(0.0)	-	-
372,054	8.6	593,538	13.1	1,119,609	20.5
0.07		0.13		0.27	
0.01		(0.0001)		-	

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

	2559	2560	2561
	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.
กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
ทำไรก่อนภาษีเงินได้	637,027	773,457	1,852,267
รายการปรับปรุงกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเงินได้เป็นเงินสดรับ (จ่าย)			
จากกิจกรรมดำเนินงาน			
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	(8,547)	(9,746)	(7,932)
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	2,079,382	1,650,220	1,848,510
ค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์	47,151	558,214	-
ประมาณการหนี้สินอื่น	-	-	11,005
ค่าเผื่อการลดมูลค่า (การกลับรายการ) ของสินค้าคงเหลือให้เท่ากับมูลค่าสุทธิที่จะได้รับคืน	(16,945)	(9,323)	1,643
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจจัดตั้ง	29,013	25,936	673
ค่าใช้จ่ายตัดจ่ายอื่น	(2,084)	7,730	11,975
ขาดทุนจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์	13,290	33,559	17,369
รายได้จากรายได้รอการรับรู้	(6,389)	(5,922)	(5,457)
(กำไร) ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	82,965	9,447	(35,470)
ส่วนเกินมูลค่าที่ตราไว้จากการซื้อคืนหุ้นกู้	7,327	-	-
ประมาณการหนี้สินผลประโยชน์ของพนักงาน	11,346	12,232	13,395
ขาดทุน (กำไร) จากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	(16,088)	(5,361)	8,006
ดอกเบี้ยรับต่ำกว่าดอกเบี้ยจ่าย	199,625	162,879	147,262
ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์	-	-	57,768
	3,057,073	3,203,322	3,921,014
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	(769,584)	(534,420)	(644,147)
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	826	-	-
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	2,288,315	2,668,902	3,276,867
กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
เงินสดจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น	(1,992,078)	(4,415,788)	(1,652,635)
เงินสดรับจากการลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น	274,160	3,442,374	3,786,110
เงินสดจ่ายลงทุนในเงินลงทุนเพื่อขาย	-	-	(10,444)
เงินสดจ่ายเงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	(92,750)	-
เงินสดรับจากเงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	-	15,129
เงินสดจ่ายในการซื้อธุรกิจ	-	-	(652,852)
เงินจ่ายล่วงหน้าในการซื้อธุรกิจ	-	-	(397,780)
เงินสดรับจากการขายสินทรัพย์	-	-	133,092
เงินสดจ่ายลงทุนในบริษัทร่วม	-	(156,609)	-
เงินสดรับจากการลงทุนในการร่วมค้า	1,311	393	1,049
เงินลงทุนระยะยาวอื่นเพิ่มขึ้น	-	(11)	-
เงินสดรับสุทธิจากการขายบริษัท	8,704	-	-
เงินปันผลรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	5,212	5,275	5,437
เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินลงทุนระยะสั้น	4,671	27,730	39,797
เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินให้กู้ยืม	552	575	3,335
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้น	(996,712)	(1,331,920)	(1,081,485)
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนเพิ่มขึ้น	(7,041)	(6,164)	(11,695)
สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าเพิ่มขึ้น	(19,019)	(22,845)	(60,773)
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	(6)	-	-
กระแสเงินสดสุทธิใช้ในกิจกรรมลงทุน	(2,720,246)	(2,549,740)	116,285

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

	2559	2560	2561
	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.
กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
เงินสดจ่ายชำระคืนหุ้นกู้	(183,877)	-	(403,742)
เงินสดจ่ายชำระเงินกู้ยืม	-	-	(575,135)
เงินสดจ่ายดอกเบี้ย	(134,242)	(133,512)	(128,372)
เงินสดจ่ายสำหรับต้นทุนทางการเงิน	(5,750)	-	-
เงินสดจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	-	(874,311)	-
เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	-	854,695	-
เงินสดจ่ายสำหรับต้นทุนทางการเงินในการออกหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	-	(66)	(1,226)
เงินสดจ่ายดอกเบี้ยหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	(65,670)	(52,826)	(57,696)
เงินสดจ่ายสุทธิสำหรับสัญญาอนุพันธ์ทางการเงิน	155,597	-	(2,395)
เงินปันผลจ่าย	(310,427)	(458,570)	(555,702)
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(544,369)	(664,590)	(1,724,268)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	(976,300)	(545,428)	1,668,884
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นปี	2,995,403	2,039,500	1,512,181
	2,019,103	1,494,072	3,181,065
ปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน	20,397	18,109	(970)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นปี	2,039,500	1,512,181	3,180,095

ตารางสรุปอัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

		2559	2560	2561
อัตราส่วนสภาพคล่อง				
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	4.72	3.60	2.32
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	4.07	3.21	1.90
อัตราส่วนสภาพคล่องกระแสเงินสด	เท่า	1.82	1.98	1.60
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	8.35	7.68	7.58
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	44	48	48
อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไร				
อัตรากำไรสุทธิ	%	8.57	13.12	20.51
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	3.28	5.18	9.51
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน				
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	1.93	3.11	5.77
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	19.21	19.01	25.78
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	เท่า	0.23	0.24	0.28
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน				
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.25	0.25	0.16
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	(0.10)	(0.14)	(0.17)
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	12.90	13.54	16.18
อัตราการจ่ายเงินปันผล	%	98	90	55
ข้อมูลต่อหุ้น				
มูลค่าหุ้นตามบัญชี	ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	2.87	2.90	3.03
กำไรสุทธิต่อหุ้น	ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา	0.08	0.13	0.27
เงินปันผลต่อหุ้น	บาท	3.25	4.25	5.00
อัตราการเติบโต				
สินทรัพย์รวม	%	(3.82)	1.74	1.83
หนี้สินรวม	%	(9.74)	2.64	(1.98)
รายได้จากการขาย	%	(21.26)	2.42	21.83
กำไรสุทธิ	%	143.59	59.53	88.63

14. คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

14.1 บทสรุปผู้บริหาร

ในปี 2561 ปตท.สผ. ได้มุ่งมั่นในการดำเนินธุรกิจเพื่อสร้างการเติบโตอย่างต่อเนื่องและมั่นคง ตามแผนกลยุทธ์ที่เน้นการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความเชี่ยวชาญ (Coming-Home Strategy) ซึ่งรวมพื้นที่ในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้เป็นหลัก โดยเห็นได้จากความสำเร็จในการชนะประมูลสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของแหล่งบงกชและเอราวัณซึ่งจะช่วยเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมอย่างมีสาระสำคัญ รวมถึงการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มเติมร้อยละ 22.222 ในโครงการบงกช นอกจากนี้ บริษัทได้ปรับแผนการลงทุนในพื้นที่ที่ไม่ใช่ยุทธศาสตร์ โดยได้ขายสัดส่วนการลงทุนในแหล่งมอนทรา ประเทศออสเตรเลีย ที่ผลิตมานานและมีต้นทุนการผลิตที่สูงสำหรับการเติบโตในระยะยาว ปตท.สผ. ได้เร่งการพัฒนาโครงการที่รอการตัดสินใจขั้นสุดท้าย (FID) โดยหลักได้แก่ โครงการโมซัมบิก โรงมาออฟฟอร์ แอเรีย วัน ซึ่งในส่วนของงานสำรวจและสรุปสัญญาซื้อขายระยะยาวกับผู้ซื้อขายต่างๆ มีความก้าวหน้าเป็นอย่างมาก คาดว่าจะสามารถ FID ภายในครึ่งแรกของปี 2562 ในส่วนของกิจกรรมสำรวจ บริษัทได้กำหนดแผนงานเพื่อเร่งดำเนินกิจกรรมสำรวจในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) และมาเลเซีย ซึ่งจะช่วยเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้กับบริษัทในระยะยาว นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมองหาโอกาสการลงทุน (Merger & Acquisition) ในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความเชี่ยวชาญในภูมิภาค และพื้นที่อื่นที่มีศักยภาพสูงร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) อาทิ ภูมิภาคตะวันออกกลาง

เพื่อปรับตัวและรับมือกับความท้าทายทางธุรกิจ ปตท.สผ. เชื่อว่าการสร้างความร่วมมือ (Collaboration) กับพันธมิตรทางธุรกิจ เพื่อร่วมสร้างคุณค่าและสานประโยชน์ร่วมกัน มีความสำคัญกว่าการแข่งขัน (Competition) จึงเป็นที่มาของวิสัยทัศน์ใหม่ของ ปตท.สผ. ในการเป็น “Energy Partner of Choice” ซึ่งไม่ได้มีนัยเพียงในเชิงธุรกิจ แต่ยังรวมถึงการสร้างความคุ้มค่าให้แก่ผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย อีกทั้งในปีที่ผ่านมาบริษัทได้ปรับตัวในเรื่องโครงสร้างองค์กร กระบวนการ และบุคลากร เพื่อให้เกิดความคล่องตัวและมีประสิทธิภาพมากขึ้นในทุกระดับ พร้อมทั้งนำเทคโนโลยีต่างๆ เช่น ปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์ (AI and Robotics) เข้ามาปรับใช้ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงการมองหาโอกาสลงทุนในธุรกิจใหม่ที่มีศักยภาพ เพื่อการเติบโตอย่างยั่งยืนและมั่นคงในอนาคต

สำหรับผลประกอบการในปี 2561 บริษัทมีกำไรสุทธิ 1,120 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ปรับตัวสูงขึ้นมากกว่าร้อยละ 89 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานปกติที่เพิ่มขึ้นเป็น 1,215 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปีก่อนหน้าที่ 836 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลจากปริมาณการขายปิโตรเลียม และราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยของบริษัทที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก อย่างไรก็ตาม ต้นทุนต่อหน่วยในปี 2561 มีการปรับเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 31.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ จากค่าภาคหลวงที่สูงขึ้นตามราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย และค่าเสื่อมราคาที่ปรับตัวขึ้นจากการซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช นอกจากนี้ บริษัทยังมีโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่งพร้อมรับโอกาสการลงทุนต่างๆ สะท้อนผ่านความสามารถในการสร้างกระแสเงินสดจากการดำเนินงานที่ 3,276 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีระดับอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ที่ร้อยละ 73 สำหรับสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นปี 2561 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 19,571 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 4,001 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,551 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 1,946 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 12,020 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	2561	2560	% เพิ่ม (ลด) YTD	ไตรมาส 3 2561	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 4 2560	% เพิ่ม (ลด) QoQ	% เพิ่ม (ลด) YoY
รายได้รวม	5,459	4,523	21	1,398	1,557	1,271	11	23
รายได้จากการขาย	5,203	4,281	22	1,338	1,411	1,202	5	17
EBITDA	3,860	3,063	26	992	1,024	825	3	24
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	1,120	594	89	315	269	289	(15)	(7)
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.27	0.13	>100	0.07	0.07	0.07	0	0
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	1,215	836	45	292	283	240	(3)	18
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(95)	(242)	61	23	(14)	49	>(100)	>(100)

14.2 ภาพรวมเศรษฐกิจในรอบปี 2561

(1) ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัท โดยในปี 2561 ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบอยู่ที่ 69.65 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก Platts) ซึ่งปรับตัวสูงขึ้นจากราคาเฉลี่ยปี 2560 ที่ 53.14 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ทั้งนี้ราคาน้ำมันดิบมีความผันผวนสูง โดยในครึ่งปีแรกมีการปรับตัวสูงขึ้น เป็นผลจากความร่วมมือที่ผู้ผลิตน้ำมันดิบกลุ่มโอเปก (OPEC) และนอกโอเปก (Non-OPEC) ลดกำลังการผลิตน้ำมันดิบได้มากกว่าที่คาดการณ์ เป็นผลให้ปริมาณสำรองน้ำมันดิบโลกที่เคยอยู่ระดับสูงกว่าค่าเฉลี่ยปริมาณสำรองน้ำมันดิบโลก 5 ปีที่ผ่านมา (ปี 2556 - 2560) ปรับตัวลดลงมาสู่ระดับใกล้เคียงค่าเฉลี่ยดังกล่าว นอกจากนี้ ยังมีปัจจัยบวกจากความกังวลในเรื่องอุปทานตึงตัวจากความขัดแย้งทางการเมืองของประเทศผู้ผลิตน้ำมันดิบ อาทิ การคว่ำบาตรด้านนิวเคลียร์ต่ออิหร่าน และเวเนซุเอลาโดยสหรัฐอเมริกา ประกอบกับภาพรวมเศรษฐกิจโลกที่ดูแข็งแกร่งขึ้น ทำให้ตลาดคาดการณ์ว่าความต้องการใช้น้ำมันดิบจะยังคงเติบโตได้อย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในช่วงเดือนตุลาคม 2561 ซึ่งมาตรการคว่ำบาตรอิหร่านใกล้จะมีผลบังคับใช้ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวสูงขึ้นอย่างรวดเร็วและปิดสูงสุดของปีที่ 84.40 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล อย่างไรก็ตาม ในช่วงหลังจากนั้นจนถึงปลายปี ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลงอย่างรวดเร็ว เนื่องจากความกังวลต่ออุปสงค์ จากการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลกที่มีปัจจัยกดดันจากสงครามการค้าระหว่างสหรัฐอเมริกาและจีน ปัญหาเศรษฐกิจของประเทศเกิดใหม่ (Emerging Countries) เช่น ตุรกี อาร์เจนตินา และอินโดนีเซีย ในขณะเดียวกันอุปทานน้ำมันดิบกลับมาล้นตลาดอีกครั้งจากการที่สหรัฐอเมริกาผ่อนปรนมาตรการคว่ำบาตรทางนิวเคลียร์ต่ออิหร่าน การเพิ่มกำลังการผลิตของผู้ผลิตน้ำมันดิบกลุ่มโอเปกและนอกโอเปก เช่น ซาอุดีอาระเบียและรัสเซีย รวมถึงการผลิตน้ำมันดิบจาก Shale Oil ของสหรัฐอเมริกาที่สูงขึ้นกว่าที่ผ่านมา ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวลดลงอย่างรวดเร็วและปิดสิ้นปีที่ 52.84 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ซึ่งลดลงกว่าร้อยละ 37 ภายในช่วงไตรมาสสุดท้าย

(2) สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG)

สถานการณ์ LNG ในปี 2561 ราคา Asian spot LNG เฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้นจากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 9.76 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เนื่องจากความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นจากจีนและอินเดีย อีกทั้งยังได้รับแรงสนับสนุนจากราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นสู่ระดับสูงสุดในรอบ 3 ปี อย่างไรก็ตาม ด้านอุปทาน LNG ยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาดจากโครงการใหม่ๆ ที่เกิดขึ้น โดยหลักมาจากโครงการ LNG ในประเทศออสเตรเลีย รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา โดยกำลังการผลิต LNG รวมในปัจจุบันอยู่ที่ 315 ล้านตัน ในขณะที่มีความต้องการใช้ประมาณ 312 ล้านตัน

(3) ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศสำหรับ 11 เดือนแรกของ 2561 อยู่ที่ประมาณ 2.15 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) เป็นผลจากการเติบโตและขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ โดยการใช้พลังงานภายในประเทศเพิ่มขึ้นในส่วนของการขนส่งสำเร็จรูป ถ่านหิน และการนำเข้าไฟฟ้าจากพลังน้ำ ขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติและลิกไนต์ลดลง โดยพบว่ามีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเพิ่มขึ้นจากปริมาณฝนในปี 2561 ที่มากกว่าปกติ ทั้งนี้ การนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ยังคงอยู่ในระดับใกล้เคียงกับปีที่ผ่านมา

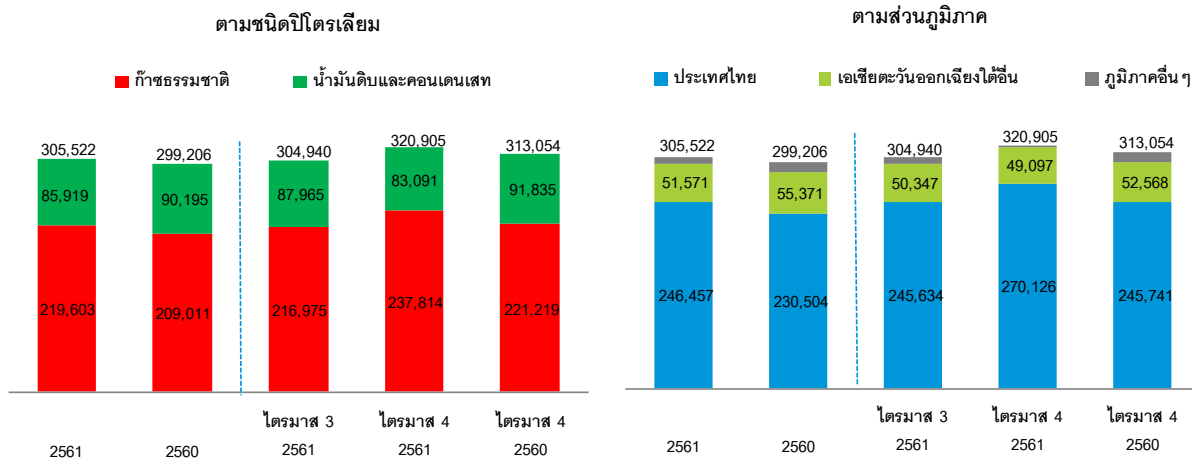
(4) อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

การเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่ในรูปภาษีเงินได้ที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี สำหรับภาพรวมปี 2561 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ยังคงมีความผันผวน โดยปรับตัวแข็งค่าขึ้นในช่วงไตรมาสแรกของปี 2561 เนื่องจากความไม่แน่นอนของนโยบายการค้าและการเงินของสหรัฐฯ และภาพรวมของเศรษฐกิจไทยที่ปรับตัวดีขึ้น ในขณะที่ในไตรมาส 2 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ปรับตัวอ่อนค่าลงเนื่องจากการไหลออกของเงินทุนต่างชาติตามการปรับขึ้นของอัตราดอกเบี้ยนโยบายสหรัฐฯ อย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ ในช่วงครึ่งหลังของปีตลาดเงินโลกและการเคลื่อนย้ายเงินทุนยังคงมีความผันผวนสูงจากความกังวลต่อประเด็นการค้าโลก อย่างไรก็ตาม ยังคงมีปัจจัยภายในประเทศที่ช่วยสนับสนุนให้ค่าเงินบาททรงตัว เช่น การปรับขึ้นดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารแห่งประเทศไทย และเศรษฐกิจในประเทศที่ส่งสัญญาณบวก โดยค่าเงินบาท ณ สิ้นปี 2561 ปรับตัวแข็งค่าขึ้นเล็กน้อยมาอยู่ที่ 32.45 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. เมื่อเทียบกับค่าเงินบาท ณ สิ้นปีก่อนหน้าที่ 32.68 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. เป็นผลให้บริษัทมีการรับรู้ผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนในปี 2561

14.3 ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย

หน่วย: บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	2561	2560	% เพิ่ม (ลด) YTD	ไตรมาส 3 2561	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 4 2560	% เพิ่ม (ลด) QoQ	% เพิ่ม (ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	46.66	39.20	19	47.67	47.79	41.74	0	15
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	67.40	52.26	29	69.92	66.01	59.20	(6)	12
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.42	5.59	15	6.44	6.90	5.75	7	20
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	69.65	53.14	31	74.22	68.30	59.31	(8)	15

ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 305,522 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับปี 2560: 299,206 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการบงกชซึ่งปริมาณขายเพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม แม้ว่าผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง และโครงการคอนแท็ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 46.66 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับปี 2560: 39.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ในไตรมาส 4 ปี 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 320,905 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 304,940 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกช และโครงการสินภูฮ่อม เนื่องจากผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 47.79 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 3 ปี 2561: 47.67 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 4 ปี 2561 กับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 313,054 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการบงกชซึ่งปริมาณขายเพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม แม้ว่าการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 4 ปี 2561 ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 47.79 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 4 ปี 2560: 41.74 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ)

14.3.1 ผลการดำเนินงานรวม**ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560**

สำหรับปี 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 1,120 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 526 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 89 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 594 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 1,215 ล้านดอลลาร์ สรอ. และขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 95 ล้านดอลลาร์ สรอ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับปี 2561 จำนวน 1,215 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 379 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2560 ที่มีกำไร 836 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 922 ล้านดอลลาร์ สรอ. จาการราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 227 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรปีโตรเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นตามรายได้ที่เพิ่มขึ้น ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 198 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่มาจากโครงการบงกชที่มีการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม รวมถึงโครงการคอนแท็ค 4 และโครงการเอส 1 ที่มีหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปีโตรเฉลี่ยเพิ่มขึ้น 102 ล้านดอลลาร์ สรอ.

หากพิจารณาเฉพาะขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ สำหรับปี 2561 จำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนลดลง 147 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2560 ที่มีขาดทุน 242 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากในปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ จำนวน 558 ล้านดอลลาร์ สรอ. อย่างไรก็ตาม จากอัตราแลกเปลี่ยนในปี 2561 ที่แข็งค่าขึ้นน้อยกว่าปี 2560 จึงทำให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 272 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 19 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในปี 2561 ในขณะที่มีกำไร 51 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในปี 2560 รวมทั้งมีการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทาวา) ทำให้เกิดขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ 58 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ผลการดำเนินงานสำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 269 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 46 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 15 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 315 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 283 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, และขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 14 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 จำนวน 283 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 9 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไร 292 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น ส่วนใหญ่จากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 59 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ในขณะที่รายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 73 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น

หากพิจารณาเฉพาะขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 จำนวน 14 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เปลี่ยนแปลงลดลง 37 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไร 23 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 76 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, จากค่าเงินบาทในไตรมาส 4 ปี 2561 ที่อ่อนค่าลง รวมทั้งตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลีย 54 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เนื่องจากไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้ อย่างไรก็ตาม กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันซึ่งเพิ่มขึ้น 77 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, โดยไตรมาส 4 ปี 2561 รับรู้กำไรจำนวน 68 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2561 รับรู้ขาดทุนจากรายการดังกล่าวจำนวน 9 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนที่มีกำไรสุทธิ 289 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรลดลง 20 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 7 โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 จำนวน 283 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เพิ่มขึ้น 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีกำไร 240 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 209 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, จากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 108 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 48 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ส่วนใหญ่มาจากโครงการบงกชที่มีการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม

หากพิจารณาเฉพาะขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 จำนวน 14 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เปลี่ยนแปลงลดลง 63 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีกำไร 49 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 68 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 4 ปี 2561 อ่อนค่าลง รวมทั้งตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลีย 54 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เนื่องจากไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้ และมีการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอหนาร) ทำให้เกิดขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ 21 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, อย่างไรก็ตาม กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันซึ่งเพิ่มขึ้น 74 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, โดยไตรมาส 4 ปี 2561 รับรู้กำไรจำนวน 68 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2560 รับรู้ขาดทุนจากรายการดังกล่าวจำนวน 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

14.3.2 ผลการดำเนินงานรวมจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)	2561	2560	% เพิ่ม (ลด) YTD	ไตรมาส 3 2561	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 4 2560	% เพิ่ม (ลด) QoQ	% เพิ่ม (ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	954	254	>100	205	229	250	12	(8)
ประเทศไทย	1,073	826	30	266	303	264	14	15
ต่างประเทศ	(119)	(572)	79	(61)	(74)	(14)	(21)	>(100)
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	59	40	48	14	18	(4)	29	>100

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	2561	2560	% เพิ่ม (ลด) YTD	ไตรมาส 3 2561	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 4 2560	% เพิ่ม (ลด) QoQ	% เพิ่ม (ลด) YoY
- ออสเตรเลีย	(151)	(46)	>(100)	(60)	(89)	(8)	(48)	>(100)
- อเมริกา	(27)	(563)	95	(17)	(5)	(3)	71	(67)
- แอฟริกา	(0.2)	(3)	93	2	2	1	0	100
ท่อขนส่งก๊าซ	230	238	(3)	82	7	63	(91)	(89)
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(64)	102	>(100)	28	33	(24)	18	>100
รวม	1,120	594	89	315	269	289	(15)	(7)

ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

สำหรับปี 2561 มีกำไรสุทธิ 1,120 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 526 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 89 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 594 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 536 ล้านดอลลาร์ สรอ. และในประเทศไทย 247 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 166 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย 105 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(1) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

(1.1) เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

สำหรับปี 2561 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 27 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 536 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 95 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิ 563 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากในปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์

(1.2) ประเทศไทย

สำหรับปี 2561 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 1,073 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 247 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 30 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 826 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคาค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นส่วนใหญ่จากโครงการบงกชจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม นอกจากนี้ ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น

(1.3) เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย

สำหรับปี 2561 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 151 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 105 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิ 46 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทรา) ทำให้เกิดขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ และตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลียเนื่องจากไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้

(2) สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

สำหรับปี 2561 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 166 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 102 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในปี 2561 แข็งค่าขึ้นน้อยกว่าปี 2560 ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น

ไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 269 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 46 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 15 เมื่อเปรียบเทียบกับกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 จำนวน 315 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงที่ลดลงของส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ 75 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นในส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย 37 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

(1) ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ

ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ มีกำไรสุทธิ 7 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 75 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 91 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 82 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ภาษีเงินได้จากการตัดบัญชีของโครงการลงทุนท่อขนส่งก๊าซซอติกา

(2) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ประเทศไทย

ในไตรมาส 4 ปี 2561 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 37 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 14 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 266 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นโดยหลักจากปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น

ไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 269 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 20 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 7 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 289 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ 56 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 57 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย 39 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

(1) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

(1.1) เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย

ในไตรมาส 4 ปี 2561 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 89 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิ 8 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้จากการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลียเนื่องจากไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้

(1.2) ประเทศไทย

ในไตรมาส 4 ปี 2561 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 39 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 15 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 264 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นโดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ส่วนใหญ่จากโครงการบงกชจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น

(2) ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ

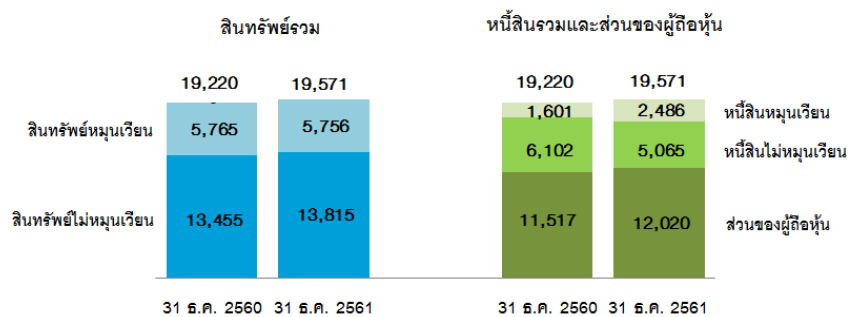
ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ มีกำไรสุทธิ 7 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 56 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 89 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 63 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ภาษีเงินได้จากการตัดบัญชีของโครงการลงทุนท่อขนส่งก๊าซซอติกา

(3) สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีกำไรสุทธิ 33 ล้านบาท สรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 57 ล้านบาท สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิ 24 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักมาจากอนุพันธ์ทางการเงินเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น (ไตรมาส 4 ปี 2561 รับรู้กำไร ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2560 รับรู้ขาดทุน) โดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นและรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากผลกระทบของค่าเงินบาทในไตรมาส 4 ปี 2561 ที่อ่อนค่าลง

14.3.3 ฐานะการเงิน

หน่วย: ล้านบาท สรอ.



(1) สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 19,571 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 351 ล้านบาท สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 19,220 ล้านบาท สรอ. เป็นผลมาจาก

(1.1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น ลูกหนี้บริษัทใหญ่ และลูกหนี้อื่น มีจำนวนลดลง 9 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสุทธิกับเงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 467 ล้านบาท สรอ. ในขณะที่ลูกหนี้อื่นเพิ่มขึ้น 393 ล้านบาท สรอ. และลูกหนี้บริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น 71 ล้านบาท สรอ.

(1.2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนมีจำนวนเพิ่มขึ้น 360 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ และค่าความนิยมเพิ่มขึ้น 245 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช

(2) หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,551 ล้านบาท สรอ. ลดลงจำนวน 152 ล้านบาท สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 7,703 ล้านบาท สรอ. เป็นผลมาจาก

(2.1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ภาษีเงินได้ค้างจ่าย ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย สิ่งตอบแทนที่จะจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจ และส่วนของหนี้สินทางการเงินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 885 ล้านบาท สรอ. ส่วนใหญ่จากสิ่งตอบแทนที่จะจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจเพิ่มขึ้น 466 ล้านบาท สรอ. จากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช ภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 272 ล้านบาท สรอ. ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 106 ล้านบาท สรอ. นอกจากนี้ ส่วนของหนี้สินทางการเงินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีเพิ่มขึ้น 7 ล้านบาท สรอ. ซึ่งเป็นผลสุทธิจากการเพิ่มขึ้นของการจัดประเภทหุ้นกู้ที่จะถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปีกับการไถ่ถอนหุ้นกู้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ค่อยสิทธิตามกำหนด

(2.2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่าซื้อถนออุปโภคการผลิต หนี้กู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนลดลง 1,037 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการจ่ายชำระหนี้ระยะยาว 575 ล้านดอลลาร์ สรอ. และจากการจัดประเภทหนี้กู้ที่จะถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปีไปอยู่ภายใต้หนี้สินหมุนเวียนจำนวน 404 ล้านดอลลาร์ สรอ. (หนี้กู้ 13,200 ล้านบาท)

(3) โครงสร้างเงินทุนบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ประกอบด้วยส่วนทุน 12,020 ล้านดอลลาร์ สรอ. และหนี้สินรวม 7,551 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 1,946 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 5.32 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 8.67 ปี ทั้งนี้ หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดอยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่

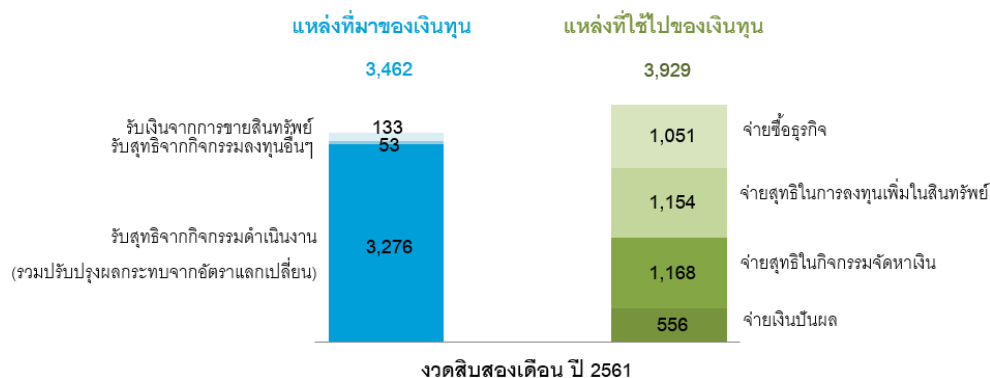
ในไตรมาส 1 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการไถ่ถอนหนี้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิตามกำหนด 2,500 ล้านบาท

ในไตรมาส 2 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการจ่ายชำระหนี้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิก่อนกำหนด 575 ล้านดอลลาร์ สรอ.

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการไถ่ถอนหนี้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิตามกำหนด 323 ล้านดอลลาร์ สรอ.

14.3.4 กระแสเงินสด

หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น ซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 4,001 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 467 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 4,468 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 3,462 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขายสุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 3,929 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่มาจากการลงทุนในโครงการเอส 1 และโครงการชอติกา รวมทั้งการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช สำหรับเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมและหนี้กู้ รวมทั้งจ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2560 และสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2561

14.3.5 อัตราส่วนทางการเงินและการดำเนินงานที่สำคัญ

	2561	2560	ไตรมาส 3 2561	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 4 2560
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	72.68	70.26	72.55	71.08	67.35
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	9.51	5.18	9.91	9.51	5.18
อัตรากำไรสุทธิ	20.51	13.12	21.71	20.51	13.12
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.16	0.25	0.17	0.16	0.25
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.63	0.95	0.66	0.63	0.95

หมายเหตุ:

อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือน ก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

14.4 ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ สิ้นปี 2561 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศรวมจำนวน 40 โครงการใน 11 ประเทศ มีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) จำนวน 677 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Probable Reserves) จำนวน 351 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญดังนี้

14.4.1 โครงการในประเทศไทย

ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศไทยจำนวน 16 โครงการ ส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก ในปี 2561 โครงการในประเทศไทยมีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 246,457 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 81 ของปริมาณการขายทั้งหมด โดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการบงกช** สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน นอกจากนี้ บริษัทได้เข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 22.2222 ในช่วงกลางปีที่ผ่านมา ทำให้ปัจจุบันมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 66.6667 และในเดือนธันวาคมที่ผ่านมา บริษัทได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและเป็นผู้ดำเนินการในแหล่งบงกชและแหล่งเอราวัณที่กำลังจะหมดอายุสัมปทานในปี 2565 - 2566 **โครงการเอส 1** ได้ทำการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับปริมาณการผลิต และ **แหล่งอุบลภายใต้โครงการคอนแทร์ค 4** อยู่ระหว่างเตรียมการพัฒนา โดยคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ภายในปี 2566 ด้วยกำลังการผลิตของโครงการสำหรับน้ำมันดิบที่ 25,000 บาร์เรลต่อวันและก๊าซธรรมชาติที่ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 8,300 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

14.4.2 โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 15 โครงการ ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) มาเลเซีย และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) ในปี 2561 โครงการในภูมิภาคนี้มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมที่ 51,571 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 17 ของปริมาณการขายทั้งหมด

กิจกรรมที่สำคัญของ **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** อาทิ **โครงการชอติกา** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวมะตะมะของเมียนมา โครงการได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมผลิตบนแท่นผลิตเฟส 1C ทั้งหมด 4 แท่น และยังคงมีแผนการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ในปี 2561 โครงการมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยตามเป้าหมายที่ 298 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 47,569 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม โครงการมีการเริ่มผลิตจากหลุมผลิตจำนวน 2 หลุมและอยู่ระหว่างดำเนินการเจาะหลุมผลิตอีก 1 หลุม เพื่อรักษาระดับการผลิตให้ได้ตามเป้าหมาย โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ย 17,238 บาร์เรลต่อวันและปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 6 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 1,353 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ส่วนใหญ่อยู่ในเมียนมาทั้งบนบกและในทะเล อาทิ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** อยู่ระหว่างการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการ (Field Development Plan) จากรัฐบาลเมียนมาที่ทางบริษัทได้ยื่นไปในไตรมาส 4 ปี 2561 **โครงการเมียนมา MD-7** อยู่ระหว่างเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในปี 2562 **โครงการเมียนมา เอ็ม 11** อยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในปี 2562 รวมทั้งหาผู้ร่วมทุนเพื่อบริหารความเสี่ยงของโครงการ **โครงการเมียนมา เอ็มโอจี 3** ได้เริ่มเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในเดือนกันยายนและอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 3 หลุมในปี 2562 สำหรับมาเลเซีย **โครงการซาราวักเอสเค 410 บี** อยู่ระหว่างการประมวลผลข้อมูลด้านธรณีวิทยาและศักยภาพทางปิโตรเลียมเพื่อเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในปี 2562 **โครงการซาราวักเอสเค 417** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพปิโตรเลียม **โครงการซาราวักเอสเค 438** อยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปี 2562 **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม โครงการได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการ (Field Development Plan) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้ คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปลายปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตที่จะค่อยๆ เพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

14.4.3 โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 5 โครงการ ซึ่งตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา (แคนาดา) สหพันธรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก) โดยโครงการทั้งหมดเป็น **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)**

โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นแอลเบอร์ตาของแคนาดา โครงการได้รับอนุมัติการพัฒนาแหล่ง Thornbury Phase 1 จากรัฐบาลแอลเบอร์ตาในเดือนพฤษภาคม 2561 และอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อหาแนวทางการบริหารจัดการโครงการที่เหมาะสม

โครงการร่วมทุนในบราซิลจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ **โครงการบารารินเนียส เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล และ**โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงใต้ของบราซิล ปัจจุบันทั้งสองโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพของปิโตรเลียม

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโกจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก และ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก โดยทั้งสองแหล่งนี้ได้ยื่นแผนสำรวจต่อ National Hydrocarbons Commission ของเม็กซิโกในไตรมาส 4 ปี 2561 โดยคาดว่าจะได้รับอนุมัติภายในไตรมาส 1 ปี 2562

14.4.4 โครงการในออสเตรเลเชีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 1 โครงการ คือ โครงการพีทีทีอีพี ออสเตรเลเชีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 8 แปลงสัมปทาน

สำหรับ**แหล่งที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** คือ แหล่งมอนทารา โครงการมีปริมาณการขายเฉลี่ยในปี 2561 อยู่ที่ 5,368 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ บริษัทได้มีการขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในแหล่งมอนทาราให้กับบริษัท JadeStone Energy แล้วเสร็จเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2561 และอยู่ระหว่างการส่งต่อการดำเนินการ (Operatorship Transfer) ให้กับผู้ซื้อ ซึ่งจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจาก National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA) โดยคาดว่าจะได้รับอนุมัติภายในปี 2562

สำหรับ**แหล่ง Cash Maple** ที่อยู่ใน**ระยะเวลาสำรวจ (Exploration Phase)** ได้เสร็จสิ้นการศึกษาวิศวกรรมเบื้องต้น (Pre-FEED Study) และอยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาโครงการที่เหมาะสม และสำหรับ**แปลงสำรวจ AC/P54** ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในไตรมาส 1 ปี 2562

14.4.5 โครงการในแอฟริกา

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

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ซึ่งเป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในปี 2561 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ย 17,350 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคซ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้รับอนุมัติแผนพัฒนาจากรัฐบาลแอลจีเรียเมื่อเดือนเมษายน 2561 โดยแผนการพัฒนาโครงการจะแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ระยะแรกมีกำลังการผลิต 10,000 - 13,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตในปี 2563 และในปี 2567 จะสามารถเริ่มผลิตระยะที่ 2 โดยจะเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 50,000 - 60,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดใหญ่ ซึ่ง**อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ตั้งอยู่บนชายฝั่งของโมซัมบิก มีความคืบหน้าที่สำคัญในปี 2561 ได้แก่ การได้รับอนุมัติแผนพัฒนาของแหล่งก๊าซธรรมชาติ Golfinho-Atum (Plan of Development หรือ POD) จากคณะรัฐมนตรีโมซัมบิก (Council of Ministers) ในเดือนกุมภาพันธ์ปี 2561 และการเจรจาสัญญาเช่าก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก (Onshore LNG Plant) และการคัดเลือกผู้รับเหมาสำหรับงานติดตั้งอุปกรณ์นอกชายฝั่งทะเล (Offshore Installation) นอกจากนี้ โครงการอยู่ระหว่างการดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Sale and Purchase Agreement) ระยะยาวกับผู้ซื้อรายต่างๆ รวมทั้งเจรจาสัญญาเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance กับสถาบันการเงินเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในครั้งแรกของปี 2562 โดยคาดว่าจะสามารถผลิตเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2567 ด้วยกำลังการผลิต 12 ล้านตันต่อปี

14.5 กลยุทธ์การบริหารจัดการ

14.5.1 การบริหารการลงทุน

ในปี 2561 ปตท.สผ. ยังคงดำเนินแผนกลยุทธ์ตามแนวทาง 3R ซึ่งประกอบไปด้วย RESET REFOCUS และ RENEW อย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน ส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืน และรองรับความท้าทายของธุรกิจพลังงานในอนาคต

RESET กลยุทธ์ในการเพิ่มปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติจากโครงการหลัก และรักษาขีดความสามารถในการแข่งขัน

- เน้นการผลิตและจำหน่ายก๊าซธรรมชาติจากโครงการหลักให้มากกว่าในระดับปัจจุบัน
- ควบคุมต้นทุนการผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้
- เพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมผ่านการเร่งพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างการตัดสินใจพัฒนาขั้นสุดท้าย (FID) เช่น

โครงการโมซัมบิก ไรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน โครงการแอลจีเรีย ฮาสติ เบอร์ ราเคซ โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 และโครงการคอนแท็ค 4 (แหล่งอุบล)

- พิจารณาลดสัดส่วนการลงทุนในโครงการที่ไม่ใช่โครงการหลักของบริษัท (Non-Core Assets)

REFOCUS กลยุทธ์ในการขยายธุรกิจ โดยมุ่งเน้นในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความชำนาญ

- **กลยุทธ์ Coming-home:** มุ่งเน้นขยายการลงทุนในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก ซึ่งเห็นได้จากความสำเร็จในการเพิ่มสัดส่วนการลงทุนในโครงการบงกช และการชนะการประมูลสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโครงการบงกชและเอราวัณของ ปตท.สผ. เมื่อเดือนธันวาคมที่ผ่านมา สำหรับโครงการบงกชซึ่ง ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการปัจจุบันนั้น บริษัทสามารถวางแผนและดำเนินการลงทุนเพื่อให้เกิดความต่อเนื่องด้านการผลิต โดยในส่วนโครงการเอราวัณซึ่งบริษัทไม่ได้เป็นผู้ดำเนินการ บริษัทได้เตรียมแผนงานไว้อย่างชัดเจน ทั้งในส่วนของแผนการลงทุน การเจรจาข้อตกลงเข้าพื้นที่ การเจรจาว่าจ้างพนักงานและการส่งมอบงาน และการเข้าไปประเมินสภาพอุปกรณ์และโครงสร้างสิ่งติดตั้งที่จะรับโอนมา (ผู้รับสัมปทานปัจจุบันมีหน้าที่รื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหลือที่ไม่ได้โอนตามกฎหมายกระทรวง) นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีแผนเร่งกิจกรรมในโครงการสำรวจในเมียนมาและมาเลเซียเพื่อเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียม รวมถึงการมองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญ เช่น Gas Value Chain โดยขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับในการขายปิโตรเลียมในเมียนมาในรูปแบบของ Gas-to-Power

- **กลยุทธ์ Strategic Alliance:** มองหาโอกาสการลงทุนในพื้นที่อื่นๆ ที่มีศักยภาพร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) โดยเน้นภูมิภาคตะวันออกกลาง เนื่องจากเป็นภูมิภาคที่มีต้นทุนในการดำเนินการที่ต่ำ

RENEW กลยุทธ์ในการสร้างความยั่งยืนโดยการเพิ่มศักยภาพทางเทคโนโลยี และการมองหาโอกาสทางธุรกิจอื่นๆ

โดยการลงทุนในธุรกิจใหม่ที่มีมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน รวมถึงธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน อีกทั้งยังได้มีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างองค์กรและกระบวนการทำงานให้เกิดความคล่องตัวและมีประสิทธิภาพมากขึ้นในทุกระดับ เพื่อให้สอดคล้องกับแผนการเติบโตของบริษัทในอนาคต ซึ่งโครงสร้างองค์กรใหม่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 2562 เป็นต้นไป

14.5.2 การบริหารจัดการเงินทุน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นปี 2561 บริษัทมีสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งด้วยเงินสดในมือประมาณ 4.0 พันล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 0.16 เท่า ซึ่งอยู่ภายใต้กรอบนโยบายการเงินของบริษัท และมีสภาพคล่องพร้อมรองรับแผนการลงทุนเพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผนงาน รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อเร่งพัฒนาโครงการต่างๆ การเจาะสำรวจตามแผนการลงทุน และการเข้าซื้อกิจการที่สอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ของบริษัท

นอกจากนี้ ในปี 2561 บริษัทได้มีการทดสอบระบบการโอนเงินระหว่างประเทศ (Cross-Border Payment) บนเทคโนโลยี Blockchain เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการโอนเงินระหว่างประเทศของ ปตท.สผ. กับคู่ค้าและผู้ให้บริการต่างๆ ให้มีความรวดเร็วและลดต้นทุนในการดำเนินงาน

14.6 ด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติที่เป็นสากลและตามมาตรฐานของสหประชาชาติ ในปี 2561 ปตท.สผ. ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกในกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Index (DJSI) ระดับโลกในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream & Integrated Industry) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 และได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกของดัชนี FTSE4Good Index Series ประเภท FTSE4Good Emerging Index ประจำปี 2561 ต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 รวมถึงการเป็นหนึ่งในบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยที่อยู่ในรายชื่อหุ้นยั่งยืน (Thailand Sustainability Investment) และยังเป็นปีแรกที่ได้รับรางวัลบริษัทจดทะเบียนด้านความยั่งยืนประจำปี 2561 (SET Sustainability Awards 2018) ประเภทดีเด่น อีกด้วย

ความสำเร็จดังกล่าวสะท้อนให้เห็นถึงความมุ่งมั่นของ ปตท.สผ. ในฐานะ “องค์กรแห่งความยั่งยืน” ได้เป็นอย่างดี โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2561 ซึ่งครอบคลุมทั้งด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ดังต่อไปนี้

14.6.1 ด้านธุรกิจ

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม เพื่อสนับสนุนและเพิ่มประสิทธิภาพในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยจัดสรรงบประมาณเพื่อการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีประมาณร้อยละ 3 ของกำไรสุทธิในแต่ละปี ทั้งนี้ ในปี 2561 มีความคืบหน้าของโครงการในด้านต่างๆ ดังนี้

- **เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าในการติดตามการเคลื่อนที่ของน้ำที่อัดสูงขึ้นกับปิโตรเลียมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการแปลผลข้อมูลที่ได้รับจากการสำรวจด้วยคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า โครงการพัฒนาปัญญาประดิษฐ์สำหรับการทำนายการเกิดความเสียหายของเครื่องจักรที่สำคัญในกระบวนการผลิต ซึ่งได้พัฒนาในระดับต้นแบบแล้วเสร็จและจะนำไปขยายผลใช้งานในเครื่องจักรอื่นๆ เพิ่มเติมในปี 2562
- **เทคโนโลยีที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม** ได้แก่ โครงการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศ โดยการเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าโดยประสบความสำเร็จในระดับห้องปฏิบัติการและอยู่ระหว่างการพัฒนากระบวนการต้นแบบ โครงการพัฒนาเทคโนโลยีตรวจสอบสภาพท่อส่งปิโตรเลียมได้ทะเลสำหรับกระบวนการรื้อถอนตามมาตรฐานสากลที่ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งได้พัฒนาและทดสอบในระดับต้นแบบแล้วเสร็จโดยมีแผนการนำไปทดสอบใช้งานจริงในปี 2562
- **เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการพัฒนาหุ่นยนต์ตรวจสอบท่อส่งปิโตรเลียมได้ทะเลแบบอัตโนมัติ ซึ่งได้พัฒนาและทดสอบในระดับต้นแบบแล้วเสร็จ และจะนำไปทดสอบใช้งานจริงในปี 2562

นอกจากนี้ บริษัทยังได้รับรางวัล The Asset Best Initiative in Innovation Award 2018 จาก The Asset Magazine โดยเป็นรางวัลที่ได้รับจากแนวคิดริเริ่มในการพัฒนาระบบวางแผนการผลิตปิโตรเลียมเพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด และได้มีการยื่นขอจดสิทธิบัตรการประดิษฐ์กว่า 13 ฉบับ ซึ่งนับเป็นความสำเร็จที่เกิดจากความมุ่งมั่นและการสนับสนุนในด้านการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีของบริษัท

14.6.2 ด้านสังคม

ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะดำเนินธุรกิจด้วยความรับผิดชอบต่อสังคมและชุมชน โดยมุ่งเน้นการพัฒนา 4 ด้านหลัก ได้แก่ ความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม รวมทั้งวัฒนธรรมและกีฬา โดยในปี 2561 บริษัทฯ เน้นให้ความสำคัญด้านความต้องการพื้นฐาน และได้ต่อยอดความสำเร็จของการดำเนินการโครงการเพื่อสังคมเพื่อให้ชุมชนได้รับประโยชน์อย่างต่อเนื่อง เช่น การขยายศูนย์การเรียนรู้เพาะปักปลูกปูไปยังพื้นที่อื่นในจังหวัดสงขลา 1 แห่ง และที่จังหวัดปัตตานี 1 แห่ง รวมทั้งจัดตั้งศูนย์พัฒนาเด็กอ่อนก่อนวัยเรียน (SIOLA) ในประเทศอินโดนีเซียเพิ่มอีก 2 แห่งในเขตสุลาเวสีตะวันตก โดยความสำเร็จในการดำเนินโครงการเพื่อสังคม ในปี 2561 ของ ปตท.สผ. ได้สะท้อนผ่านรางวัลจากเวทีระดับนานาชาติ จำนวนทั้งสิ้น 10 รางวัล

14.6.3 ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. มีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System หรือ SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ในปี 2561 อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) ของ ปตท.สผ. เท่ากับ 0.07 และอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.75 ซึ่งทั้งนี้ LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) อีกทั้ง ปตท.สผ. ยังมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรที่มี Low Carbon Footprint โดยตั้งเป้าลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเปรียบเทียบกับปีฐาน 2555

14.7 แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

(1) Energy Outlook

ความต้องการใช้พลังงานหลักของโลก ปัจจุบันยังคงพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) เป็นหลัก ได้แก่ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน โดยมีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ร้อยละ 81 และคาดการณ์ว่าในอีก 30 ปีข้างหน้าจะยังคงมีสัดส่วนที่ร้อยละ 73 โดยการใช้พลังงานทางเลือกจะเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 22 โดยพลังงานนิวเคลียร์จะยังคงมีสัดส่วนที่ร้อยละ 5 (ข้อมูลจาก IHS) ทั้งนี้ ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมถึงก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ยังมีแนวโน้มที่สูงขึ้นตามการขยายตัวของเศรษฐกิจโดยหลักมาจากภาคการผลิตไฟฟ้า รวมถึงนโยบายของรัฐบาลประเทศต่างๆ โดยเฉพาะจีนที่ต้องการปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานสะอาดอย่างก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้น้ำมันโดยรวมนั้นยังมีแนวโน้มที่สูงขึ้นแต่ในอัตราที่ลดลง ซึ่งการเพิ่มดังกล่าวมาจากการขยายตัวของอุตสาหกรรมปิโตรเคมี (Petrochemical Industry) และภาคการขนส่งหนัก (Heavy-Duty Transport Sector) เป็นหลัก ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันจากรถโดยสารส่วนบุคคล (Passenger Car) จะเริ่มลดลง เนื่องจากผลกระทบของการพัฒนาประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงในรถโดยสารส่วนบุคคลและการใช้รถยนต์พลังงานไฟฟ้า (Electric Vehicle) ที่มีแนวโน้มสูงขึ้น ในส่วนของความต้องการใช้พลังงานทางเลือก (Renewable Energy) โดยเฉพาะพลังงานจากแสงแดดและลม ยังคงมีแนวโน้มที่สูงขึ้นในหลายๆ ประเทศ ด้วยการสนับสนุนของภาครัฐที่มากขึ้น รวมทั้งการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือกที่มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น ส่งผลให้พลังงานทางเลือกมีต้นทุนที่ต่ำลงจากปริมาณการผลิตเชิงอุตสาหกรรมที่เพิ่มมากขึ้น (Economies of Scale)

ในส่วนของทิศทางการดำเนินงานด้านพลังงานของประเทศไทย ภาครัฐได้จัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan หรือ PDP) ฉบับใหม่เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์และพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลงไป โดยคาดว่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจะยังคงเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าและการใช้พลังงานทางเลือกจะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ในขณะที่การใช้เชื้อเพลิงถ่านหินจะมีสัดส่วนที่ลดลง

สำหรับแนวทางการดำเนินงานตามกลยุทธ์เพื่อรองรับสถานการณ์ข้างต้น ปตท.สผ.ยังคงให้ความสำคัญกับธุรกิจก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางการใช้พลังงานของโลก ซึ่งหลังจาก ปตท.สผ. ชนะการประมูลสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเดือนธันวาคมที่ผ่านมา บริษัทได้เตรียมความพร้อมในการดำเนินการผลิตทั้งในส่วนของโครงการบงกชและโครงการเอราวัณ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยเป็นไปอย่างต่อเนื่อง รวมถึงเร่งรัดการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ที่บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนอยู่ในปัจจุบัน เช่น โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน นอกจากนี้บริษัทยังคงมองหาโอกาสการลงทุนในแหล่งก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ที่มีศักยภาพเพิ่มเติม ทั้งในรูปแบบของการร่วมทุนกับ ปตท. ในนามบริษัท PTTGL เพื่อแสวงหาโอกาสการขยายการลงทุนในธุรกิจ LNG ครบวงจรทั่วโลก ซึ่งจะช่วยเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ

ปตท.สผ. ตระหนักถึงความสำคัญของรูปแบบการดำเนินธุรกิจพลังงาน (Industry Landscape) ที่เปลี่ยนแปลงไป จึงได้มีแนวคิดและวางกลยุทธ์การขยายการลงทุนในธุรกิจใหม่ โดยได้จัดตั้งบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด เน้นด้านเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ (Robotics and AI) เพื่อช่วยในธุรกิจสำรวจและผลิต รวมถึงการมองหาโอกาสทางธุรกิจที่สามารถสร้าง

มูลค่าเพิ่มให้กับธุรกิจหลักของบริษัท อาทิ การลงทุนในธุรกิจก๊าซธรรมชาติครบวงจร (Gas Value Chain) รวมถึงการศึกษาธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทางเลือก อาทิ พลังงานจากแสงแดดและลม เพื่อรักษาความสามารถในการแข่งขันและสนับสนุนการเติบโตของบริษัทในระยะยาว รองรับความท้าทายในอุตสาหกรรมพลังงานโลกที่เปลี่ยนแปลงไปในอนาคต

(2) ราคาน้ำมันดิบ

สำหรับแนวโน้มราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบในปี 2562 คาดว่าจะมีความผันผวนและเคลื่อนไหวอยู่ระหว่าง 55 - 65 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปสงค์น้ำมันดิบมีแนวโน้มปรับตัวลดลงจากปี 2561 จากตัวเลขดัชนีทางเศรษฐกิจที่เริ่มชะลอตัวโดยเฉพาะในประเทศจีน และความไม่ชัดเจนของข้อยุติเรื่องสงครามการค้าระหว่างสหรัฐอเมริกาและจีนที่ยังไม่สามารถตกลงกันได้

ในด้านอุปทานล้นตลาดซึ่งเป็นปัจจัยกดดันราคาน้ำมันดิบ มีสาเหตุหลักจากการผลิตน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้นของ Shale Oil ในสหรัฐอเมริกา ซึ่งขณะนี้การผลิตบางส่วนยังถูกจำกัดด้วยปัญหาท่อขนส่งน้ำมันดิบ หากการสร้างท่อขนส่งใหม่เสร็จตามแผน อุปทานน้ำมันดิบในสหรัฐอเมริกาจะปรับสูงขึ้นได้อย่างรวดเร็ว อีกทั้งกำลังการผลิตน้ำมันดิบจากรัสเซียและอิรัก ที่อาจจะไม่ลดลงตามที่ตลาดคาดการณ์ รวมถึงปริมาณน้ำมันดิบที่มาจากอิหร่านซึ่งได้รับการผ่อนปรนมาตรการคว่ำบาตรจากสหรัฐอเมริกา ส่งผลให้การส่งออกน้ำมันดิบไม่ลดลงเท่าที่ตลาดคาดการณ์

อย่างไรก็ตาม ยังมีปัจจัยสนับสนุนราคาน้ำมันดิบในปี 2562 ที่น่าจับตามอง เช่น อุปสงค์น้ำมันดิบที่คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้น หากประเด็นสงครามการค้าระหว่างสหรัฐอเมริกาและจีนมีแนวโน้มคลี่คลายหรือสามารถบรรลุข้อตกลงได้ และอุปทานน้ำมันดิบที่จะลดลง หากมีการยุติมาตรการผ่อนปรนนโยบายคว่ำบาตรอิหร่านทางด้านนิวเคลียร์จากสหรัฐอเมริกา ซึ่งคาดว่าอุปทานน้ำมันดิบจะหายไปถึง 1.2 - 1.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน รวมถึงนโยบายความร่วมมือในการลดกำลังการผลิตระหว่างผู้ผลิตน้ำมันดิบกลุ่มโอเปกและนอกโอเปก ซึ่งถ้าสามารถลดกำลังการผลิตได้ตามเป้าหมายที่ตกลงในเดือนธันวาคมที่ผ่านมา หรือมีการพิจารณาความร่วมมือรอบใหม่เพื่อลดกำลังการผลิตตลอดปี 2562 ก็จะเป็นปัจจัยสนับสนุนที่สามารถผลักดันราคาน้ำมันดิบให้สูงขึ้นได้มากกว่าที่คาดการณ์ไว้

(3) สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2562 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกจะยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยคาดว่าจะกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 12 เป็น 355 ล้านตัน ในขณะที่อุปสงค์จะอยู่ที่ประมาณ 342 ล้านตัน อีกทั้งราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ปรับตัวลดลงส่งผลให้ราคา LNG ถูกคาดการณ์ว่าจะปรับตัวลดลงจากปีที่ผ่านมา โดยตลาดคาดว่าราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยจะอยู่ในช่วงระหว่าง 5.89 - 8.45 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู อย่างไรก็ตาม ราคา LNG ในตลาดโลกอาจมีความผันผวนขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยที่ต้องจับตามอง อาทิเช่น ปัจจัยกดดันราคาจากปริมาณการผลิต LNG ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการใหม่ๆ ซึ่งคาดว่าจะมีโครงการใหม่ที่จะ FID เพิ่มมากขึ้นในปี 2562 - 2563 ในขณะที่มีปัจจัยสนับสนุนราคา เช่น ความต้องการ LNG ที่อาจเพิ่มขึ้นกว่าคาดการณ์ในตลาดเอเชียโดยเฉพาะจีนและอินเดีย การผลิตที่ไม่เป็นไปตามแผนของโครงการปัจจุบัน รวมถึงนโยบายทางพลังงานของประเทศต่างๆ แต่ทั้งนี้ ได้มีการคาดการณ์ว่าสภาวะล้นตลาดของ LNG จะเริ่มกลับเข้าสู่จุดสมดุลหลังจากปี 2565 - 2566

(4) เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยปี 2562 จะมีการขยายตัวอยู่ที่ร้อยละ 4.0 โดยปัจจัยหลักที่ผลักดันการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศมาจากการใช้จ่ายของภาคเอกชนทั้งการบริโภคและการลงทุนที่มีแนวโน้มขยายตัว การจ้างงานที่เพิ่มขึ้น และการสนับสนุนจากโครงการลงทุนของภาครัฐ รวมไปถึงการส่งออกและการท่องเที่ยวที่ยังปรับตัวดี อย่างไรก็ตาม อัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2562 ยังมีแนวโน้มผันผวนจากความไม่แน่นอนของนโยบายการเงินและการคลังของประเทศอุตสาหกรรมหลัก เช่น ความไม่แน่นอนของการเจรจาข้อตกลง Brexit รวมไปถึงทิศทางนโยบายทางการเงินของสหรัฐฯ ที่คาดว่าจะเข้าสู่ช่วงปลายของการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยซึ่งจะส่งผลให้ค่าเงิน ดอลลาร์ สรอ. อ่อนตัวลงในปี 2562 นี้ ในขณะเดียวกันยังมีมาตรการกีดกันทางการค้าของสหรัฐฯ รวมถึงความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่เป็นสาเหตุหลักของความผันผวนดังกล่าว

ทั้งนี้ ผลประกอบการของ ปตท.สผ. จะได้รับผลกระทบส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งเกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชี แต่ส่วนใหญ่จะไม่มีผลกระทบต่อกระแสเงินสด สำหรับ อัตราดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นนั้น ไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทเนื่องจากหุ้นกู้ของบริษัทในปัจจุบันเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ทั้งหมด

(5) ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบกับการดำเนินงานของบริษัท

กฎระเบียบใหม่เรื่อง IMO 2020 จากองค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (International Maritime Organization หรือ IMO) ที่มีมติให้จำกัดปริมาณซัลเฟอร์ (Sulphur) ในน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรมเดินเรือขนส่งระหว่างประเทศ ที่ระดับไม่เกินร้อยละ 0.5 จากระดับร้อยละ 3.5 ในปัจจุบัน ซึ่งจะมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2563 โดยคาดว่าจะส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเตาที่มีปริมาณซัลเฟอร์สูง (High Sulphur Fuel Oil) ในน้ำมันเชื้อเพลิงเดินเรือปรับตัวลดลงอย่างมีนัยสำคัญและมีผลให้ราคาน้ำมันเตา (Fuel Oil) ปรับตัวลดลงตามไปด้วย ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมีการผูกสูตรราคาเข้ากับราคาน้ำมันเตา จึงเป็นความเสี่ยงที่ราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. อาจจะลดลงเนื่องจากกฎระเบียบใหม่ อย่างไรก็ตาม ผลกระทบดังกล่าวคาดว่าจะไม่รุนแรง เนื่องจากโครงสร้างราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. ผูกกับราคาน้ำมันส่วนหนึ่งและย้อนหลังประมาณ 6 - 12 เดือน นอกจากนี้ ปตท.สผ. อยู่ระหว่างการเจรจาปรับสูตรก๊าซธรรมชาติกับผู้ซื้อ และได้มีการพิจารณาและเริ่มทำประกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาน้ำมันเตา สำหรับในปี 2565 เป็นต้นไป บริษัทคาดว่าจะลดผลกระทบนี้ลงลงอย่างเป็นนัยสำคัญ เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติของแหล่งบงกชและเอราวัณภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้ผูกสูตรกับน้ำมันดูไบแทนการผูกสูตรกับราคาน้ำมันเตา

การประกาศใช้กฎหมายที่ส่งผลกระทบต่อการดำเนินงาน สำหรับในปี 2561 มีการประกาศใช้กฎหมายใหม่ที่สำคัญซึ่งส่งผลกระทบต่อการทำงานของ ปตท.สผ. เช่น กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับสัญญาแบ่งปันผลผลิต และการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม (Decommission) และกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับงบประมาณ การเงินและการบัญชี อีกทั้ง ปตท.สผ. ยังมีการติดตามอย่างใกล้ชิดในเรื่องประกาศใช้พระราชบัญญัติแก้ไขเพิ่มเติมประมวลรัษฎากร และร่างพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม โดยให้ผู้ประกอบการสามารถใช้สกุลเงินต่างประเทศที่ใช้ในการดำเนินงานในการคำนวณกำไรสุทธิเพื่อเสียภาษีเงินได้ปิโตรเลียมและภาษีเงินได้นิติบุคคล ซึ่งจะช่วยลดผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน

ทั้งนี้ ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการเคารพและปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องในทุกประเทศที่เข้าไปดำเนินธุรกิจ ซึ่งบุคลากรของกลุ่ม ปตท.สผ. ตั้งแต่กรรมการ ผู้บริหาร และพนักงานต้องทำความเข้าใจและปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินธุรกิจของ ปตท.สผ. ในทุกพื้นที่อย่างเคร่งครัด โดย ปตท.สผ. ได้ติดตามกฎหมายที่มีผลกระทบต่อบริษัท รวมทั้งได้มีการสอบทานกระบวนการที่เกี่ยวข้องต่างๆ เพื่อให้สอดคล้องกับกฎหมาย และกำหนดผู้รับผิดชอบในการดำเนินการอย่างชัดเจน

(6) แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2561

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับการขึ้นอยู่ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2562 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสถานะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการสำหรับปี 2562 เป็นดังนี้

ปริมาณการขาย	ราคาก๊าซธรรมชาติ*	ต้นทุน*	EBITDA Margin*
ไตรมาส 1 ปี 2562 ~309 พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน	ไตรมาส 1 ปี 2562 ~6.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู	ไตรมาส 1 ปี 2562 ~32 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ	ปี 2562 70-75% ของรายได้จากการขาย
ปี 2562 ~318	ปี 2562 ~6.8	ปี 2562 ~ 32	

*บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2562 ที่ 60 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. พยายามรักษาระดับการผลิตของโครงการในประเทศไทย โดยคาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2562 และทั้งปี 2562 จะอยู่ที่ประมาณ 309,000 และ 318,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ อันเป็นผลมาจากสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกชตั้งแต่กลางปี 2561

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6 - 12 เดือน บริษัทคาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2562 และทั้งปี 2562 จะอยู่ที่ประมาณ 6.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก (บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2562 ที่ 60 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นปี 2561 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยง เช่น Zero Cost Collar ที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 5 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2562 และทั้งปี 2562 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 32 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น