

### 13. ข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย  
งบแสดงฐานะการเงิน

	ณ วันที่ 1 มกราคม 2561 (ยอดยกมา) (ปรับปรุงใหม่)		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 (ปรับปรุงใหม่)		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562	
	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
<b>สินทรัพย์</b>						
<b>สินทรัพย์หมุนเวียน</b>						
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	1,512,181	7.9	3,180,095	16.3	2,822,897	12.7
เงินลงทุนระยะสั้น	2,955,491	15.4	820,530	4.2	200,000	0.9
เงินลงทุนเพื่อค้า	208	0.0	70,550	0.4	213,703	1.0
เงินลงทุนเผื่อขาย	-	-	10,450	0.1	-	-
ลูกหนี้บริษัทใหญ่	566,569	3.0	637,129	3.3	534,837	2.4
ลูกหนี้การค้า	109,434	0.6	87,251	0.4	258,926	1.2
ลูกหนี้อื่น	78,595	0.4	471,386	2.4	121,501	0.5
สินค้าคงเหลือ	19,186	0.1	23,402	0.1	32,095	0.2
พัสดุกคงเหลือ	298,064	1.5	258,825	1.3	298,241	1.3
สินทรัพย์ภาษีเงินได้ของงวดปัจจุบัน	89,007	0.5	44,251	0.2	55,338	0.2
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	136,101	0.7	152,199	0.8	175,752	0.8
<b>รวมสินทรัพย์หมุนเวียน</b>	<b>5,764,836</b>	<b>30.1</b>	<b>5,756,068</b>	<b>29.5</b>	<b>4,713,290</b>	<b>21.2</b>
<b>สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน</b>						
เงินลงทุนเผื่อขาย	713	0.0	557	0.0	524	0.0
เงินลงทุนในบริษัทร่วม	212,644	1.1	219,797	1.1	227,626	1.0
เงินลงทุนในการร่วมค้า	18,721	0.1	17,412	0.1	225,370	1.0
เงินลงทุนระยะยาวอื่น	11	0.0	224	0.0	345	0.0
เงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	110,498	0.6	95,495	0.5	86,056	0.4
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	8,034,375	42.0	8,203,148	42.1	10,661,985	48.0
ค่าความนิยม	1,167,584	6.1	1,244,242	6.4	2,060,856	9.3
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	83,988	0.4	82,092	0.4	131,976	0.6
สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า	3,066,536	16.0	3,071,910	15.8	2,639,486	11.9
สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	416,117	2.2	462,550	2.4	961,729	4.4
สิทธิในการได้รับชดเชยจากกองทุนการรื้อถอน	131,356	0.7	161,721	0.8	237,265	1.1
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น	125,204	0.7	168,906	0.9	254,994	1.1
<b>รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน</b>	<b>13,367,747</b>	<b>69.9</b>	<b>13,728,054</b>	<b>70.5</b>	<b>17,488,212</b>	<b>78.8</b>
<b>รวมสินทรัพย์</b>	<b>19,132,583</b>	<b>100.0</b>	<b>19,484,122</b>	<b>100.0</b>	<b>22,201,502</b>	<b>100.0</b>

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

	ณ วันที่ 1 มกราคม 2561 (ขอยกมา) (ปรับปรุงใหม่)		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 (ปรับปรุงใหม่)		ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562	
	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
<b>หนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น</b>						
<b>หนี้สินหมุนเวียน</b>						
เจ้าหนี้การค้า	115,353	0.6	102,656	0.5	107,065	0.5
เจ้าหนี้จากการร่วมทุน	15,641	0.1	17,579	0.1	12,440	0.0
ส่วนของหนี้สินทางการเงินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี	399,710	2.1	407,015	2.1	18,281	0.1
ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย	490,906	2.6	596,428	3.1	749,646	3.4
ดอกเบี้ยค้างจ่าย	24,151	0.1	16,275	0.1	19,775	0.1
ภาษีเงินได้ค้างจ่าย	406,005	2.1	678,133	3.5	862,953	3.9
ประมาณการหนี้สินระยะสั้น	63,424	0.3	133,674	0.7	131,500	0.6
สิ่งตอบแทนที่จะจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจ	-	-	465,972	2.4	-	-
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	25,521	0.2	10,685	0.0	15,214	0.1
หนี้สินหมุนเวียนอื่น	60,545	0.3	57,364	0.3	133,969	0.6
<b>รวมหนี้สินหมุนเวียน</b>	<b>1,601,256</b>	<b>8.4</b>	<b>2,485,781</b>	<b>12.8</b>	<b>2,050,843</b>	<b>9.3</b>
<b>หนี้สินไม่หมุนเวียน</b>						
หุ้นกู้	1,938,720	10.2	1,537,767	7.9	2,704,746	12.2
เงินกู้ยืมระยะยาว	568,731	3.0	986	0.0	718,675	3.2
หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี	890,888	4.7	781,885	4.0	1,358,710	6.1
ประมาณการหนี้สินผลประโยชน์ของพนักงาน	123,773	0.6	135,264	0.7	245,248	1.1
ประมาณการหนี้สินค่ารั้งถอนอุปกรณ์การผลิต	2,275,433	11.9	2,243,655	11.5	2,967,512	13.4
ประมาณการหนี้สินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม	195,015	1.0	238,661	1.2	190,758	0.9
รายได้รอการรับรู้	7,360	0.0	4,957	0.0	5,035	0.0
หนี้สินอนุพันธ์ทางการเงิน	7,459	0.0	-	-	-	-
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น ๆ	22,401	0.1	49,767	0.3	118,801	0.5
<b>รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน</b>	<b>6,029,780</b>	<b>31.5</b>	<b>4,992,942</b>	<b>25.6</b>	<b>8,309,485</b>	<b>37.4</b>
<b>รวมหนี้สิน</b>	<b>7,631,036</b>	<b>39.9</b>	<b>7,478,723</b>	<b>38.4</b>	<b>10,360,328</b>	<b>46.7</b>
<b>ส่วนของผู้ถือหุ้น</b>						
ทุนเรือนหุ้น						
ทุนที่ออกและชำระแล้ว	150,684	0.8	150,684	0.8	150,684	0.7
ส่วนเกินมูลค่าหุ้น	3,439,037	18.0	3,439,037	17.7	3,439,037	15.5
หุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	1,154,812	6.0	1,154,687	5.9	187,435	0.8
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	1.9
ยังไม่ได้จัดสรร	6,339,800	33.1	6,847,837	35.1	7,630,675	34.4
องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้น	(29,065)	(0.2)	(33,125)	(0.2)	(12,936)	(0.1)
<b>รวมส่วนของผู้ถือหุ้น</b>	<b>11,501,547</b>	<b>60.1</b>	<b>12,005,399</b>	<b>61.6</b>	<b>11,841,174</b>	<b>53.3</b>
<b>รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น</b>	<b>19,132,583</b>	<b>100.0</b>	<b>19,484,122</b>	<b>100.0</b>	<b>22,201,502</b>	<b>100.0</b>
มูลค่าหุ้นตามบัญชี (ดอลลาร์ สรอ.)	2.90		3.02		2.98	
จำนวนหุ้นที่ออกและชำระเต็มมูลค่าปลายงวด (พันหุ้น)	3,969,985		3,969,985		3,969,985	

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย

งบกำไรขาดทุน  
สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม

	2560		2561		2562	
	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%	พันดอลลาร์ สรอ.	%
<b>รายได้</b>						
รายได้จากการขาย	4,281,205	94.7	5,202,810	95.3	6,046,416	94.3
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	77,805	1.7	107,564	2.0	116,396	1.8
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	51,402	1.1	-	-	108,597	1.7
ดอกเบี้ยรับ	59,579	1.3	83,353	1.5	86,235	1.3
กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน	-	-	13,966	0.3	-	-
รายได้อื่น ๆ	53,273	1.2	50,784	0.9	55,391	0.9
<b>รวมรายได้</b>	<b>4,523,264</b>	<b>100.0</b>	<b>5,458,477</b>	<b>100.0</b>	<b>6,413,035</b>	<b>100.0</b>
<b>ค่าใช้จ่าย</b>						
ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน	625,061	13.8	645,084	11.8	750,682	11.7
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	52,194	1.2	45,685	0.8	128,098	2.0
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	251,371	5.6	290,234	5.3	383,776	6.0
ค่าภาคหลวง	367,858	8.1	469,663	8.6	546,334	8.5
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,650,220	36.5	1,848,511	33.9	2,026,056	31.6
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	-	18,632	0.3	-	-
ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน	28,407	0.6	-	-	109,400	1.7
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์	558,214	12.3	-	-	-	-
ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ	-	-	57,768	1.1	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	226,227	5.0	238,565	4.4	234,979	3.7
<b>รวมค่าใช้จ่าย</b>	<b>3,759,552</b>	<b>83.1</b>	<b>3,614,142</b>	<b>66.2</b>	<b>4,179,325</b>	<b>65.2</b>
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	9,745	0.2	7,932	0.1	12,352	0.2
<b>กำไรก่อนภาษีเงินได้</b>	<b>773,457</b>	<b>17.1</b>	<b>1,852,267</b>	<b>33.9</b>	<b>2,246,062</b>	<b>35.0</b>
ภาษีเงินได้	(179,571)	(4.0)	(732,658)	(13.4)	(676,998)	(10.5)
<b>กำไรสำหรับปีจากการดำเนินงานต่อเนื่อง</b>	<b>593,886</b>	<b>13.1</b>	<b>1,119,609</b>	<b>20.5</b>	<b>1,569,064</b>	<b>24.5</b>
ขาดทุนสำหรับปีจากการดำเนินงานที่ยกเลิก-สุทธิจากภาษี	(348)	(0.0)	-	-	-	-
<b>กำไรสำหรับปี</b>	<b>593,538</b>	<b>13.1</b>	<b>1,119,609</b>	<b>20.5</b>	<b>1,569,064</b>	<b>24.5</b>
<b>กำไร (ขาดทุน) ต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน (ดอลลาร์ สรอ.)</b>						
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง	0.13		0.27		0.38	
จากการดำเนินงานที่ยกเลิก	(0.0001)		-		-	

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย

งบกระแสเงินสด

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม

	2560	2561	2562
	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.
<b>กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน</b>			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
กำไรก่อนภาษีเงินได้	773,457	1,852,267	2,246,062
รายการปรับปรุงกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเงินได้เป็นเงินสดรับ (จ่าย)			
จากกิจกรรมดำเนินงาน			
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	(9,746)	(7,932)	(12,352)
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,650,220	1,848,510	2,026,056
ค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์	558,214	-	-
ประมาณการหนี้สินอื่น	-	11,005	8,133
(การกลับรายการ) ค่าเผื่อการลดมูลค่าของสินค้าคงเหลือให้เท่ากับ			
มูลค่าสุทธิที่จะได้รับคืน	(9,323)	1,643	(1,364)
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจตัดจำหน่าย	25,936	673	76,756
ค่าใช้จ่ายตัดจ่ายอื่น	7,730	11,975	32,050
ขาดทุนจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์	33,559	17,369	19,049
รายได้จากรายได้รอการรับรู้	(5,922)	(5,457)	(3,541)
ขาดทุน (กำไร) จากอนุพันธ์ทางการเงิน	9,447	(35,470)	57,850
ประมาณการหนี้สินผลประโยชน์ของพนักงาน	12,232	13,395	35,252
(กำไร) ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	(5,361)	8,006	(8,014)
ดอกเบี้ยรับต่ำกว่าดอกเบี้ยจ่าย	162,879	147,262	147,107
ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์	-	57,768	-
	3,203,322	3,921,014	4,623,044
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงาน	(534,420)	(644,147)	(1,103,438)
<b>กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน</b>	<b>2,668,902</b>	<b>3,276,867</b>	<b>3,519,606</b>
<b>กระแสเงินสดจากกิจกรรมลงทุน</b>			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
เงินสดจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น	(4,415,788)	(1,652,635)	(744,750)
เงินสดรับจากการลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น	3,442,374	3,786,110	1,365,410
เงินสดรับ (จ่าย) จากการลงทุนในเงินลงทุนเพื่อขาย	-	(10,444)	10,444
เงินสดจ่ายเงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	(92,750)	-	-
เงินสดรับจากเงินให้กู้ยืมระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน	-	15,129	10,801
เงินสดจ่ายในการซื้อธุรกิจ	-	(652,852)	(2,713,300)
เงินจ่ายล่วงหน้าในการซื้อธุรกิจ	-	(397,780)	-
เงินสด (จ่าย) รับสุทธิที่เกี่ยวข้องกับการขายสินทรัพย์	-	133,092	(19,627)
เงินสดจ่ายลงทุนในบริษัทร่วม	(156,609)	-	-
เงินสดจ่ายลงทุนในการร่วมค้า	-	-	(79,412)
เงินสดรับจากการลงทุนในการร่วมค้า	393	1,049	-
เงินสดจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะยาวอื่น	(11)	-	(36)
เงินปันผลรับจากกิจการที่เกี่ยวข้องกัน	5,275	5,437	14,716
เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินลงทุนระยะสั้น	27,730	39,797	15,376
เงินสดรับจากดอกเบี้ยเงินให้กู้ยืม	575	3,335	5,218
ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้น	(1,331,920)	(1,081,485)	(1,063,093)
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนเพิ่มขึ้น	(6,164)	(11,695)	(26,147)
สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าเพิ่มขึ้น	(22,845)	(60,773)	(119,228)
<b>กระแสเงินสดสุทธิ(ใช้ไป)ได้มาจากกิจกรรมลงทุน</b>	<b>(2,549,740)</b>	<b>116,285</b>	<b>(3,343,628)</b>

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัทย่อย

งบกระแสเงินสด (ต่อ)

สำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม

	2560	2561	2562
	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.	พันดอลลาร์ สรอ.
<b>กระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงิน</b>			
จากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
เงินสดรับจากเงินกู้ยืมระยะสั้น	-	-	259,581
เงินสดจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมระยะสั้น	-	-	(258,826)
เงินสดจ่ายชำระคืนหุ้นกู้	-	(403,742)	(418,199)
เงินสดจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาว	-	(575,135)	(7,785)
เงินสดจ่ายดอกเบี้ยหุ้นกู้และเงินกู้ยืม	(133,512)	(128,372)	(109,932)
เงินสดจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	(874,311)	-	(990,846)
เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	854,695	-	-
เงินสดจ่ายสำหรับต้นทุนทางการเงินในการออกหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	(66)	(1,226)	-
เงินสดจ่ายดอกเบี้ยหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	(52,826)	(57,696)	(53,611)
เงินสดรับจากเงินกู้ยืมระยะยาว	-	-	600,000
เงินสดรับจากการออกหุ้นกู้	-	-	1,130,045
เงินสดจ่ายสำหรับต้นทุนทางการเงินในการออกหุ้นกู้และเงินกู้ยืมระยะยาว	-	-	(7,613)
เงินสดรับ (จ่าย) สุทธิสำหรับสัญญาอนุพันธ์ทางการเงิน	-	(2,395)	1,353
เงินปันผลจ่าย	(458,570)	(555,702)	(697,760)
<b>กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน</b>	<b>(664,590)</b>	<b>(1,724,268)</b>	<b>(553,593)</b>
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด (ลดลง) เพิ่มขึ้นสุทธิ	(545,428)	1,668,884	(377,615)
<b>เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นปี</b>	<b>2,039,500</b>	<b>1,512,181</b>	<b>3,180,095</b>
	1,494,072	3,181,065	2,802,480
ปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน	18,109	(970)	20,417
<b>เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสิ้นปี</b>	<b>1,512,181</b>	<b>3,180,095</b>	<b>2,822,897</b>

## ตารางสรุปอัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

			2560 (ปรับปรุงใหม่)	2561 (ปรับปรุงใหม่)	2562
<b>อัตราส่วนสภาพคล่อง</b>					
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า		3.60	2.32	2.30
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า		3.21	1.90	1.86
อัตราส่วนสภาพคล่องกระแสเงินสด	เท่า		1.98	1.60	1.55
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า		7.68	7.58	8.12
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน		48	48	45
<b>อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหาทำไร</b>					
อัตรากำไรสุทธิ	%		13.12	20.51	24.47
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%		5.19	9.53	13.16
<b>อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน</b>					
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%		3.12	5.80	7.53
อัตราผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%		19.21	26.33	29.00
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	เท่า		0.24	0.28	0.31
<b>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</b>					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า		0.25	0.16	0.29
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า		(0.14)	(0.17)	0.04
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า		13.54	16.18	18.53
อัตราการจ่ายเงินปันผล	%		90	55	49
<b>ข้อมูลต่อหุ้น</b>					
มูลค่าหุ้นตามบัญชี	ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		2.90	3.02	2.98
กำไรสุทธิต่อหุ้น	ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา		0.13	0.27	0.38
เงินปันผลต่อหุ้น	บาท		4.25	5.00	6.00
<b>อัตราการเติบโต</b>					
สินทรัพย์รวม	%		1.28	1.84	13.95
หนี้สินรวม	%		1.68	(2.00)	38.53
รายได้จากการขาย	%		2.42	21.83	16.05
กำไรสุทธิ	%		59.53	88.63	40.14

## 14. คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

### 14.1 บทสรุปผู้บริหาร

ปี 2562 ปตท.สผ. ได้ดำเนินงานภายใต้กรอบกลยุทธ์ Expand and Execute เพื่อสร้างการเติบโตอย่างยั่งยืน โดยประสบความสำเร็จอย่างต่อเนื่องจากการได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการ G1/61 (แหล่งเอราวัณ) และ G2/61 (แหล่งบงกช) ในอ่าวไทย การขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ อาทิ การเข้าซื้อกิจการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย การเข้าซื้อบริษัท Partex ที่มีการลงทุนหลักในแหล่งผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ในประเทศโอมาน ความสำเร็จในการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ในโครงการชารวัก เอสเค 410 ปี ในประเทศมาเลเซีย รวมทั้งการประกาศเดินหน้าพัฒนาโครงการ (FID) สำหรับโครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน และโครงการแอลจีเรีย ฮาสลี เบอร์ ราเคช จากความสำเร็จข้างต้นส่งผลให้ในปี 2562 เป็นปีที่ ปตท.สผ. มีปริมาณการขายเฉลี่ยสูงสุดที่ 350,651 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน และคาดการณ์การเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยในช่วง 5 ปีข้างหน้า (2563-2568) บริษัทคาดว่าจะมีปริมาณการขายเติบโตโดยเฉลี่ยประมาณร้อยละ 6 ต่อปี (Compounding Annual Growth Rate : CAGR) สำหรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) ณ สิ้นปี 2562 เพิ่มขึ้นเป็น 1,140 ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีอัตราส่วนของปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ต่ออัตราการผลิต (Proved Reserves/Production Ratio) ตามเป้าหมายที่ 7.5 ปี

ในปี 2563 บริษัทมีแผนในการดำเนินงานเพื่อสร้างการเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยเน้นกลยุทธ์ด้าน Execution เพื่อรักษาปริมาณการผลิตจากโครงการผลิตหลัก ดำเนินงานในช่วงเปลี่ยนผ่านอย่างมีประสิทธิภาพสำหรับโครงการที่ได้มา ทั้งโครงการ G1/61 โครงการ G2/61 โครงการใหม่ในมาเลเซีย และโครงการภายใต้บริษัท Partex ผลักดันโครงการที่อยู่ในระหว่างการพัฒนาให้สามารถเริ่มการผลิตได้ตามแผน พร้อมเร่งพัฒนาโครงการ ชารวัก เอสเค 410 ปี เพื่อให้สามารถเข้าสู่ขั้นตอนของการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) รวมทั้งมุ่งเน้นกิจกรรมการเจาะสำรวจ โดยเฉพาะในมาเลเซียและเมียนมา เพื่อเพิ่มปริมาณสำรองในระยะยาว

ในด้านการมุ่งสู่ความเป็น “องค์กรแห่งความยั่งยืน” ปตท.สผ. ได้ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติสากล โดยมีหลักในการดำเนินงานภายใต้แนวคิด FROM “WE” to “WORLD” ที่มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน และพร้อมส่งมอบคุณค่าให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย โดยมีกรอบการบริหารจัดการด้านความอย่างยั่งยืนที่ขับเคลื่อนองค์กรไปพร้อมกับกลยุทธ์ Expand and Execute ใน 3 ด้าน ได้แก่ การเป็นองค์กรที่มีสมรรถนะสูง (High Performance Organization – HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance – GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Value Creation – SVC) เพื่อให้สอดคล้องกับวิสัยทัศน์การเป็น “Energy Partner of Choice”

สำหรับผลประกอบการในปี 2562 บริษัทมีกำไรสุทธิ 1,569 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) เพิ่มขึ้นร้อยละ 40 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า โดยหลักจากปริมาณการขายปิโตรเลียมที่สูงขึ้นซึ่งเป็นผลมาจากการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช การเข้าซื้อกิจการในมาเลเซีย และบริษัท Partex นอกจากนี้บริษัทยังมีโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่งพร้อมรับโอกาสการลงทุนต่าง ๆ สะท้อนผ่านความสามารถในการสร้างกระแสเงินสดจากการดำเนินงานที่ 3,540 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีระดับอัตราค่าไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ที่ร้อยละ 71 สำหรับสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นปี 2562 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 22,202 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 3,023 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 10,361 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,442 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 11,841 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.29 เท่า

### ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	2562	2561	% เพิ่ม (ลด) YTD	ไตรมาส 3 2562	ไตรมาส 4 2562	ไตรมาส 4 2561	% เพิ่ม (ลด) QoQ	% เพิ่ม (ลด) YoY
รายได้รวม	6,413	5,459	17	1,593	1,841	1,557	16	18
รายได้จากการขาย	6,046	5,203	16	1,494	1,755	1,411	17	24
EBITDA	4,354	3,860	13	1,054	1,188	1,024	13	16
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	1,569	1,120	40	358	384	269	7	43
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.38	0.27	39	0.09	0.09	0.07	0	29
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	1,445	1,215	19	303	379	283	25	34
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	124	(95)	>100	55	5	(14)	(91)	>100

## 14.2 ภาพรวมเศรษฐกิจในรอบปี 2562

### (1) ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัทฯ โดยในปี 2562 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 63.5 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก Platts) ซึ่งปรับตัวลดลงจากราคาเฉลี่ยปี 2561 ที่ 69.7 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล ทั้งนี้ ราคาน้ำมันดิบมีความผันผวนสูง โดยในช่วงครึ่งปีแรก ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นแตะระดับ 70 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล อันเป็นผลมาจากการที่สหรัฐฯ คว้าบาตรอิหร่านด้านนิวเคลียร์ ส่งผลให้เกิดความไม่สงบบริเวณช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งเป็นทางผ่านเส้นทางส่งออกน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบได้ปรับตัวลดลงและทรงตัวอยู่ในระดับ 60 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล อันเป็นผลมาจากความกังวลในเศรษฐกิจโลก ความไม่แน่นอนของสงครามการค้าระหว่างจีน-สหรัฐฯ และ Brexit ซึ่งส่งผลให้ตัวเลขภาคการผลิตและการค้าระหว่างประเทศมีการปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่อง จึงส่งผลให้อุปสงค์น้ำมันของโลกในปี 2562 มีการเติบโตต่ำที่สุดในรอบ 8 ปี นอกจากนี้ อุปทานที่เพิ่มขึ้นมีส่วนกดดันราคาเช่นกันจากปริมาณการผลิตน้ำมันที่เพิ่มขึ้นของสหรัฐฯ และท่อขนส่งน้ำมันที่ทยอยสร้างเสร็จในครึ่งปีหลังทำให้สหรัฐฯ สามารถส่งออกน้ำมันได้มากขึ้น

อย่างไรก็ตามในไตรมาส 4 ราคาน้ำมันได้เริ่มปรับตัวสูงขึ้น โดยปิดสิ้นปีที่ 67.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากสถานการณ์อุปสงค์-อุปทานที่เริ่มดีขึ้น โดยในด้านอุปสงค์ ตัวเลขเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะสหรัฐฯ ปรับตัวดีขึ้นเล็กน้อย จากสถานการณ์สงครามการค้าระหว่างจีนและสหรัฐฯ ที่เริ่มคลี่คลาย ขณะที่ด้านอุปทาน เมื่อเดือนธันวาคม กลุ่ม OPEC+ ได้ตกลงร่วมมือกันลดปริมาณการผลิตน้ำมันเพิ่มเป็น 1.7 ล้านบาร์เรลต่อวัน (จาก 1.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน) ในปี 2563 ส่งผลให้ความกังวลต่ออุปทานที่ล้นตลาดลดลง ประกอบกับความขัดแย้งระหว่างประเทศในตะวันออกกลางที่มีความเสี่ยงให้เกิดอุปทานหยุดชะงัก เช่น เหตุโจมตีซาอุดีอาระเบียในวันที่ 14 กันยายน รวมถึงการผลิต Shale Oil ในสหรัฐฯ เริ่มมีสัญญาณว่าจะเติบโตน้อยกว่าคาด เนื่องจากบริษัทน้ำมันระมัดระวังการลงทุนมากขึ้นจากภาวะเศรษฐกิจ

### (2) สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG)

สถานการณ์ LNG ในปี 2562 ราคา Asian spot LNG เฉลี่ยปรับตัวลดลงจากปีก่อนอยู่ที่ 5.51 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ซึ่งได้รับผลกระทบหลักมาจากราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลง อีกทั้ง อุปทาน LNG ยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาดจากโครงการใหม่ ๆ ที่ได้รับการอนุมัติก่อสร้างไปในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา ทำให้มีกำลังการผลิตใหม่เพิ่มขึ้นเข้าสู่ตลาดโลก 44 ล้านตันต่อปีจากปีที่แล้ว โดยหลักมาจากโครงการ LNG ในสหรัฐฯ ออสเตรเลีย และรัสเซีย ทำให้กำลังการผลิต LNG รวมอยู่ที่ 360 ล้านตันต่อปี ในขณะที่ความต้องการใช้โดยรวมอยู่ที่ 351 ล้านตันต่อปี ซึ่งมาจากความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นจากจีนและอินเดียเป็นหลัก



### (3) ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศสำหรับ 10 เดือนแรกของปี 2562 อยู่ที่ประมาณ 2.17 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) โดยปัจจัยหลักมาจากการลงทุนจากทั้งภาครัฐและเอกชนที่ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ด้านการนำเข้าและส่งออกปรับตัวลดลง โดยการนำเข้าพลังงานจากน้ำมันสำเร็จรูปและก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ขณะที่การใช้พลังงานจากถ่านหินลิกไนต์และพลังงานน้ำ/ไฟฟ้านำเข้าปรับตัวลดลง

### (4) อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

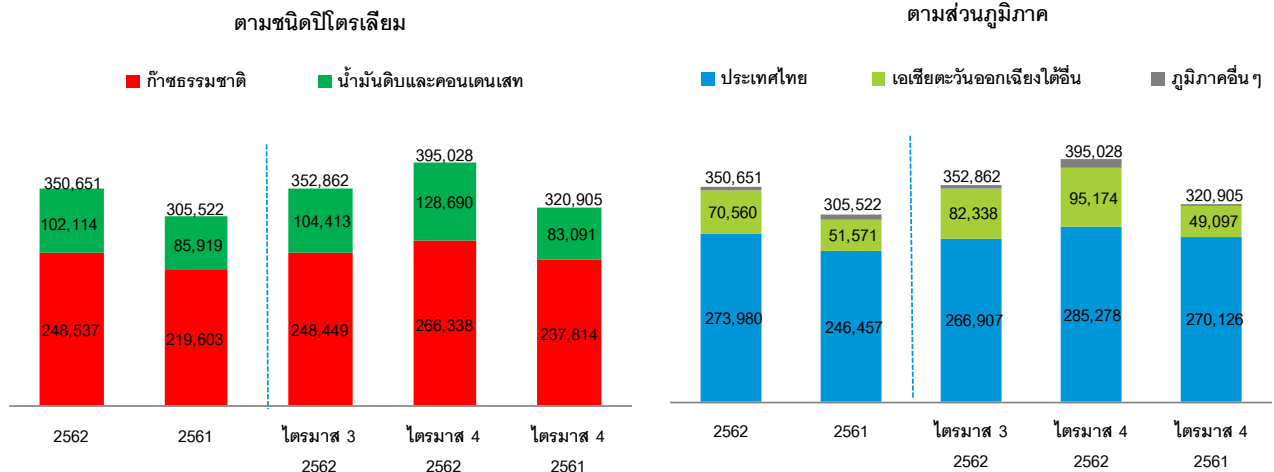
ในปี 2562 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้นจากสิ้นปี 2561 ที่ 32.45 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. มาปิดที่ 30.15 ณ สิ้นปี 2562 ซึ่งทางธนาคารแห่งประเทศไทยได้ติดตามสถานการณ์อย่างต่อเนื่องและใช้มาตรการต่าง ๆ ในการรักษาระดับค่าเงินบาทเพื่อสนับสนุนขีดความสามารถการค้าและการลงทุนของประเทศ อาทิ การปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายลงสองครั้งในปี และมาตรการผ่อนคลายการเคลื่อนย้ายเงินทุนและการแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ แต่สถานการณ์ค่าเงินบาทยังคงแข็งค่าอย่างต่อเนื่องจากปัจจัยภายนอก โดยหลักเกิดจากภาวะเศรษฐกิจโลกที่มีความไม่แน่นอนสูงจากการขยายตัวของสงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯและจีน และการปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลางสหรัฐฯ ที่กดดันให้ค่าเงินดอลลาร์สหรัฐฯ อ่อนค่า ปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้เกิดการเคลื่อนย้ายของเงินทุนไปยังสินทรัพย์ที่ปลอดภัย รวมถึงประเทศไทย เนื่องจากมองว่าประเทศไทยมีเสถียรภาพทั้งในด้านการเมืองที่มีความชัดเจนจากการจัดตั้งรัฐบาล และด้านเศรษฐกิจจากการเกินดุลบัญชีเดินสะพัดอย่างต่อเนื่อง และเงินสำรองที่อยู่ในระดับสูงเมื่อเทียบกับประเทศอื่นในภูมิภาค

สำหรับผลประกอบการของ ปตท.สผ. การเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้ที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี อย่างไรก็ตามในเดือนเมษายน 2562 มีการแก้ไขกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ทำให้บริษัทสามารถคำนวณและยื่นภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานเมื่อได้รับการอนุมัติจากกรมสรรพากร ซึ่งจะส่งผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนในส่วนนี้ลดลง โดยตั้งแต่ไตรมาส 2 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้เปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษี ตามที่ได้รับการอนุมัติภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียมแล้ว สำหรับบริษัทอื่นในกลุ่มยังคงคำนวณภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินบาท จนกว่าจะได้รับการอนุมัติจากกรมสรรพากร จึงจะยังคงได้รับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าวแต่ในสัดส่วนที่ลดลง

## 14.3 ผลการดำเนินงาน

### ปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	2562	2561	% เพิ่ม (ลด) YTD	ไตรมาส 3 2562	ไตรมาส 4 2562	ไตรมาส 4 2561	% เพิ่ม (ลด) QoQ	% เพิ่ม (ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	47.24	46.66	1	46.03	48.28	47.79	5	1
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	61.18	67.40	(9)	58.77	61.94	66.01	5	(6)
ราคาก๊าซธรรมชาติ (MMBTU)	6.92	6.42	8	6.78	6.95	6.90	2	1
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	63.51	69.65	(9)	61.26	62.03	68.30	1	(9)

#### ปี 2562 เปรียบเทียบกับปี 2561

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของปี 2562 เปรียบเทียบกับปี 2561 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 350,651 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับปี 2561: 305,522 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการบงกชซึ่งปริมาณขายเพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม การเข้าซื้อกิจการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. รวมทั้ง ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 47.24 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับปี 2561: 46.66 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

#### ไตรมาส 4 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562

ในไตรมาส 4 ปี 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 395,028 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 352,862 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกชเนื่องจากไม่มีการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 4 ปี 2562 ในขณะที่มีการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 3 ปี 2562 การเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. ในไตรมาส 4 ปี 2562 และโครงการมาเลเซียจากการขายน้ำมันดิบมากขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 48.28 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 3 ปี 2562: 46.03 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

**ไตรมาส 4 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561**

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 4 ปี 2562 กับไตรมาส 4 พ.ศ. 2561 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 320,905 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. ในไตรมาส 3 และไตรมาส 4 ปี 2562 ตามลำดับ และโครงการบงกชเนื่องจากไม่มีการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 4 ปี 2562 ในขณะที่มีการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 4 ปี 2561 รวมทั้ง ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 48.28 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 4 พ.ศ. 2561: 47.79 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

**14.3.1. ผลการดำเนินงานรวม****ปี 2562 เปรียบเทียบกับปี 2561**

สำหรับปี 2562 ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 1,569 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 449 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 40 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 1,120 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 1,445 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 124 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับปี 2562 จำนวน 1,445 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 230 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 ที่มีกำไร 1,215 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 843 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 178 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มของโครงการบงกชในไตรมาส 2 ปี 2561 และการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซียในไตรมาส 3 ปี 2562 ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 106 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซีย และค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 82 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ

สำหรับกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ สำหรับปี 2562 จำนวน 124 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 219 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 ที่มีขาดทุน 95 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในปี 2562 แข็งค่าขึ้นมากกว่าปี 2561 ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 187 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับการกลับรายการ (reverse) ผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับ Functional Currency ที่เคยรับรู้ไว้จนถึง ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 เฉพาะของ บริษัท ปตท.สผ. จำนวน 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามประกาศพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 9) ปี 2562 ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2562 รวมทั้งมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนในปี 2562 จำนวน 109 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ปี 2561 รับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 19 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. นอกจากนี้ ในปี 2562 ไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทาวา) จำนวน 58 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลีย 54 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. อย่างไรก็ตาม มีการรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินในปี 2562 จำนวน 109 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ปี 2561 รับรู้กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน 14 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าและสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

**ไตรมาส 4 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562**

ผลการดำเนินงานสำหรับไตรมาส 4 ปี 2562 มีกำไรสุทธิ 384 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 26 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 7 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 358 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 379 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 5 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2562 จำนวน 379 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 76 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไร 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 261 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากปริมาณ

การขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากค่าใช้จ่ายการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 100 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการรับรู้ค่าใช้จ่ายของโครงการมาเลเซียและกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการเข้าซื้อกิจการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 66 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นของโครงการมาเลเซียและโครงการบงกช รวมทั้งกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการซื้อบริษัท Partex Holding B.V.

สำหรับกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2562 จำนวน 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไร 55 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินในไตรมาส 4 ปี 2562 จำนวน 41 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2562 รับรู้กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน 22 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันและสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 29 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 4 ปี 2562 แข็งค่าขึ้นมากกว่าไตรมาส 3 ปี 2562

#### ไตรมาส 4 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีกำไรสุทธิ 269 ล้านดอลลาร์ สรอ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรเพิ่มขึ้น 115 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 43 โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2562 จำนวน 379 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 96 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไร 283 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 344 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากค่าใช้จ่ายการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 112 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการเข้าซื้อกิจการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซีย และโครงการบงกชจากการผลิตที่สูงขึ้น

สำหรับกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2562 จำนวน 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 19 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีขาดทุน 14 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากราคาเงินบาทในไตรมาส 4 ปี 2562 แข็งค่าขึ้น ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2561 อ่อนค่าลง ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 45 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 38 ล้านดอลลาร์ สรอ. นอกจากนี้ ในไตรมาส 4 ปี 2562 ไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอหนาร) รวมทั้งการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลีย ซึ่งมีการรับรู้รายการดังกล่าวในไตรมาส 4 ปี 2561 อย่างไรก็ตาม มีการรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินในไตรมาส 4 ปี 2562 จำนวน 41 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2561 รับรู้กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน 72 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

#### 14.3.2. ผลการดำเนินงานรวมจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	2562	2561	% เพิ่ม (ลด) YTD	ไตรมาส 3 2562	ไตรมาส 4 2562	ไตรมาส 4 2561	% เพิ่ม (ลด) QoQ	% เพิ่ม (ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	1,342	954	41	292	395	229	35	72
ประเทศไทย	1,236	1,073	15	298	343	303	15	13
ต่างประเทศ	106	(119)	>100	(6)	52	(74)	>100	>100
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	132	59	>100	4	68	18	>100	>100
- ออสเตรเลีย	(15)	(151)	90	(7)	(1)	(89)	86	99
- อเมริกา	(10)	(27)	63	(3)	(2)	(5)	33	60
- แอฟริกา	14	(0.2)	>100	4	(7)	2	>(100)	>(100)
- อื่นๆ	(15)	-	(100)	(4)	(6)	-	(50)	(100)

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	2562	2561	% เพิ่ม (ลด) YTD	ไตรมาส 3 2562	ไตรมาส 4 2562	ไตรมาส 4 2561	% เพิ่ม (ลด) QoQ	% เพิ่ม (ลด) YoY
ปิโตรเลียมขั้นกลาง	1	-	100	-	1	-	100	100
ท่อขนส่งก๊าซ	292	230	27	72	62	7	(14)	>100
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(66)	(64)	(3)	(6)	(74)	33	>(100)	>(100)
<b>รวม</b>	<b>1,569</b>	<b>1,120</b>	<b>40</b>	<b>358</b>	<b>384</b>	<b>269</b>	<b>7</b>	<b>43</b>

### ปี 2562 เปรียบเทียบกับปี 2561

สำหรับปี 2562 มีกำไรสุทธิ 1,569 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 449 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 40 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 1,120 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย 163 ล้านดอลลาร์ สรอ. เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย 136 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น 73 ล้านดอลลาร์ สรอ.

#### (1) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

##### (1.1) ประเทศไทย

สำหรับปี 2562 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 1,236 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 163 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 15 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 1,073 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นส่วนใหญ่จากปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มของโครงการบงกชใน ไตรมาส 2 ปี 2561 รวมทั้งมีการรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นจากการกลับรายการ (reverse) ผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับ Functional Currency ที่เคยรับรู้ไว้จนถึง ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2561 เฉพาะของ บริษัท ปตท.สผ. จำนวน 60 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามประกาศพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 9) ปี 2562 ในเดือนเมษายน ปี 2562

##### (1.2) เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย

สำหรับปี 2562 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 15 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 136 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 90 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 ที่มีขาดทุนสุทธิ 151 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทรา) รวมทั้งการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้จากการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลีย ซึ่งมีการรับรู้รายการดังกล่าวในปี 2561

##### (1.3) เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

สำหรับปี 2562 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 132 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 73 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 59 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซียในไตรมาส 3 ปี 2562

### ไตรมาส 4 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2562 มีกำไรสุทธิ 384 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 26 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 7 เมื่อเปรียบเทียบกับ ไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 358 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นในส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. และในประเทศไทย 45 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 68 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(1) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

(1.1) เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ในไตรมาส 4 ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีกำไรสุทธิ 68 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 4 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซีย และค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง เนื่องจากไม่มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจในไตรมาส 4 ปี 2562

(1.2) ประเทศไทย

ในไตรมาส 4 ปี 2562 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 343 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 45 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 15 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 298 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น

(2) สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 4 ปี 2562 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 74 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 68 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีขาดทุนสุทธิ 6 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ทางการเงินเปลี่ยนแปลงลดลง (ไตรมาส 4 ปี 2562 รับรู้ขาดทุน ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2562 รับรู้กำไร) โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันและสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า

ไตรมาส 4 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2562 มีกำไรสุทธิ 384 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 115 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 43 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 269 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย 88 ล้านดอลลาร์ สรอ. เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. และประเทศไทย 40 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 107 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(1) ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

(1.1) เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย

ในไตรมาส 4 ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 1 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 88 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 99 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีขาดทุนสุทธิ 89 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทารา) รวมทั้งการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลีย ซึ่งมีการรับรู้รายการดังกล่าวในไตรมาส 4 ปี 2561

(1.2) เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ในไตรมาส 4 ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีกำไรสุทธิ 68 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซียในไตรมาส 3 ปี 2562

### (1.3) ประเทศไทย

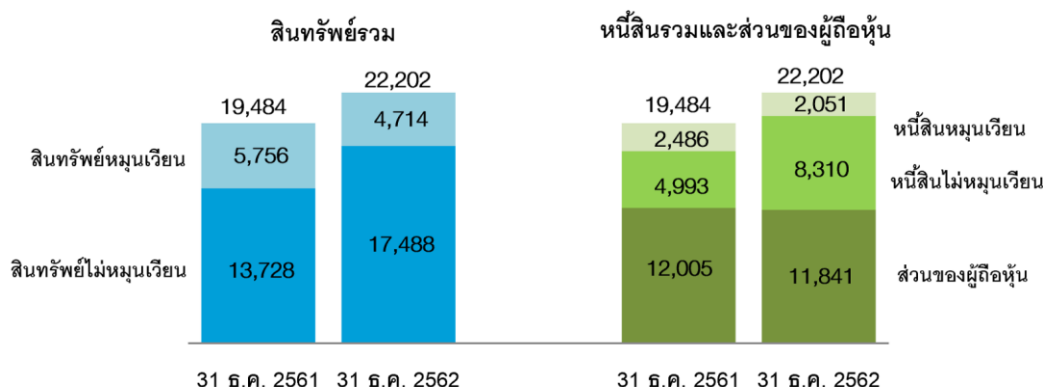
ในไตรมาส 4 ปี 2562 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 343 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 40 ล้านบาท สรอ. หรือร้อยละ 13 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 303 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น

### (2) สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 4 ปี 2562 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 74 ล้านบาท สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 107 ล้านบาท สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 33 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักมาจากอนุพันธ์ทางการเงินเปลี่ยนแปลงลดลง (ไตรมาส 4 ปี 2562 รับรู้ขาดทุน ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2561 รับรู้กำไร) โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

#### 14.3.3. ฐานะการเงิน

หน่วย: ล้านบาท สรอ.



### (1) สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 22,202 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 2,718 ล้านบาท สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 จำนวน 19,484 ล้านบาท สรอ. เป็นผลมาจาก

(1.1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น ลูกหนี้บริษัทใหญ่ ลูกหนี้การค้า และเงินลงทุนเพื่อค้า มีจำนวนลดลง 1,042 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากเงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 621 ล้านบาท สรอ. เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลงจำนวน 357 ล้านบาท สรอ. และลูกหนี้อื่นลดลง 350 ล้านบาท สรอ.

(1.2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุน ภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนมีจำนวนเพิ่มขึ้น 3,760 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากสินทรัพย์ที่อยู่ภายใต้บัญชีที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สินทรัพย์ไม่มีตัวตนรวมทั้งสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าเพิ่มขึ้น 2,076 ล้านบาท สรอ. นอกจากนี้ค่าความนิยมเพิ่มขึ้น 817 ล้านบาท สรอ. จากการเข้าซื้อกิจการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. รวมถึงสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 499 ล้านบาท สรอ.

## (2) หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 10,361 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้นจำนวน 2,882 ล้านบาท สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 จำนวน 7,479 ล้านบาท สรอ. เป็นผลมาจาก

(2.1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ภาษีเงินได้ค้างจ่าย ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย ประมาณการหนี้สินระยะสั้น และหนี้สินหมุนเวียนอื่น โดยมีจำนวนลดลง 435 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากสิ่งตอบแทนที่จะจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจลดลง 466 ล้านบาท สรอ.

(2.2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่าซื้อถาวรอุปกรณ์การผลิต หนี้กู้ยืม และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 3,317 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากการออกหุ้นกู้เพิ่มขึ้น 1,167 ล้านบาท สรอ. และเงินกู้ยืมระยะยาวเพิ่มขึ้น 718 ล้านบาท สรอ. รวมถึงประมาณการหนี้สินค่าซื้อถาวรอุปกรณ์การผลิต และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีที่เพิ่มขึ้น 724 และ 577 ล้านบาท สรอ. ตามลำดับโดยหลักจากการเข้าซื้อกิจการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V.

## (3) โครงสร้างเงินทุนบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ประกอบด้วยส่วนทุน 11,841 ล้านบาท สรอ. และหนี้สินรวม 10,361 ล้านบาท สรอ.

สำหรับในส่วนทุน 11,841 ล้านบาท สรอ. ลดลงจำนวน 164 ล้านบาท สรอ. จากส่วนทุน ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2561 จำนวน 12,005 ล้านบาท สรอ. ส่วนใหญ่เป็นผลมาจากการไถ่ถอนและซื้อคืนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนรวมทั้งสิ้น 969 ล้านบาท สรอ. ในปี 2562 จ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2561 และงวด 6 เดือนแรกของปี 2562 จำนวนรวมทั้งสิ้น 698 ล้านบาท สรอ.

โดยในส่วนของหนี้สินรวม 10,361 ล้านบาท สรอ. เป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,442 ล้านบาท สรอ. โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ย ร้อยละ 4.41 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 13.84 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัทฯ อยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ที่ร้อยละ 100 สำหรับสัดส่วนของอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่ออัตราดอกเบี้ยลอยตัวอยู่ที่ร้อยละ 82 ต่อ 18

ในปี 2562 ที่ผ่านมา กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้มีการไถ่ถอนหุ้นกู้ การออกเสนอขายหุ้นกู้ รวมถึงการซื้อคืนหุ้นกู้ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ในเดือนพฤษภาคม 2562 บริษัทฯ ได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิของบริษัทฯ ตามกำหนด จำนวน 5,000 ล้านบาท และในเดือนมิถุนายน 2562 บริษัทฯ ได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิของบริษัทฯ ตามกำหนด จำนวน 8,200 ล้านบาท

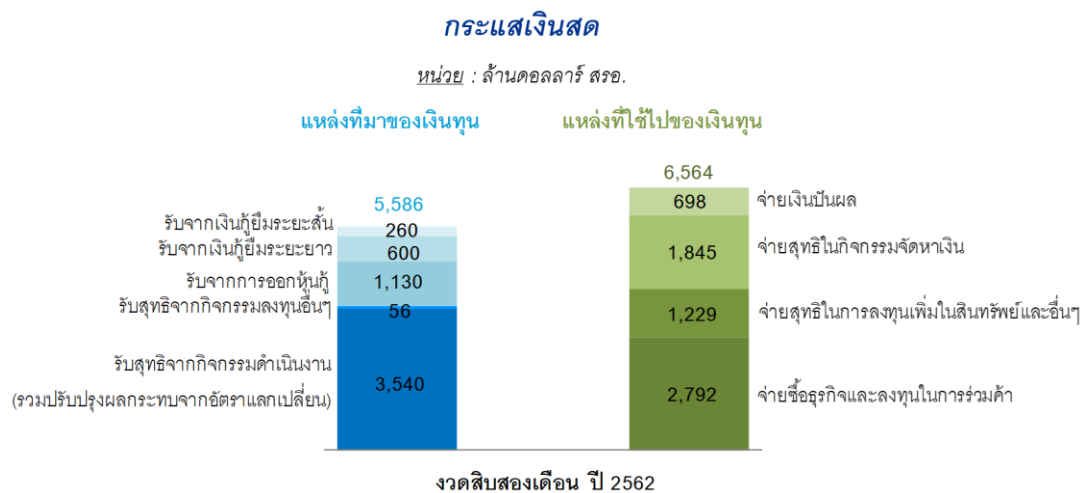
- ในเดือนมิถุนายน 2562 บริษัทฯ และบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (ปตท.สผ.สง.) ได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนของบริษัทฯ ตามสิทธิไถ่ถอนหุ้นกู้ทั้งจำนวน 500 ล้านบาท สรอ.

- ในเดือน มิถุนายน 2562 ปตท.สผ.สง. ได้ออกและเสนอขายหุ้นกู้ ประเภทไม่ด้อยสิทธิและมีผู้ค้ำประกันให้กับผู้ลงทุนสถาบันและผู้ลงทุนรายใหญ่ โดยมีมูลค่าที่เสนอขาย จำนวน 15,000 ล้านบาท มีอายุ 3 ปี ด้วยอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่อปีร้อยละ 2.26 โดยมีบริษัทฯ เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน



- ในเดือนตุลาคม 2562 ปตท.สผ.ฯ ได้เบิกเงินกู้ยืมระยะยาวกับสถาบันการเงินในสกุลเงิน ดอลลาร์ สรอ. เต็มจำนวน เป็นจำนวน 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราดอกเบี้ยลอยตัวที่อัตราดอกเบี้ย 6M Libor บวกร้อยละ 0.87 ต่อปี โดยมี ปตท.สผ. เป็นผู้ค้ำประกันเงินกู้ทั้งจำนวน
- ในเดือนธันวาคม 2562 บริษัท ปตท.สผ.ฯ ได้มีการบริหารจัดการโครงสร้างเงินทุนสำหรับหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนที่เป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. โดยทำการซื้อคืนหุ้นกู้ จำนวนประมาณ 469 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้บริษัท ปตท.สผ.ฯ มีจำนวนเงินต้นของหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนดังกล่าวคงเหลือประมาณ 31 ล้านดอลลาร์ สรอ. และในขณะเดียวกัน บริษัท ปตท.สผ.ฯ ได้ออกและเสนอขายหุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิ ไม่มีหลักประกัน อายุ 40 ปี จำนวน 650 ล้านดอลลาร์ สรอ. มีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 3.903 ต่อปี และค้ำประกันโดยบริษัท ฯ ทั้งนี้ บริษัท ปตท.สผ.ฯ ได้ใช้สิทธิไถ่ถอนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่คงเหลือทั้งหมดในเดือน มกราคม 2563 ณ ราคาไถ่ถอนตามเงื่อนไข ข้อกำหนดและวิธีการที่กำหนดของหุ้นกู้ด้อยสิทธิ

#### 14.3.4 กระแสเงินสด



ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น ซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 3,023 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 978 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 4,001 ล้านดอลลาร์ สรอ.

**แหล่งที่มาของเงินทุน**จำนวน 5,586 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขายสุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ **เงินสดรับสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน**จากการออกหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิและมีผู้ค้ำประกันและเงินกู้ยืมระยะยาว

**แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุน**จำนวน 6,564 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิในการเข้าซื้อธุรกิจและลงทุน**ในกิจการร่วมค้า นอกจากนี้ยังมีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่มาจากการลงทุนในโครงการเอส 1 และโครงการชอติกา สำหรับ**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน และการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิสกุลเงินบาท รวมทั้งจ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2561 และสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2562

### อัตราส่วนทางการเงินและการดำเนินงานที่สำคัญ

	2562	2561	ไตรมาส 3 2562	ไตรมาส 4 2562	ไตรมาส 4 2561
<b>อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)</b>					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	70.65	72.68	69.15	66.74	71.08
อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น	13.16	9.53	12.26	13.16	9.53
อัตรากำไรสุทธิ	24.47	20.51	23.64	24.47	20.51
<b>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)</b>					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.29	0.16	0.18	0.29	0.16
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.62	0.63	0.49	0.62	0.63

หมายเหตุ:

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

## 14.4 ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ สิ้นปี 2562 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการใน 15 ประเทศ มีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) จำนวน 1,140 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Probable Reserves) จำนวน 507 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ ดังนี้

### 14.4.1 โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในปี 2562 บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 274,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 78 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 71,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 20 ของปริมาณการขายทั้งหมด เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าโดยหลักจากการเข้าซื้อกิจการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซียในกลางปี 2562

#### โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทย โดยส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการบงกช โครงการคอนแทร์ก 4 โครงการอาทิตย์** สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน **โครงการเอส 1** ได้ทำการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องโดยมีแผนรักษาระดับการผลิตที่ประมาณ 30,000 บาร์เรลต่อวันใน 3 ปีข้างหน้า โดยในปี 2562 ปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 31,000 บาร์เรลต่อวัน **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ) และโครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** ได้เริ่มดำเนินการตามแผนดำเนินงานในช่วงเตรียมการ ซึ่งรวมถึงการเริ่มวางแผนการเจาะหลุมสำรวจ การสร้างแท่นผลิตและท่อส่งก๊าซ และการศึกษาการเตรียมความพร้อมในด้านอื่น ๆ เพื่อเตรียมผลิตก๊าซให้ได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต

ในปริมาณขั้นต่ำ 700-800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2565-2566 เป็นต้นไป โดยมีการประสานงานกับผู้รับสัมปทานรายเดิมและกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างใกล้ชิดเพื่อให้เกิดการเปลี่ยนผ่านการดำเนินการที่ราบรื่น

### โครงการในเมียนมา

**โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase)** ในเมียนมา อาทิ **โครงการชอติกา** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวมะตะมะของเมียนมา ได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจหลุมแรกในพื้นที่ตะวันตกของแปลงและอยู่ในระหว่างการเจาะหลุมสำรวจที่ 2 เพื่อความต่อเนื่องในการรักษาระดับการผลิตในอนาคต นอกจากนี้โครงการได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการเฟส 1 D (Field Development Plan) จากรัฐบาลเมียนมาเป็นที่ยอมรับในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยตามเป้าหมายที่ 297 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 48,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** ได้ยื่นปรับแผนพัฒนาโครงการเพื่อให้สอดคล้องกับแผนพัฒนาโครงการ Gas to Power ต่อบริษัทเมียนมา ในไตรมาส 4 ปี 2562 **โครงการเมียนมา MD-7** อยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุมในไตรมาส 1 ปี 2563 **โครงการเมียนมา เอ็ม 11** จากการวิเคราะห์หลุมที่เสร็จสิ้นในไตรมาสที่ 2 ไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา จึงยื่นขอยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจในปลายไตรมาส 3 ปี 2562 โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากรัฐบาลเมียนมา **โครงการเมียนมา เอ็มโอจี 3** ได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจ 4 หลุม โดยจากการวิเคราะห์หลุม ไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา จึงได้มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจทั้งหมดในปี 2562

### โครงการในมาเลเซีย

**โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase)** ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการ แปลงเค** ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐ Sabah ประกอบไปด้วย แหล่ง Kikeh, Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) ในปี 2562 โครงการได้เสร็จสิ้นการทำ Subsea Gas Lift เฟส 1 ในแหล่ง Kikeh ซึ่งเป็นหนึ่งในกระบวนการเพิ่มปริมาณการผลิตจากแหล่งกักเก็บ (Improved Oil Recovery: IOR) เพื่อรักษาระดับการผลิตและเพิ่มปริมาณสำรอง โดยในปี 2562 โครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ยประมาณ 27,000 บาร์เรลต่อวัน<sup>1</sup> **โครงการซาราวัก เอสเค 309 และ เอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัก โครงการได้เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติจาก 2 หลุม (Infill gas development wells) ที่ได้เริ่มเจาะในช่วงครึ่งปีแรก โดยในปี 2562 โครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ยประมาณ 26,000 บาร์เรลต่อวัน<sup>1</sup> มีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติประมาณ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน<sup>1</sup> (ประมาณ 46,800 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

**โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)** ได้แก่ **โครงการ แปลงเอช** ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐ Sabah มีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในไตรมาส 3 ปี 2563 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการก่อสร้าง Subsea Infrastructure ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2563 สำหรับ Petronas Floating LNG ที่จะรับก๊าซจากโครงการ กำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างและคาดว่าจะพร้อมเคลื่อนย้ายเพื่อติดตั้งในเดือนกุมภาพันธ์ 2563 โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ได้แก่ **โครงการซาราวัก เอสเค 410** ปี ได้รับการอนุมัติให้ขยายระยะเวลาการสำรวจออกไปอีก 3 ปี จนถึงไตรมาส 1 ปี 2566 และได้ดำเนินการการศึกษาแผนพัฒนาโครงการและวางแผนเจาะหลุมประเมินผลเพื่อประเมินศักยภาพเพิ่มเติมในปี 2563 จำนวน 1 หลุม **โครงการซาราวัก เอสเค 314 เอ** ได้รับการอนุมัติให้ขยายระยะเวลาการสำรวจออกไปอีก 3 ปี จนถึงปี 2565 **โครงการซาราวัก เอสเค 417, โครงการซาราวัก เอสเค 438, โครงการซาราวัก เอสเค 405 ปี, โครงการ พีเอ็ม 407 และโครงการพีเอ็ม 415** ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อดำเนินการเจาะหลุมสำรวจในปี 2563-2564

<sup>1</sup> เป็นปริมาณการผลิตและการขายเฉลี่ยต่อวันตั้งแต่วันที่การเข้าซื้อเสร็จสิ้น

### โครงการในเวียดนาม

**โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase)** สำหรับโครงการในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมประเมิน 1 หลุม ในไตรมาส 1 ปี 2563 เพื่อรักษาระดับการผลิตตามเป้าหมาย ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ยประมาณ 16,000 บาร์เรล ต่อวันและปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 7 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 1,700 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปลายปี 2566 ด้วยกำลังการผลิตที่จะค่อย ๆ เพิ่มขึ้นสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

#### 14.4.2 โครงการในตะวันออกกลาง

ปตท.สผ. มีโครงการร่วมทุนในภูมิภาคของ ปตท.สผ. ที่ตั้งอยู่ในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)

โครงการร่วมทุนในโอมานซึ่งเป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ได้แก่ **โครงการฟิติโอ (แปลง 6)** เป็นแปลงสัมปทานบนบกที่มีศักยภาพและขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 1 ใน 3 ของประเทศ ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายเฉลี่ยประมาณ 618,000 บาร์เรลต่อวัน<sup>1</sup> **โครงการมุดโคชนา (แปลง 53)** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการขายเฉลี่ยประมาณ 109,000 บาร์เรลต่อวัน<sup>1</sup> โดยทั้งสองโครงการเป็นส่วนหนึ่งของการเข้าซื้อบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) ซึ่งเสร็จสิ้นเมื่อวันที่ 4 พฤศจิกายน 2562

โครงการร่วมทุนในยูเออีที่**อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐบาลบาห์เรน ได้แก่ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจในปี 2563 จำนวน 1 หลุม

#### 14.4.3 โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มี**โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ในภูมิภาคนี้ ได้แก่ ประเทศแคนาดา (แคนาดา) สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก)

**โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์** ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ตาของแคนาดา ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อหาแนวทางการบริหารจัดการโครงการที่เหมาะสม

โครงการร่วมทุนในบราซิลจำนวน ได้แก่ **โครงการบารารินเนียส เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล และ**โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล ปัจจุบันทั้งสองโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพของปิโตรเลียม

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโกจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก และ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก ทั้งสองโครงการได้รับการอนุมัติแผนการสำรวจจากหน่วยงาน Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) แล้ว ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อดำเนินการตามแผนสำรวจต่อไป พร้อมทั้งเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปี 2563 สำหรับโครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)

#### 14.4.4 โครงการในออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ คือ โครงการพีทีทีพี ออสเตรเลีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 8 แปลงสัมปทาน

**สำหรับแหล่งมอหนาร่า** บริษัทได้มีการขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในแหล่งมอหนาร่าแล้วเสร็จเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2561 และได้เสร็จสิ้นการส่งต่อการดำเนินการ (Operatorship Transfer) ให้กับผู้ซื้อ โดยได้รับการอนุมัติจากองค์การบริหารความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมด้านปิโตรเลียมทางทะเล ของประเทศออสเตรเลียเรียบร้อยแล้ว

**สำหรับแหล่ง Cash Maple** ที่อยู่ใน**ระยะเวลาสำรวจ (Exploration Phase)** อยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาโครงการที่เหมาะสมและ**สำหรับแปลงสำรวจ AC/P54 ในแหล่ง Orchid** มีการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมเสร็จสิ้นในปี 2562 โดยผลจากการเจาะสำรวจค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ความหนา 34 เมตร ทั้งนี้โครงการมีแผนพัฒนาร่วมกับแหล่ง Cash Maple ต่อไป

#### 14.4.5 โครงการในแอฟริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาค ที่ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) และสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก) ได้แก่

**โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี** ซึ่งเป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในปี 2562 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยประมาณ 18,000 บาร์เรลต่อวัน

**โครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคช** เป็น**โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)** ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามแผนพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาล โดยได้เริ่มดำเนินการพัฒนาแล้วในเดือนมีนาคมเป็นต้นมา และคาดว่าจะเริ่มผลิตในปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตในปี 2568 เป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน

**โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1** เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่บนชายฝั่งของโมซัมบิก ซึ่ง**อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)** ในปี 2562 กลุ่มผู้ร่วมทุนได้ร่วมกันประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย หรือ FID สำหรับการพัฒนาโครงการก๊าซธรรมชาติเหลวในโมซัมบิก โดยการพัฒนาจะประกอบด้วยโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว 2 สายการผลิต (train) มีกำลังการผลิตรวม 12.88 ล้านตันต่อปีจากแหล่ง Golfinho-Atum ซึ่งโครงการมีสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลวในระยะยาวกับผู้ซื้อทั้งจากทวีปเอเชียและยุโรปรวมแล้วประมาณ 11.1 ล้านตันต่อปี นอกจากนี้ โครงการยังได้ออก Notice to Proceed (NTP) ของงานติดตั้งอุปกรณ์นอกชายฝั่งทะเล (EPCI Offshore Installation) และงานก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก (EPC Onshore Construction Contract) โดยปัจจุบันผู้รับเหมาได้เข้าพื้นที่และเริ่มงานก่อสร้างอย่างเป็นทางการแล้ว ปัจจุบัน โครงการอยู่ระหว่างการจัดหาเรือขนส่ง LNG และจัดหาเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance กับสถาบันการเงิน โดยคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ตามแผนในปี 2567

### 14.5 กลยุทธ์การบริหารจัดการ

#### 14.5.1 การบริหารการลงทุน

ปี 2562 เป็นปีที่ ปตท.สผ. ประสบความสำเร็จเป็นอย่างยิ่งในการดำเนินงานตามแผนกลยุทธ์ Expand and Execute ทั้งในด้านการเข้าซื้อกิจการ และการสำรวจ โดยเฉพาะการเข้าซื้อกิจการจากบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย และบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) ที่มีการลงทุนหลักในตะวันออกกลาง และการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ Lang Lebah ในพื้นที่โครงการ Sarawak SK410B ทั้งนี้ในปี 2563 ปตท.สผ. จะปรับเน้นการดำเนินงานตามแผนกลยุทธ์ Execute ให้มากขึ้น โดยมีสาระสำคัญดังต่อไปนี้

**Expand** กลยุทธ์ในการขยายธุรกิจ โดยมุ่งเน้นในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความชำนาญและมองหาโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานเพื่อสร้างความยั่งยืนในระยะยาว

- กลยุทธ์ Coming home: ปตท.สผ.ยังคงมองหาโอกาสในการขยายธุรกิจในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก รวมถึงโอกาสต่อยอดทางธุรกิจที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญ เช่น Gas Value Chain โดยขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาในรูปแบบของ Gas-to-Power
- กลยุทธ์ Strategic Alliance: บริษัทยังคงมองหาโอกาสการลงทุนในภูมิภาคตะวันออกกลางร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญอย่างต่อเนื่อง
- กลยุทธ์การลงทุนในธุรกิจใหม่เพื่อความยั่งยืน: มุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน และอาจพัฒนาเป็นธุรกิจใหม่ในอนาคต

**Execute** กลยุทธ์ในการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก และรักษาขีดความสามารถในการแข่งขัน

- เร่งกิจกรรมในโครงการสำรวจปัจจุบันในประเทศเมียนมาและมาเลเซีย บริษัทมุ่งเน้นในการประเมินศักยภาพเพิ่มเติม และเร่งรัดการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ในพื้นที่โครงการ Sarawak SK410B เพื่อที่จะเพิ่มมูลค่าและปริมาณสำรองปิโตรเลียมของบริษัทในอนาคต
- สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน ปตท.สผ.ดำเนินการปรับใช้เทคโนโลยีขั้นสูงในการปฏิบัติการของโครงการ S1 อย่างต่อเนื่อง เช่น การทดสอบเทคโนโลยี Enhanced Oil Recovery (EOR) และการทำ Hydraulic Fracturing อย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ บริษัทยังมีแผนที่จะใช้ PTTEP Seismic Processing Center (PSPC) ใหม่ในการทำ Seismic Imaging ให้ดีขึ้นอีกด้วย
- บริษัทยังคงบริหารต้นทุนการผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้ บริษัทมีการปรับใช้เทคโนโลยีดิจิทัล เช่น Artificial Intelligence (AI) และ Machine Learning (ML) ในการลดต้นทุนและเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต
- ดำเนินแผนการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการโครงการบงกช เอราวัณ และโครงการใหม่จากการเข้าซื้อกิจการอย่างมีประสิทธิภาพ โดย ปตท.สผ. ยังคงมุ่งเน้นการทำงานและประสานงานกับผู้ถือผลประโยชน์ร่วมทุกรายเพื่อให้มั่นใจว่าการผลิตจากแหล่งต่าง ๆ สามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่อง
- ผลักดันการพัฒนาของโครงการหลักในต่างประเทศ บริษัทมุ่งเน้นในการติดตามและสนับสนุนการพัฒนาโครงการหลัก เช่น โครงการ Mozambique Area 1 Project และ โครงการ Algeria Hassi Bir Rekaiz

#### 14.5.2 การบริหารจัดการเงินทุน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้น ปี 2562 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 3 พันล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.29 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องสูงและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท โดยสามารถรองรับแผนการลงทุนเพื่อรักษาระดับการผลิตตามแผนงาน รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อเร่งพัฒนาโครงการต่าง ๆ การเจาะสำรวจตามแผนการลงทุน และโอกาสทางธุรกิจที่สอดคล้องกับแผนธุรกิจของบริษัท

นอกจากนี้ บริษัทได้บริหารจัดการโครงสร้างทางการเงินในส่วนของหนี้หุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด เหมาะสม และสอดคล้องกับสภาวะการลงทุนปัจจุบัน โดยมีรายละเอียดสรุปได้ดังนี้



(1) การซื้อคืนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ประเภทด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน (Subordinated Perpetual Capital Securities) ที่ออกและเสนอขายให้กับนักลงทุนในต่างประเทศ จำนวนเงินต้นรวม 500 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 4.6 โดยในวันที่ 6 ธันวาคม 2562 บริษัทได้ดำเนินการซื้อหุ้นกู้คืนจำนวนประมาณ 469 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเมื่อวันที่ 10 มกราคม 2563 บริษัทได้ใช้สิทธิไถ่ถอนหุ้นกู้ด้อยสิทธิคงเหลือตามเงื่อนไข และวิธีการที่กำหนดของหุ้นกู้ด้อยสิทธิ

(2) การออกและเสนอขายหุ้นกู้ จำนวน 650 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในวันที่ 6 ธันวาคม 2562 ให้กับนักลงทุนในต่างประเทศ โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 3.903 ต่อปี และครบกำหนดไถ่ถอนของหุ้นกู้วันที่ 6 ธันวาคม 2602

## 14.6 ด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติที่เป็นสากลและตามมาตรฐานของสหประชาชาติ ในปี 2562 ปตท.สผ. ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Indices (DJSI) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 6 ในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream and Integrated Industry) และยังได้รับคะแนนประเมินสูงสุด หรือ Industry Leader ของกลุ่มบริษัทในธุรกิจประเภทเดียวกันทั่วโลกเป็นครั้งที่ 2 และได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกของดัชนี FTSE4Good Index Series ประเภท FTSE4Good Emerging Index ต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 รวมถึงได้รับรางวัล SET Awards ประเภทรางวัลบริษัทจดทะเบียนด้านความยั่งยืนยอดเยี่ยม (Best Sustainability Awards) จากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย รางวัลชนะเลิศองค์กรต้นแบบด้านสิทธิมนุษยชน ประเภทหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ จากกรมคุ้มครองสิทธิและเสรีภาพ กระทรวงยุติธรรม และรางวัลองค์กรโปร่งใสจากสำนักคณะกรรมการป้องกันและปราบปรามการทุจริตแห่งชาติอีกด้วย

ความสำเร็จดังกล่าวสะท้อนให้เห็นถึงความมุ่งมั่นของ ปตท.สผ. ในการดำเนินงานภายใต้แนวคิด FROM “WE” to “WORLD” โดยการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืนและพร้อมส่งมอบคุณค่าให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกกลุ่ม และสามารถขยายผลส่งต่อความยั่งยืนนั้นไปสู่ชุมชน สังคม และสิ่งแวดล้อมทั้งในระดับประเทศและระดับสากลได้เป็นอย่างดี โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2562 ซึ่งครอบคลุม 3 องค์ประกอบหลักของกรอบแนวคิดด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืน ได้แก่ การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization - HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholders Value Creation - SVC) ดังต่อไปนี้

### 14.6.1 ด้านการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ

นอกจากการดำเนินงานตามแผนกลยุทธ์ Expand and Execute ตามที่กล่าวข้างต้น โดยมีเป้าหมายในการขยายกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่องเฉลี่ยร้อยละ 5 ต่อปี และรักษาอัตราส่วนปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วต่ออัตราการผลิตไม่น้อยกว่า 7 ปี เพื่อสร้างการเติบโตอย่างยั่งยืนแล้วนั้น ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม เพื่อสนับสนุนและเพิ่มประสิทธิภาพในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีความคืบหน้าของโครงการสำคัญในด้านต่าง ๆ ดังนี้

- **เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียม ได้แก่**

- โครงการพัฒนาการใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าเพื่อติดตามการเคลื่อนที่ของน้ำและน้ำมัน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตปัจจุบัน อยู่ระหว่างการนำเทคโนโลยีไปทดสอบใช้งานในชั้นน้ำรองในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์

- โครงการพัฒนาวัสดุดูดซับที่ใช้ในการแยกคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการออกแบบกระบวนการต้นแบบ

- โครงการพัฒนาตัวกรองสำหรับแยกสิ่งปนเปื้อนออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาตัวกรองในระดับต้นแบบ และดำเนินการสร้างศูนย์ทดสอบการแยกสิ่งปนเปื้อน

- **เทคโนโลยีที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม** ได้แก่

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีตรวจสอบสภาพท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลสำหรับกระบวนการเรือขนถ่ายตามมาตรฐานสากลที่ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์เพื่อนำไปทดสอบใช้งานในขั้นนำร่อง
- โครงการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโดยการเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนากระบวนการต้นแบบ
- โครงการผลิตท่อนาโนคาร์บอน จากก๊าซธรรมชาติที่เผาโดยปล่อยเผาทิ้ง ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์เพื่อนำไปทดสอบใช้งานในขั้นนำร่อง

- **โครงการก่อสร้างศูนย์พัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม** ปตท.สผ. (PTIC) ในพื้นที่เขตนวัตกรรมระยอง เศรษฐกิจภาคตะวันออก (EECi) ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาแบบศูนย์วิจัย และกำลังดำเนินการเตรียมพื้นที่สำหรับการก่อสร้าง

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ในปี 2562 อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) ของ ปตท.สผ. เท่ากับ 0.07 และอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.55 ซึ่งทั้งนี้ LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

#### 14.6.2 ด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎหมาย (GRC)

ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความถูกต้อง โปร่งใส เป็นธรรม ปฏิบัติตามกฎหมายและข้อบังคับอย่างเคร่งครัด และยึดมั่นในหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแล และการบริหารความเสี่ยงอย่างเหมาะสม โดยมีผลการดำเนินงานในปี 2562 ที่สำคัญ ดังนี้

- ปรับแผนงานขององค์กรให้สอดคล้องกับผลการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) และเผยแพร่ให้แก่พนักงานเพื่อสร้างความเข้าใจในด้านนี้มากขึ้น รวมถึงมีการบูรณาการรายงานด้าน GRC ให้มีความครอบคลุมในประเด็นที่มีความสำคัญมากขึ้น
- ปรับปรุงการดำเนินการด้าน GRC ที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการเข้าซื้อกิจการ (M&A) และการตั้งธุรกิจใหม่ (New Business) เพื่อให้สอดคล้องกับการเติบโตทางธุรกิจของ ปตท.สผ. โดยมุ่งเน้นการกำกับดูแลที่เป็นไปอย่างถูกต้องตามนโยบายของบริษัท รวมถึงการปฏิบัติตามกฎหมายของประเทศที่บริษัทเข้าไปลงทุนอย่างเคร่งครัด สะท้อนภาพการบริหารจัดการด้าน GRC ให้ชัดเจนยิ่งขึ้น

#### 14.6.3 ด้านการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย

ในปี 2562 ปตท.สผ. มีกลยุทธ์การดำเนินงานโครงการพัฒนาสังคมด้วยการสร้างคุณค่าร่วมให้กับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Value Creation) โดยบริษัทยังคงมุ่งเน้นโครงการด้านความต้องการพื้นฐาน และได้ต่อยอดความสำเร็จของโครงการเพื่อสังคมด้านอื่น ๆ พร้อมทั้งยกระดับสู่การดำเนินการในรูปแบบโครงการวิสาหกิจเพื่อสังคม (Social Enterprise) เพื่อให้ชุมชนได้รับประโยชน์อย่างต่อเนื่อง เช่น การเพิ่มศูนย์การเรียนรู้เพาะปลูก และเครือข่ายกลุ่มอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลในจังหวัดสงขลา นอกจากนี้ได้จัดโครงการอบรมให้แก่คนในชุมชนภายใต้หลักสูตรพนักงานช่วยเหลือคนไข้ โดยผู้เข้ารับการอบรมรุ่นที่ 1 ได้เริ่มทำงานที่โรงพยาบาลและจ่ายเงินกลับเข้ากองทุนแล้ว

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Footprint) โดยตั้งเป้าลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 ด้วยการดำเนินโครงการนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์หรือนำเข้ากระบวนการผลิต การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และการลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง



## 14.7 แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

### (1) Energy Outlook

ความต้องการใช้พลังงานหลักของโลก ปัจจุบันยังคงพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) เป็นหลัก ได้แก่ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน โดยในปี 2562 มีสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) ที่ร้อยละ 81 ใกล้เคียงกับปี 2561 และคาดการณ์ว่าในอีก 30 ปีข้างหน้า พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลจะยังคงเป็นแหล่งพลังงานหลักด้วยสัดส่วนร้อยละ 72 ในขณะที่การใช้พลังงานทางเลือกจะเพิ่มขึ้นมาเป็นร้อยละ 21 และพลังงานนิวเคลียร์จะมีสัดส่วนอยู่ที่ร้อยละ 5 (ข้อมูลจาก IHS Markit) ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติยังมีแนวโน้มที่สูงขึ้นตามการขยายตัวของเศรษฐกิจโดยเฉพาะภาคการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก ส่วนการค้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นจากนโยบายของรัฐบาลต่าง ๆ โดยเฉพาะจีนที่จะปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานสะอาดจากก๊าซธรรมชาติแทนพลังงานจากถ่านหิน ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันโดยรวมยังคงมีแนวโน้มที่สูงขึ้นเล็กน้อยด้วยอัตราร้อยละ 0.3 โดยการเพิ่มดังกล่าวมาจากภาคปิโตรเคมีและภาคการขนส่งหนัก (Heavy-duty Transport Sector) เป็นหลัก ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันจากรถโดยสารส่วนบุคคลจะเริ่มลดลง เนื่องจากผลกระทบของประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงที่พัฒนาขึ้นและการใช้รถยนต์พลังงานไฟฟ้า (Electric Vehicle) ที่มีแนวโน้มสูงขึ้น นอกจากนี้ ความต้องการใช้พลังงานทางเลือก (Renewable Energy) โดยเฉพาะพลังงานจากแสงแดดและลม ยังคงมีแนวโน้มสูงขึ้นในหลายๆ ประเทศ เนื่องจากความกังวลในเรื่องปัญหาภูมิอากาศและภาวะโลกร้อน ด้วยการสนับสนุนของภาครัฐที่มากขึ้น รวมทั้งการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตให้มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นส่งผลให้พลังงานทางเลือกมีต้นทุนที่ถูกลงจากปริมาณการผลิตที่เพิ่มมากขึ้น (Economies of Scale)

ในส่วนของทิศทางพลังงานในประเทศไทย ภาครัฐได้จัดทำวางแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan, PDP 2018) ฉบับใหม่ โดยคาดว่าจะเมื่อสิ้นสุดแผนในปี 2580 เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจะเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า โดยมีสัดส่วนถึงร้อยละ 53 ของพลังงานทั้งหมด เนื่องมาจากความคุ้มค่า ส่วนพลังงานทางเลือกมีสัดส่วนอยู่ที่ร้อยละ 20

ปตท.สผ. ยังคงให้ความสำคัญกับก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางความต้องการใช้พลังงานของโลกที่มุ่งสู่การใช้พลังงานที่เป็นมิตรสิ่งแวดล้อม โดย ปตท.สผ. ยังคงมุ่งเน้นการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ที่บริษัทมีอยู่ในปัจจุบัน เช่น โครงการ Sarawak SK410B และโครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน รวมถึงโอกาสต่อยอดทางธุรกิจ Gas Value Chain โดยขยายการลงทุนในประเทศเมียนมาในรูปแบบ Gas-to-Power นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังคงให้ความสำคัญในการใช้เทคโนโลยีโดยเฉพาะเทคโนโลยีหุ่นยนต์และภูมิปัญญาประดิษฐ์เพื่อรักษาความสามารถในการแข่งขันของบริษัท และเพิ่มโอกาสทางธุรกิจเพื่อรองรับทิศทางอุตสาหกรรมพลังงานโลกที่เปลี่ยนแปลงไปในอนาคต

### (2) ราคาน้ำมันดิบ

สำหรับภาพรวมสถานการณ์น้ำมันดิบในปี 2563 คาดว่ายังคงมีความผันผวนและเคลื่อนไหวอยู่ระหว่าง 60-70 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เนื่องจากสถานการณ์น้ำมันในตลาดมีแนวโน้มคลี่คลายลง จากการที่กลุ่ม OPEC+ ร่วมมือกันในการลดกำลังการผลิตจากระดับเดิมที่ได้ตกลงกันไว้เพิ่มอีก 0.5 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2563 รวมถึงการที่อิหร่านถูกคว่ำบาตรอย่างเต็มรูปแบบ

ในด้านอุปสงค์ ถึงแม้ว่า ผลพวงจากนโยบาย IMO 2020 ทำให้เกิดความต้องการน้ำมันดิบมากขึ้น แต่การที่มีการจำกัดปริมาณซัลเฟอร์ในเชื้อเพลิงที่ใช้ในการขนส่งทางเรือ ส่งผลต่อปริมาณความต้องการน้ำมันดิบที่มีซัลเฟอร์สูงอย่างดูไบลดลง ทางด้านการค้าและการผลิตโดยรวมคาดว่าจะเติบโตขึ้นได้เล็กน้อยในปี 2563 เนื่องจากยังมีความกังวลทางเศรษฐกิจ ถึงแม้ว่าสงครามการค้าระหว่างจีนและสหรัฐฯ มีที่ท่าว่าจะดีขึ้นจากข้อตกลงด้านการค้าฉบับที่ 1 (Phase 1) แต่ให้จับตามองสงครามการค้าระหว่างสหรัฐอเมริกาและประเทศอื่นๆ เช่น ยุโรป รวมถึง Brexit แบบไม่มีข้อตกลงด้านการค้าที่อาจเกิดขึ้นได้และทำให้อุปสงค์โดยรวมไม่สามารถขยายตัวได้มากนัก

ทั้งนี้ ปัจจัยที่ต้องติดตามอย่างต่อเนื่องในระยะสั้น ได้แก่ สถานการณ์สงครามการค้าจากสหรัฐฯ ทั้งกับประเทศจีนและยุโรป Brexit ประเด็นภูมิรัฐศาสตร์ทางการเมืองในตะวันออกกลาง ซึ่งหากทวีความรุนแรงอาจส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบพุ่งสูงขึ้นได้ในระยะสั้น และหากความรุนแรงขยายเป็นสงครามในภูมิภาคจนส่งผลกระทบต่อการผลิตและส่งออกน้ำมันจะทำให้ราคาอาจสูงกว่าที่คาดการณ์

### (3) สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2563 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกจะยังคงอยู่ในสภาวะผันผวนอย่างต่อเนื่อง โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่ คาดว่าจะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 8 เป็น 390 ล้านตัน ในขณะที่อุปสงค์อยู่ที่ประมาณ 373 ล้านตัน ทั้งนี้ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกมีแนวโน้มผันผวนในปี 2563 ซึ่งส่งผลต่อราคา LNG โดยตลาดคาดว่าราคา Asian Spot LNG จะเฉลี่ยอยู่ในช่วงระหว่าง 4.5 - 6.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู อย่างไรก็ตาม Asian Spot LNG อาจมีการปรับตัวสูงขึ้น หากความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ กับอิหร่านรุนแรงขึ้น ซึ่งทำให้เกิดความกังวลเกี่ยวกับอุปทาน LNG ที่อาจลดลงจากทางตะวันออกกลางโดยเฉพาะจากประเทศกาตาร์ หากช่องแคบฮอร์มุซถูกปิด นอกจากนี้ ยังมีปัจจัยบวกที่สนับสนุนราคา LNG เช่น ความต้องการ LNG ที่อาจเพิ่มขึ้นกว่าคาดการณ์ในตลาดเอเชีย โดยเฉพาะจีนและอินเดีย การผลิตที่ไม่เป็นไปตามแผนของโครงการปัจจุบัน รวมถึงจำนวนโครงการที่ได้รับอนุมัติให้ก่อสร้างในช่วงปี 2559 - 2560 มีปริมาณน้อย ส่งผลให้อุปทานออกมาไม่เพียงพอต่อความต้องการในปี 2565 - 2567 ทั้งนี้ ได้มีการคาดการณ์ว่าสภาวะผันผวนของ LNG จะเริ่มกลับเข้าสู่จุดสมดุลในปี 2567

### (4) เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2563 จะขยายตัวที่ร้อยละ 2.8 ซึ่งต่ำกว่าที่ประเมินไว้เดิม และอาจปรับลดลงอีกซึ่งเป็นผลจากการส่งออกที่ฟื้นตัวช้ากว่าที่คาด ตามเศรษฐกิจคู่ค้าที่ชะลอตัวจากการกีดกันทางการค้า รวมไปถึงการใช้จ่ายของภาครัฐ และการลงทุนของภาคเอกชนที่ขยายตัวต่ำกว่าที่ประเมินไว้ อย่างไรก็ตาม ภาคการท่องเที่ยวมีแนวโน้มฟื้นตัวต่อเนื่องจากมาตรการกระตุ้นการท่องเที่ยวของภาครัฐ

สำหรับแนวโน้มอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2563 คาดว่ายังแข็งค่าต่อเนื่อง และเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 29.00 ถึง 31.00 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐฯ โดยกระแสเงินลงทุนจะยังไหลเข้ายังสินทรัพย์ปลอดภัยอย่างต่อเนื่องตามสถานการณ์เศรษฐกิจโลกที่ยังมีความเสี่ยง รวมถึงประเทศไทยเนื่องจากเสถียรภาพทางการเงินจากบัญชีเกินดุลสะพัดและระดับเงินสำรองระหว่างประเทศที่สูง อย่างไรก็ตาม ต้องติดตามประสิทธิผลจากการใช้มาตรการต่าง ๆ ของธนาคารแห่งประเทศไทยเพื่อรักษาเสถียรภาพค่าเงิน รวมถึงสถานการณ์ตึงเครียดระหว่างสหรัฐฯ และตะวันออกกลาง นโยบายทางการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ การเลือกตั้งของสหรัฐฯ และข้อสรุปของสงครามการค้าที่จะส่งผลต่อการเคลื่อนย้ายเงินทุนและค่าเงินในปี 2563

อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุลเงิน USD และ USD-linked และค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่อยู่ในสกุล USD ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้อยู่ในสกุลเงิน USD ปตท.สผ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน สำหรับผลกระทบในรูปของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไปที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีนั้น ได้ปรับลดลงบางส่วนจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษี สำหรับการเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัทส่วนใหญ่เป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่

### (5) ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบกับการดำเนินงานของบริษัท

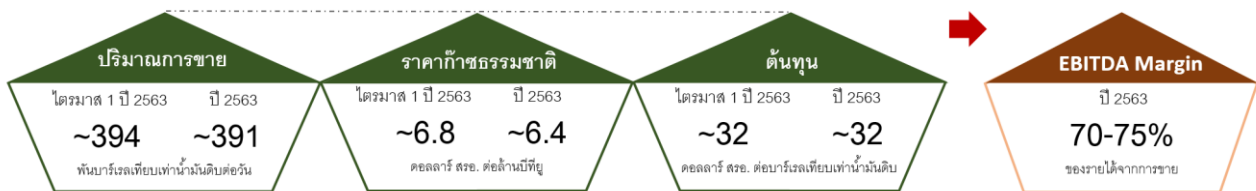
**กฎระเบียบใหม่เรื่อง IMO 2020** จากองค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (International Maritime Organization, IMO) ที่มีมติให้จำกัดปริมาณซัลเฟอร์ (Sulphur) ในน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรมเดินเรือขนส่งระหว่างประเทศ ที่ระดับไม่เกินร้อยละ 0.5 จากระดับร้อยละ 3.5 ในปัจจุบัน ซึ่งจะมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2563 โดยคาดว่าจะส่งผลให้มีความต้องการใช้น้ำมันเตาที่มีปริมาณซัลเฟอร์สูง (High Sulphur Fuel Oil) ในน้ำมันเชื้อเพลิงเดินเรือปรับตัวลดลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยราคาน้ำมันเตา (Fuel Oil) เริ่มมีการปรับตัวลดลงอย่างมากในช่วงไตรมาส 4 ปี 2562 ที่ผ่านมา ทั้งนี้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมีการผูกสูตรราคาเข้ากับราคาน้ำมันเตา จึงเป็นความเสี่ยงที่ราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. ลดลงเนื่องจากกฎระเบียบใหม่นี้ อย่างไรก็ตาม ผลกระทบดังกล่าวคาดว่าจะไม่รุนแรงมากในปี 2563 เนื่องจากโครงสร้างราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. ผูกกับราคาน้ำมันส่วนหนึ่งและย้อนหลังประมาณ 6 - 24 เดือน นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้มีการทำประกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาน้ำมันเตาไว้บางส่วนแล้ว สำหรับในปี

2565 เป็นต้นไป บริษัทคาดว่าผลกระทบนี้จะลดลงอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติของแหล่งบงกชและเอราวัณภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้ผูกสุตรกับน้ำมันดิบไปแทนการผูกสุตรกับราคาน้ำมันเตา

**การประกาศพระราชบัญญัติแก้ไขเพิ่มเติมประมวลรัษฎากร (ฉบับที่ 50) พ.ศ. 2562 และ พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 9) พ.ศ. 2562** ในเดือนเมษายน 2562 มีผลให้บริษัทสามารถคำนวณภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน (Functional Currency) ที่ไม่ใช่สกุลบาท ซึ่งช่วยลดความผันผวนของงบการเงินจากความแตกต่างระหว่างสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชี และที่ใช้ในการคำนวณภาษี โดยในไตรมาส 2 บริษัท ปตท.สผ. ได้เปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษี และรับรู้ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว เนื่องจากการได้รับการอนุมัติภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียมแล้ว สำหรับบริษัทอื่นในกลุ่มยังคงคำนวณภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินบาท จนกว่าจะได้รับการอนุมัติจากอธิบดีกรมสรรพากร จึงจะยังคงเห็นผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าวแต่ในสัดส่วนที่ลดลง

#### (6) แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2563

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2563 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไปสรุปประมาณการสำหรับปี 2563 เป็นดังนี้



- หมายเหตุ:
1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งจากการเข้าซื้อบริษัท Partex ที่เสร็จสิ้นในเดือนพฤศจิกายน 2562
  2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2563 ที่ 60 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบดูไบและราคาน้ำมันเตา (HSFO-Dubai Spread) เฉลี่ยทั้งปี 2563 ที่ 13 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล

#### ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. คาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2563 และทั้งปี 2563 จะอยู่ที่ประมาณ 394,000 และ 391,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ อันเป็นผลมาจากการเข้าซื้อกิจการของ Murphy ในประเทศมาเลเซียและการเข้าซื้อบริษัท Partex ที่เสร็จสิ้นในเดือนกรกฎาคมและพฤศจิกายน 2562 ตามลำดับ

#### ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาธรรมชาติเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2563 และทั้งปี 2563 จะอยู่ที่ประมาณ 6.8 และ 6.4 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันในตลาดโลก
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นปี 2562 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 13 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

#### ต้นทุน

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2563 และทั้งปี 2563 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาดัชนีต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 32 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น